

引用格式:张沛,李昆,庄建建,等.东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹储层差异成岩演化与评价[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):760-772.

ZHANG Pei, LI Kun, ZHUANG Jianjian, et al. Differential diagenetic evolution and evaluation of reservoirs in Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 760-772.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.006

东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹储层差异成岩演化与评价

张沛,李昆,庄建建,谭毅滢

(中国石化上海海洋油气分公司,上海 200120)

摘要:东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹油气成藏条件较好,已发现Y、Q、G等多个构造,油气资源丰富。该区成藏富集的关键因素是储层,但研究区经历早期深埋,整体物性偏差,“甜点”储层发育区不明,制约了中深层油气勘探进程。为了寻找优质储层规模区,基于岩石薄片、X衍射、物性等资料,通过对三潭深凹南、中、北部储层沉积、微观孔隙结构、成岩演化差异性对比得出2点认识:①储层特征与成岩方面,研究区多为低孔低渗—特低孔特低渗—致密储层,储层演化处于中成岩B期;次生溶孔是主要储集空间类型,绿泥石膜和溶蚀作用是建设性成岩作用。②储层物性差异方面,受物源、成岩作用和地温梯度差异的影响,导致三潭深凹南、北储层致密顶界埋深不同,南部致密储层顶界埋深4 000 m,对应温度140 °C;中北部致密储层顶界埋深4 700 m,对应温度160 °C。平湖组比花港组储层经历了较强的碳酸盐胶结、较弱压实和较强溶蚀作用,常规储层段发育更多优质储层,致密储层段受源内超压成岩抑制效应控制,发育有效储层。基于以上认识提出“粗粒相、主河道砂体、源内超压”主控的优质储层发育模式,对西湖凹陷三潭深凹中深层寻找规模油气藏具有重要指导意义。

关键词:东海陆架盆地;西湖凹陷;三潭深凹;致密储层;孔隙结构;储层成岩演化;优质储层发育模式

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Differential diagenetic evolution and evaluation of reservoirs in Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

ZHANG Pei, LI Kun, ZHUANG Jianjian, TAN Yiyi

(Sinopec Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200120, China)

Abstract: The Santan Deep Depression in the Xihu Sag of East China Sea Basin has favorable conditions for oil and gas accumulation, and multiple gasfields such as Y, Q, and G have been discovered, indicating abundant oil and gas resources. The key factor for accumulation and enrichment in this area is the reservoir. However, the study area experienced early deep burial, resulting in overall poor reservoir physical properties and unclear distribution of sweet spot reservoirs, which constrains the exploration process of oil and gas in the middle and deep formations. To identify large-scale high-quality reservoir zones, based on data such as thin section observation, X-ray diffraction, and physical properties, two conclusions were drawn through comparison of sedimentation, microscopic pore structures, and differences in diagenetic evolution of reservoirs in the southern, central, and northern parts of the Santan Deep Depression: (1) In terms of reservoir characteristics and diagenesis, the study area mainly consisted of low-porosity and low-permeability, ultra-low-porosity and ultra-low-permeability, and tight reservoirs, with reservoir evolution at the middle diagenetic stage B. Secondary dissolution pores were the main type of reservoir space, and chlorite film and dissolution were constructive diagenesis processes. (2) In terms of differences in reservoir physical properties, influenced by provenance, diagenesis, and geothermal gradient variations, the burial depths of the top boundaries of tight reservoirs between the southern and northern parts of the Santan Deep Depression differed. The top boundary of tight reservoirs in the southern part was buried at 4 000 m, corresponding to a temperature of 140 °C. In the central and northern parts, the top boundary was at 4 700 m, with a corresponding temperature of 160 °C. Compared with the Huagang Formation, Pinghu Formation

收稿日期:2024-11-14。

第一作者简介:张沛(1980—),男,博士,副研究员,从事海上油气勘探研究。地址:上海浦东新区锦康路50弄2号,邮政编码:200120。E-mail: zhangpei.shhy@sinopec.com

通信作者简介:庄建建(1984—),男,硕士,副研究员,从事海上油气勘探研究。地址:上海浦东新区锦康路50弄2号,邮政编码:200120。E-mail: zhuangjianjian.shhy@sinopec.com

基金项目:中国石化先导项目“海域重点增储与突破目标勘探潜力及评价”(YTBXD-CGKT-2024-002-011-SH)。

reservoirs experienced stronger carbonate cementation, weaker compaction, and stronger dissolution. More high-quality reservoirs were developed in conventional reservoir units, and more effective reservoirs were developed in tight reservoirs controlled by the overpressure-induced diagenetic inhibition effects within the source. Based on the above understanding, a high-quality reservoir development model controlled by "coarse-grained facies, main channel sand bodies, and internal source overpressure" was proposed, providing important guidance for exploring large-scale oil and gas reservoirs in the middle and deep formations of the Santan Deep Depression in the Xihu Sag.

Keywords: East China Sea Shelf Basin; Xihu Sag; Santan Deep Depression; tight reservoir; pore structure; reservoir diagenetic evolution; high-quality reservoir development model

东海陆架盆地油气勘探始于20世纪70年代,目前勘探开发实践已证实,西湖凹陷油气资源潜力巨大^[1],其中,三潭深凹-中央背斜带深层多口井见较好油气发现,是下步寻找规模储量的重要方向。前人研究认为西湖凹陷中南部花港组物源以北部虎皮礁为主,沉积体系以河流-三角洲-湖泊为主^[2-3],发育多套优质储集砂体和封堵性较好的湖相砂泥交互式盖层^[4];以平湖组煤系地层和暗色泥岩为主的烃源岩有机质丰度高,且以Ⅱ₁、Ⅱ₂型和Ⅲ型干酪根为主^[5-8]。花港组下段和平湖组经历早期深埋,晚期构造运动挤压反转后,整体物性偏差,多为特低孔、特低渗或致密储层,但近年来钻井也证实局部发育“甜点”储层,含气性较好。然而,对于三潭深凹不同地区深层花港组下段、平湖组“甜点”储层的分布差异性和成因机制仍然不明确,严重制约了研究区深层油气勘探进程。张武等^[9]认为花港组储层非均质性受孔喉结构控制,差异成岩作用加剧了储层的差异演化。有学者通过“反演回剥法”建立了花港组储层物性演化模式,认为压实作用是储层减孔的首要因素,其次为胶结作用,溶蚀作用是储层改造的重要因素^[10-13]。刘毅等^[14]与黄苏卫等^[15]认为高能辫状河道具有粒度粗和石英含量高的特点,其孔喉保存能力更好,孔隙结构更多地受到黏土矿物胶结的影响。黄鑫等^[16]则认为绿泥石包膜可有效抑制石英次生加大,利于形成“甜点”储层。李宁等^[17]研究认为深层裂缝发育是控制本区致密砂岩气藏“甜点”储层的重要因素。

以西湖凹陷三潭深凹花港组下段和平湖组储层为研究对象,通过对成岩作用、孔隙演化的研究,建立成岩演化序列,明确区域上南北差异等纵向上花港组下段和平湖组上段成岩演化差异和优质储层控制因素,为后续勘探开发提供地质依据。

1 区域地质概况

西湖凹陷位于东海陆架盆地东部,整体呈北东向展布,总面积约 5.9×10^4 km²,是中国近海海域最大的新生代沉积凹陷。凹陷内部自西向东划分为5个次级构造单

元:保俶斜坡带、三潭深凹、中央背斜带、白堤深凹和天屏断阶带(图1)。西湖凹陷先后经历了晚白垩至始新世末的断陷期、渐新世至上新世的坳陷期、上新世至第四纪的区域沉降期^[18]。坳陷末期受龙井运动挤压,三潭深凹形成一系列低幅背斜,包括北部的Y构造、中部的Q构造和南部的G构造。西湖凹陷发育了古新统、始新统宝石组和平湖组、渐新统花港组、中新统龙井组、玉泉组和柳浪组、上新统三潭组和第四系东海群,地层沉积厚度可达10 km。始新统平湖组物源主要来自西部海礁凸起、虎皮礁凸起和渔山凸起,发育半封闭海湾环境下的三角洲-潮坪沉积体系,以三角洲前缘砂体为主要砂岩类型。花港组主要为北部轴向大型物源和西部凸起区物源,以辫状河三角洲沉积体系为主。三潭深凹早期勘探聚焦花港组背斜圈闭,勘探层段主要在3 800 m以上的中浅层。随着中浅层构造圈闭勘探殆尽,花港组下段和平湖组上段构造和构造-岩性复合圈闭逐渐成为重要的目的层系,但由于埋深较大,成岩作用较复杂,储层多为特低孔-特低渗或致密储层^[19-20]。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

三潭深凹远离西部和北部物源,砂体经历长距离搬运,颗粒不断分选,总体上不同层系具有相对较高的成分成熟度,但结构成熟度具一定差异。平湖组以岩屑质石英砂岩和长石岩屑质石英砂岩为主,砂岩成分成熟度主要分布在1.5~1.9,石英的体积分数分布在61%~66%,长石与岩屑的体积分数相近,主要分布在15%~21%。平湖组砂岩粒径分布范围大,不等粒、粗粉粒至中—粗粒砂均有,中—细粒砂为最主要粒级,占比为64%,结构成熟度相对较差,分选差至中等,磨圆整体较好,以次棱—次圆为主。

花港组以长石岩屑质石英砂岩、长石岩屑砂岩为主,砂岩成分成熟度主要介于1.7~1.9,整体较高,石英的体积分数主要介于60%~68%,长石与岩屑的体积分数主要介于16%~20%。花港组砂岩粒径以细—中砂岩为

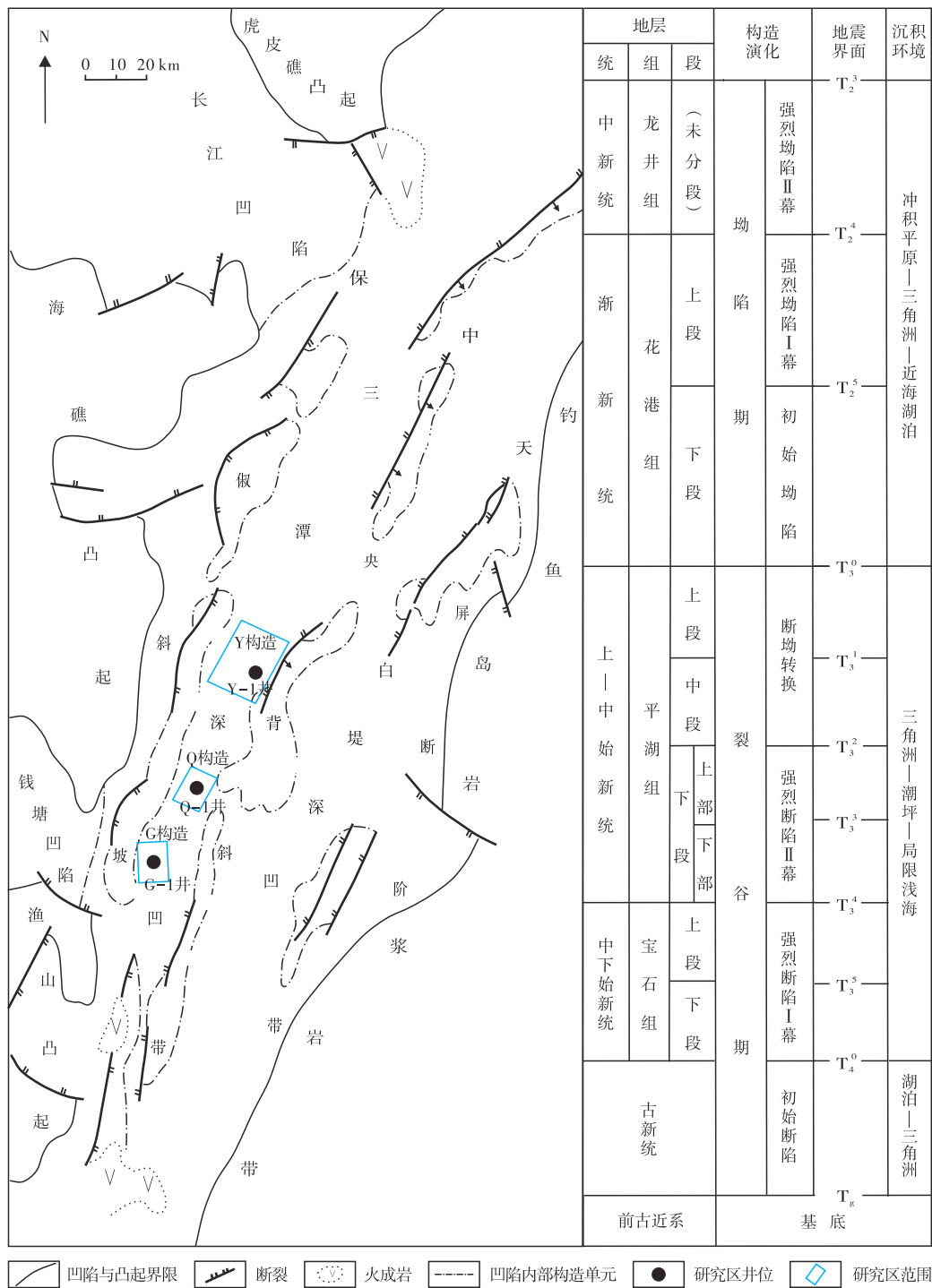


图1 东海陆架盆地西湖凹陷构造区划

Fig. 1 Tectonic zoning of Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

主,占比在50%以上,具有较好的分选与磨圆,结构成熟度较高,但由北至南仍存在一定差异:Y构造砂岩粒径最粗,粗砂岩占比更高,Q构造次之,G构造砂岩粒径最细,分选相对最差。造成这种差异的原因是物源,Y、Q构造物源主要来自北部长轴虎皮礁凸起,以前寒武变质岩母岩为主。G构造物源主要来自西侧短轴海礁凸起,以中—古生代岩浆岩母源物质为主。

2.2 物性特征

花港组储层埋深普遍大于3 000 m,最深超过5 000 m,储层孔隙度介于7.3%~9.4%,渗透率介于(0.2~10.0)×10⁻³ μm²,平均值为1.7×10⁻³ μm²,以低孔低渗—特低孔特低渗储层为主(图2)。平面上,自北向南随着储层埋深的减小,储层物性逐渐变好,孔隙度均值从Y构造至G构造

由7.4%增加至11.1%,渗透率均值由 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加至 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。纵向上,随深度增加储层物性逐渐降低,不同构造特低孔特低渗储层顶界面出现深度与层位均有一定差异,Y构造为H6砂组,深度4 700 m;Q构造为H7砂组,深度4 000 m,G构造为花港组物性均较好,该界面出现于平湖组P5砂组,深度约为4 300 m。目前,只有Q、G构造钻揭平湖组,储层以低渗—特低渗为主,孔隙度均值为8.6%,渗透率均值为 $0.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。G构造优于Q构造,孔隙度均值为9.3%,渗透率均值为 $0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.3 孔隙类型

三潭深凹主要发育2种类型:原生孔隙和溶蚀孔隙。其中原生孔隙主要为原生粒间孔,溶蚀孔隙主要包括溶蚀粒间孔、铸模孔(图3a)和粒内溶蚀孔(图3b)。由于目的层埋深普遍较大,原生孔隙保存较差,溶蚀孔隙十分发育。根据实钻井分析,花港组溶蚀孔面孔率主要分布在2.0%~4.3%,平均值为3.3%,占总面孔率86.2%。其中,溶蚀粒间孔是最主要的溶蚀孔隙类型,其面孔率在1.0%~2.1%,平均值为1.6%,占溶蚀面孔率48.5%。粒内溶蚀孔占比稍

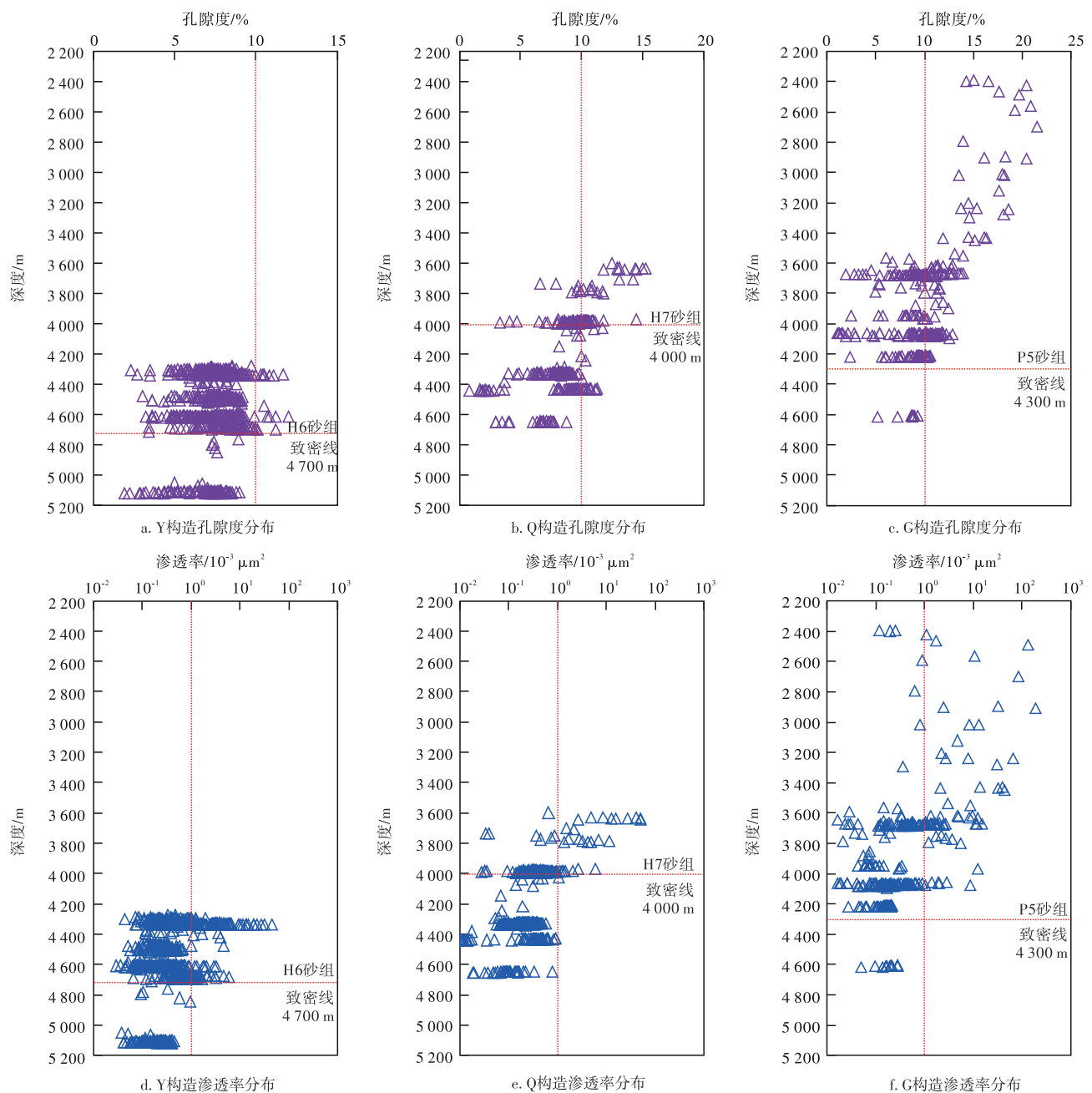


图2 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹Y、Q、G构造储层物性纵向分布

Fig. 2 Vertical distribution of physical properties of reservoirs in Y, Q, and G structures of Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

次于溶蚀粒间孔,面孔率在0.5%~1.3%,平均值为1.0%,占溶蚀面孔率30.3%。原生粒间孔面孔率最低,面孔率在0.2%~0.9%,平均值为0.6%,占溶蚀面孔率15.0%。

3 主要成岩作用

基于扫描电镜、岩石薄片和X衍射等资料分析,认为研究区当前处于中成岩B期成岩阶段,主要的成岩作用有压实作用、胶结作用和溶蚀作用。压实和胶结作用是减孔的主要因素,溶蚀作用是次生孔隙发育的关键。

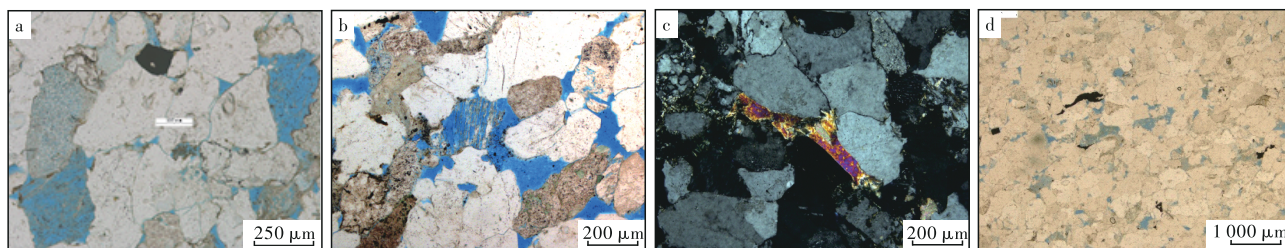
3.1 压实作用

平湖组 and 花港组储层埋深均较大,压实作用强烈,镜

下可见云母、泥质条带等塑性矿物等受强烈挤压而发生明显变形(图3c),矿物颗粒以凹凸-线接触为主(图3d),局部可见缝合接触。

3.2 胶结作用

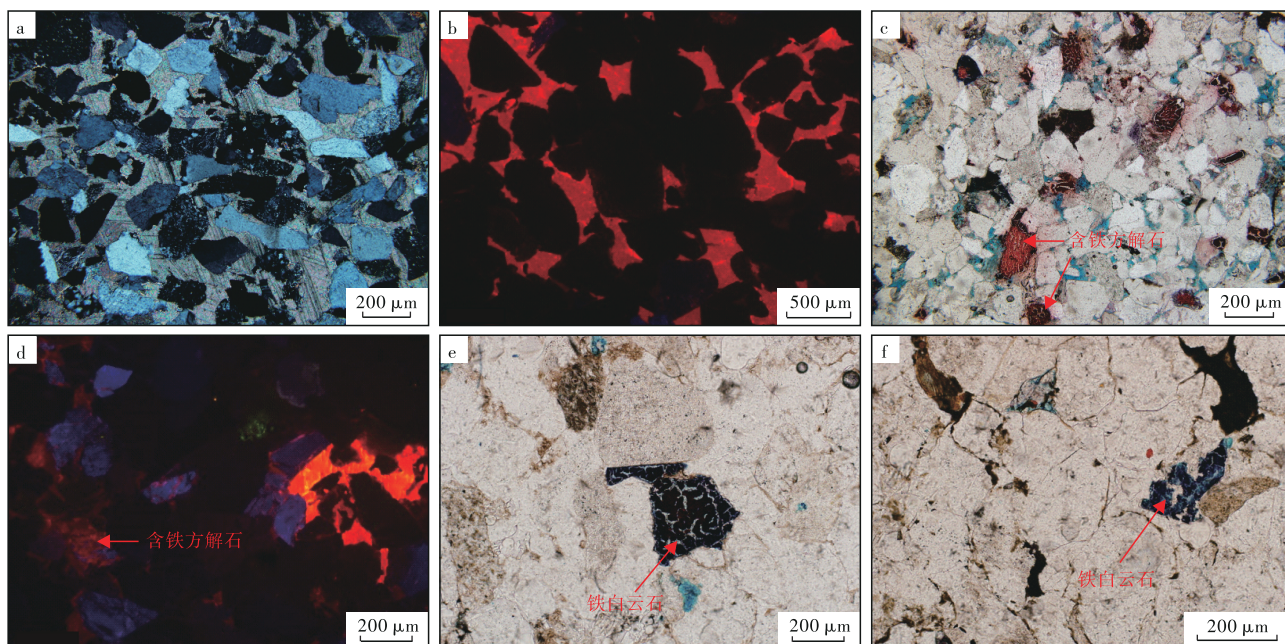
胶结作用包括碳酸盐胶结、硅质胶结和黏土矿物胶结。碳酸盐胶结是主要的胶结物类型,包括方解石、白云石、含铁方解石和含铁白云石。花港组储层碳酸盐胶结物的体积分数最大可达14.7%,平湖组储层碳酸盐胶结物的体积分数最高可达到28%。发育3期碳酸盐胶结,早期胶结以连晶方解石为主,呈基底式胶结,部分沿颗粒边缘交代,碎屑颗粒呈悬浮状,以点接触和不接触为主,阴极发光以亮橙色、亮红色为主(图4a—4b),根据包裹



注:a为H2井,3 539.03 m,H5砂组,铸模孔(铸体薄片);b为Q1S井,3 981.28 m,H7砂组,溶蚀孔(铸体薄片);c为Q2井,4 645.06 m,平湖组,10×10(正交偏光),云母变形;d为Q3井,4 320.4 m,花港组,10×2(单偏光),颗粒间凹凸-线接触,可见缝合接触。

图3 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹花港组、平湖组储层显微照片

Fig. 3 Photomicrographs of reservoirs in Huagang and Pinghu Formations in Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin



注:a为G3井,4 611.3 m,P6砂组,早期碳酸盐基底式胶结(正交偏光);b为Y5井,4 337.37 m,H9砂组,早期碳酸盐基底式胶结(阴极发光);c为G2井,4 076.85 m,P3砂组,中期含铁方解石胶结(单偏光);d为Y5井,4 614.26 m,H9砂组,中期含铁方解石胶结(正交偏光);e为Q2S井,4 649.26 m,P3砂组,晚期铁白云石胶结(单偏光);f为Q2井,3 990.78 m,H11砂组,晚期铁白云石胶结(单偏光)。

图4 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹储层碳酸盐胶结显微特征

Fig. 4 Microscopic characteristics of carbonate cement in reservoirs of Santan Deep Depression

体测温(下同)约为70~80 °C;含铁方解石形成较晚,以孔隙充填状为主,在混合染色剂侵染下呈深红色,阴极发光以暗红色为主(图4c—4d),对应形成温度约为85~110 °C;铁白云石和铁方解石形成时间最晚,是造成储层致密的主要成岩矿物,在染色剂侵染下多呈深紫色和暗红色,沿含铁方解石边缘发生交代或充填于孔隙、喉道之中,造成储层致密(图4e—4f)。硅质胶结主要以自生石英和石英次生加大为主,含量较少。

自生黏土矿物主要包括自生高岭石、自生绿泥石、自生伊利石和伊蒙混层。自生高岭石呈六边形片状,多以书页状集合体形式发育(图5a),形成于酸性环境,形成过程多伴随长石溶蚀和溶蚀物质的迁移,有利于次生溶蚀孔隙的形成,改善储层物性,是高孔隙度储层发育的标志,较高含量的自生高岭石对应较高的储层物性。绿泥石发育2种形态,一种为附着于岩石颗粒表面呈包膜状(图5b),可抑制石英加大、抵抗机械压实作用,有利于孔隙保存;另一种多呈薄片状(图5c)或花菜头状,充填于孔隙,阻塞喉道,是储层致密化矿物之一,绿泥石含量与渗透率关系复杂,当绿泥石的体积分数高于20%,渗透率与之有一定正相关性。自生伊利石和伊蒙混层多呈纤维状(图5e)、片状或蜂窝状(图5d—图5f)充填孔隙,对孔隙喉道分隔,增加孔喉弯曲度,造成储层渗流能力

变差,也可导致储层致密,自生伊利石含量与渗透率呈现明显负相关性。

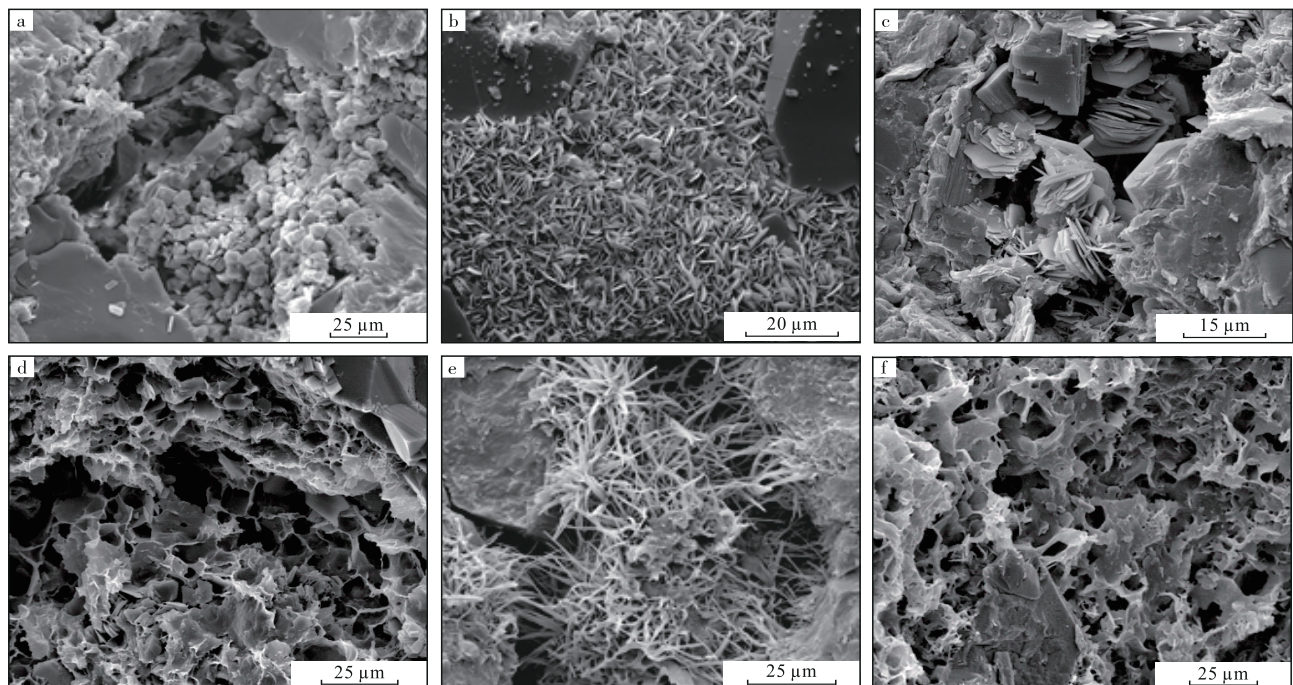
3.3 溶蚀作用

溶蚀作用是最重要的建设性成岩作用,次生溶蚀面孔率普遍占总面孔率的70%以上。长石、岩屑等不稳定组分是溶蚀孔隙的贡献者,部分杂基也可被溶解形成次生孔隙。在镜下可见大量粒间溶蚀孔、粒内溶蚀孔,甚至强溶蚀作用下可形成铸模孔(图3c—3d)。溶蚀作用在平湖组 and 花港组储层普遍发育,虽然平湖组储层埋深更大,但其作为烃源岩层系,产生的有机酸可优先对平湖组储层进行溶蚀,促进溶蚀孔隙发育。

4 储层成岩与孔隙演化

4.1 成岩演化序列

首先通过有机质演化特征、古地温和孔隙介质的酸碱性特征划分成岩环境。三潭深凹花港组成岩环境由浅至深划分为弱碱性成岩环境、酸性成岩环境、碱性成岩环境。埋深大于2 400 m,地层温度小于85 °C, R_0 (镜质体反射率) $<0.5\%$, I/S(伊蒙混层)中蒙脱石的体积分数大于50%,储层处于早成岩阶段,源岩开始大量产生有机酸,



注:a为Q2井,3 525.65 m,H5砂组,长石溶解与自生高岭石;b为Y1井,4 322.3 m,H3砂组,包膜状绿泥石;c为Q1S井,4 652.26 m,P3砂组,片状绿泥石;d为G1井,3 733 m,P1砂组,蜂窝状伊利石;e为Q1S井,3 993.38 m,H7砂组,纤维状伊利石;f为Q1S井,4 320.4 m,H11砂组,蜂窝状伊利石。

图5 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹储层黏土矿物扫描电镜照片

Fig. 5 SEM images of clay minerals in reservoirs in Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

早期弱碱性成岩环境开始向弱酸性成岩环境转化。埋深在2 400~4 000 m左右,地层温度85~140 °C, R_0 介于0.5%~1.3%,储层处于中成岩A期,有机酸大量产生,形成酸性成岩环境。埋深大于4 000 m,地层温度大于140 °C,储层进入中成岩B期,有机酸大量脱羧,难以保存,形成碱性成岩环境。

基于成岩环境分析,将储层成岩演化序列划分为:3个阶段5个时期:同生阶段,早成岩阶段A期、B期和中成岩阶段A期、B期(图6)。早成岩阶段A期以机械压实作用为主,砂岩呈弱固结-半固结状态。此时储层I/S中蒙脱石的体积分数大于70%,随着上覆载荷的增加,压实作用使孔隙度迅速降低,压实作用是该阶段孔隙度降低最为主要的成岩因素。早期由于介质偏碱性,北部Y构造少数井中可见到少量环边绿泥石(孔隙衬里),而中、南部Q、G构造则未见绿泥石环边。早成岩阶段B期,大气水的淋滤、含煤岩系和早期烃源岩进入生油门限产生酸性流体,从而造成铝硅酸盐矿物

溶解减少并形成碎屑长石粒内溶孔。酸性介质条件下,长石转变成高岭石和泥质蚀变成高岭石,同时溶解作用提供大量离子,使得早期碳酸盐岩胶结物和硅质胶结逐渐形成。中成岩阶段A期,压实作用继续导致原生粒间孔继续减少,烃源层中的有机质演化进入低成熟-成熟阶段,长石等铝硅酸盐的溶解作用造成孔隙流体介质中 K^+ 浓度增加,加之成岩温度的升高,使蒙脱石向伊蒙混层转化速度加快。当黏土矿物转化提供的 Ca^{2+} 、 Fe^{3+} 、 Mg^{2+} 离子浓度增加时,长石溶解产生的 Ca^{2+} 浓度提高,形成碳酸盐胶结物。中成岩阶段B期,压实减孔作用逐渐减弱,黏土矿物开始大量向伊利石和绿泥石转化,北部Y构造大量形成充填状绿泥石,而南部主要形成伊利石。同时次生溶孔中可见石英加大边,部分次生孔隙中见到自形程度高的自生石英小晶体。在该阶段后期,由于流体介质趋于碱性,且地层水中富含钙、镁、铁离子,含铁方解石和含铁白云石开始沉淀。在此成岩阶段,含铁方解石胶结和深部较强的

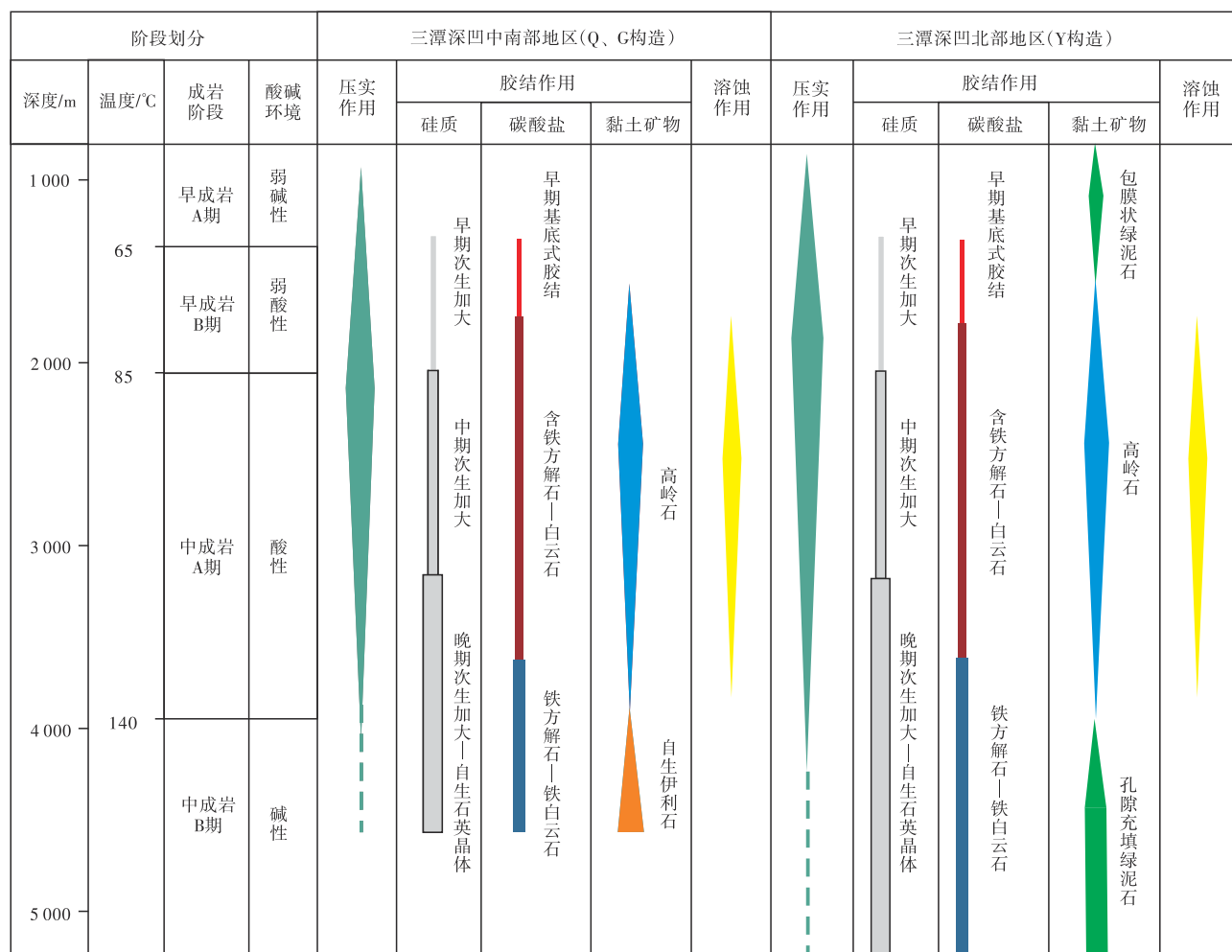


图6 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹中、南部地区和北部地区成岩演化序列对比

Fig. 6 Comparison of diagenetic evolution sequences between central-southern and northern areas of Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

压实作用造成部分粒间孔隙堵塞,储层孔隙度降低,最终使储层趋于致密。

4.2 储层成岩演化与孔隙演化

前人在储层孔隙演化恢复方面开展了大量研究工作,通常采用储层原始孔隙度模型、成岩减孔模型和成岩增孔模型计算恢复孔隙演化过程^[21-23]。借鉴以上方法,针对Y构造花港组、Q构造花港组和平湖组储层成岩演化与孔隙演化过程分别进行恢复(图7)。结果显示:北部Y构造花港组储层物性相对较好,在同生期初始孔隙受压实影响减少至20%~25%。早成岩阶段硅质、钙质和自生黏土矿物胶结对物性起破坏影响,使总孔隙减少5%左右。随后早期烃类对储层进行改造,使总孔隙增加4%~6%。早期赋存在颗粒表面的绿泥石膜对原生孔隙

起到保护作用,使总孔隙保持在20%左右。中成岩A期压实作用和硅质、晚期钙质胶结作用破坏原生孔隙和次生孔隙,使总孔隙减少10%左右。中成岩B期,压实和胶结作用使孔隙度继续减少,其中H6砂组(花港组第6套砂组,对应图中E₃h₆,以下名称类似)粗粒砂岩的晚期减孔作用不明显,至今仍保持10.1%的孔隙度,而细粒砂岩的晚期减孔作用明显。H4及以上砂组为常规储层,H5—H6砂组粗粒砂岩未致密,而细粒砂岩达到致密,H7—H9砂组储层普遍致密。Q构造花港组储层物性相对较差,孔隙演化过程与Y地区类似,H7以下砂组储层已普遍致密,H6—H7砂组粗粒砂岩储层物性至今仍未致密,而细粒砂岩已经致密,H6以上砂组储层未致密。Q构造平湖组溶蚀作用时间相对较早,且溶蚀增孔幅度更加明显,但由于埋深较大,压实作用显著,现今也已致密。

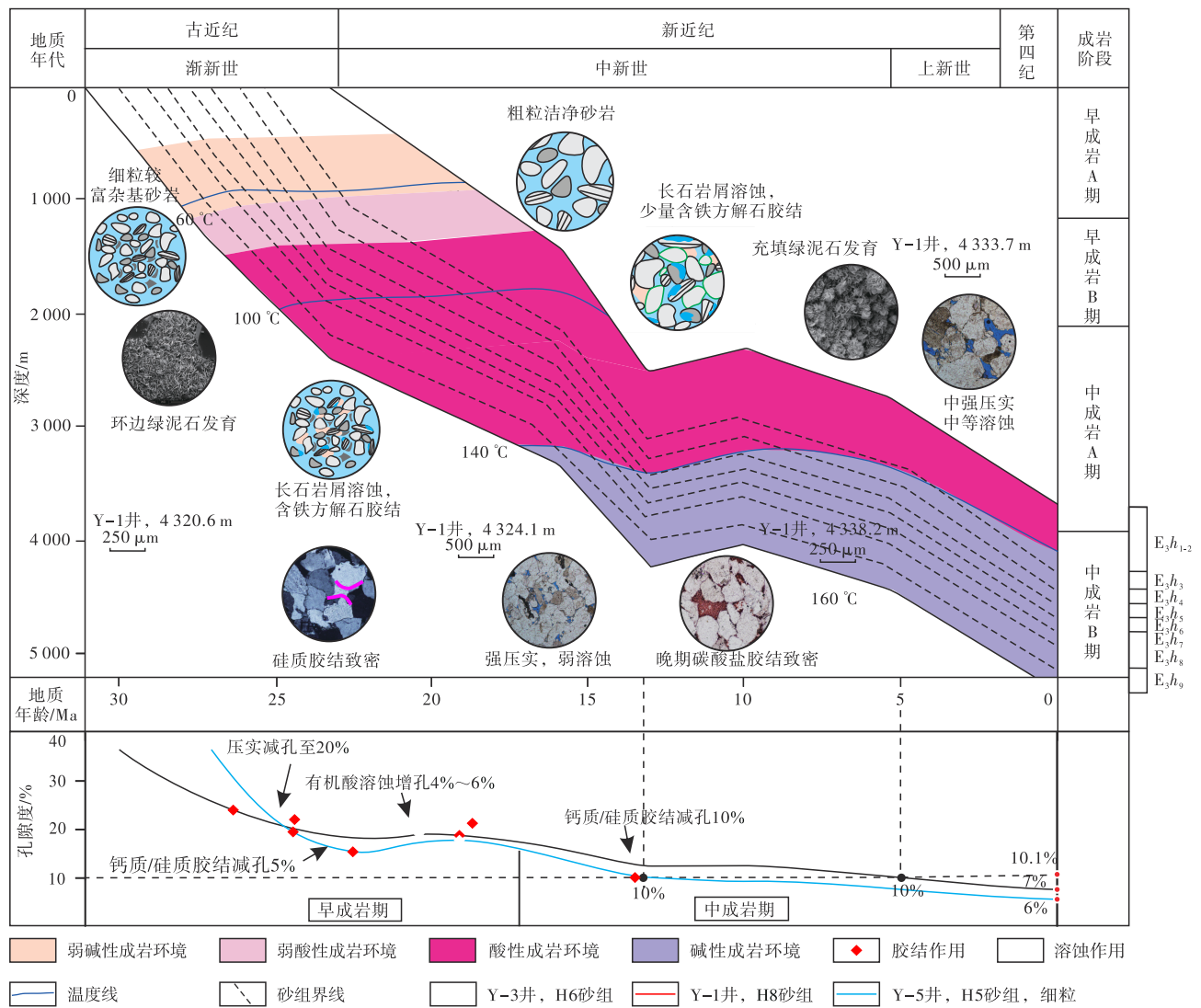


图7 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹Y构造花港组储层成岩与孔隙演化综合图

Fig. 7 Integrated diagram of diagenesis and pore evolution of reservoirs in Huagang Formation of Y structure, Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

4.3 储层成岩差异性分析

4.3.1 厚层砂体内部的成岩非均质性

花港组—平湖组发育多类型砂体,以辫状—曲流河道砂体为主,砂体厚度存在差异。以Y构造为例,该区近北部物源,发育厚度较大、粒度较粗的辫状河道砂,不同厚度的河道砂物性存在差异。研究显示:河道砂体越厚,储层物性或孔隙结构类型越好,优质有效储层发育更多。当砂体厚度大于60 m,主河道砂体具有更好物性,发育Ⅱ、Ⅲ₁类优质储层,而小于60 m的次河道砂体基本致密化,主要发育Ⅲ、Ⅳ类非优质储层。厚砂体内部也具有物性差异,由于河道砂体表现为正韵律特征,中下部粒度相对更粗,抗压实能力更强,因此中下部砂体较上部孔渗更好。同时,砂体中部相较于顶底部,与相邻泥岩间流体活动和离子交换活动较弱,胶结作用较弱,也更易形成优质储层。

4.3.2 平湖组与花港组成岩差异性

平湖组与花港组储层在成岩方面具有较大差异。平湖组砂体厚度较小,粒度较细,中—细砂岩占比约30%,极细粒砂占比约10%。平湖组储层物性与岩石粒径呈正相关关系,粗粒砂岩物性相对较好。同时,平湖组储层近源或源内存在,超压发育时间较早,利于孔隙空间保存。烃源岩生烃产生的有机酸更易充注至平湖组储层。另外,平湖组储层内具有相对更高的胶结物含量,碳酸盐的体积分数相对更高,超过5%。花港组储层虽然早期发育弱碱性成岩环境,但由于远离物源,成分成熟度高,砂体厚度较大,碱性阳离子不易富集,早期胶结较弱。花港组储层碳酸盐胶结含量整体较低,以方解石胶结为主。

4.3.3 成岩差异化成因机制

北部Y构造与中、南部Q、G构造具有明显成岩差异,高岭石含量随深度增大(温度升高)而降低,有较明显的突变深度(大致为3 700~4 000 m)。高岭石变化段之下,Y构造产生大量绿泥石,致密储层与常规储层都有发育;而南部主要形成伊利石,且储层致密化。

造成南北地区储层成岩演化差异的原因主要是物源不同。南部高岭石突变后,主要发生高岭石的伊利石化,即钾长石溶解提供伊利石形成所需的钾离子,分析显示钾长石含量随深度增加而降低,对应自生伊利石含量增高。同时,储层中原生孔隙面孔率和粒间溶蚀孔隙面孔率都随埋深增加而降低。因此,高岭石的伊利石化是储层持续致密化的重要机制。一般认为该反应需要达到反应进行的温度阈值120~140 °C,才能突破化学动力学屏障。中北部以北部轴向物源为主,其中含铁矿物含量高,如磁铁矿、赤铁矿、黄铁矿等,其在成岩演化过程中释放铁离子能力强于南部地区,这是自生绿泥石形成的物质基础。

以北部Y构造为例,高岭石突变后,绿泥石大量发育。此时伊利石的体积分数普遍低于40%,绿泥石的体积分数普遍高于40%,指示高岭石的绿泥石化是重要的成岩过程。不同类型孔隙面孔率随深度变大而降低趋势明显。绿泥石发育2种主要形态,早期包膜绿泥石对孔隙有一定保护作用,晚期充填绿泥石阻塞孔隙和喉道。因此,绿泥石总体对储层物性的破坏性低于伊利石,可延缓致密化。

总体而言,储层致密化控制因素为物源差异背景下温度控制的化学压实作用。Y构造为北部轴向物源,致密储层顶界埋深4 700 m(图8a),对应温度

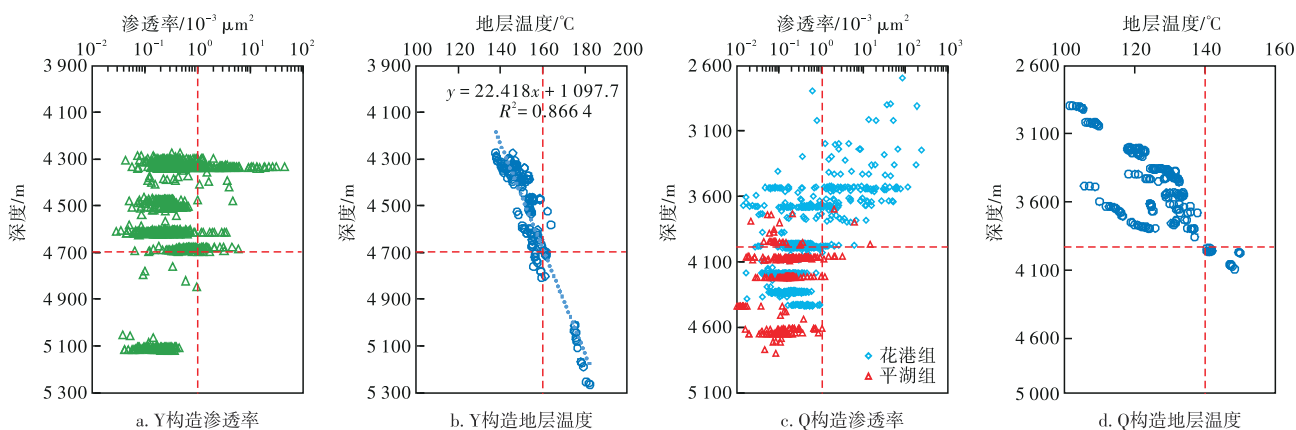


图8 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹花港组—平湖组储层致密线与对应地层温度

Fig. 8 Relationship between tight line and corresponding formation temperature of reservoirs in Huagang and Pinghu Formations in Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

160 °C(图 8b),绿泥石的发育延缓了储层致密化;Q 构造致密储层顶界埋深 4 000 m(图 8c),对应温度 140 °C(图 8d)。

5 优质储层发育模式与分布特征

5.1 优质储层发育模式

根据优质储层划分标准,孔隙度大于 10% 即为优质储层。据上述分析,粗粒相、主河道砂体有利于优质储层的形成,平湖组源内超压对储层孔隙有一定的保护作用,以此提出“粗粒相、主河道砂体、源内超压”主控的优质储层发育模式。根据储层物性界限划分,北部 Y 构造储层致密界限为 4 700 m,而南部地区储层致密界限为 4 000 m。结合储层成岩与孔隙演化结果,建立优质储层发育模式,对于三潭深凹北部而言(Y 构造), T_2^5 地震界面以上(H4 砂组)均为优质储层,而 T_2^5 地震界面以下的粗粒砂体和厚层砂体中部为优质储层,接近 T_3^0 地震界面(H7 砂组和以下)砂体已普遍致密,在厚层砂中部仍可保留有效储层(图 9)。

5.2 优质储层分布特征

基于以上对三潭深凹各构造成岩演化差异和孔隙结构的研究,结合前人对该区成岩相与储层类型的研究成果^[20],对西湖凹陷优质储层分布特征进行分析。三潭深凹北部主力产层为 H3 砂组,南部主力产层为 H5 砂组,北部地区 H3 砂组河道主体发育细-中砂岩等粗粒优势微相,且溶蚀作用较强,具备优势储层发育条件。南部地区 H5 砂组同样发育河道主体细砂岩等优势微相,且经历中-弱压实和高岭石胶结作用,也具备优质储层发育的条件(图 10)。钻井揭示三潭深凹北部单砂层厚度明显更大,H3—H5 砂组更为发育,同时也未达储层致密界限,是花港组优质储层分布的主要层位。H6 砂组已达致密界限,但在厚层砂体中部和粗粒砂体部位还存在优质储层,H7 砂组及以下储层普遍达到致密,但发育超压(压力系数 1.2~1.4),可减缓压实作用,对储层物性具有一定保护,因此部分厚层砂中部也可发育有效储层。对于三潭深凹南部地区,H5 砂组以上是发育优质储层的主要层位,H6—H7 砂组粗粒砂岩和厚层砂中部为优质储层,H7 砂组以下储层普遍致密,但受到超压成岩抑制效应,减缓压实,使厚层砂中部可发育有效储层。

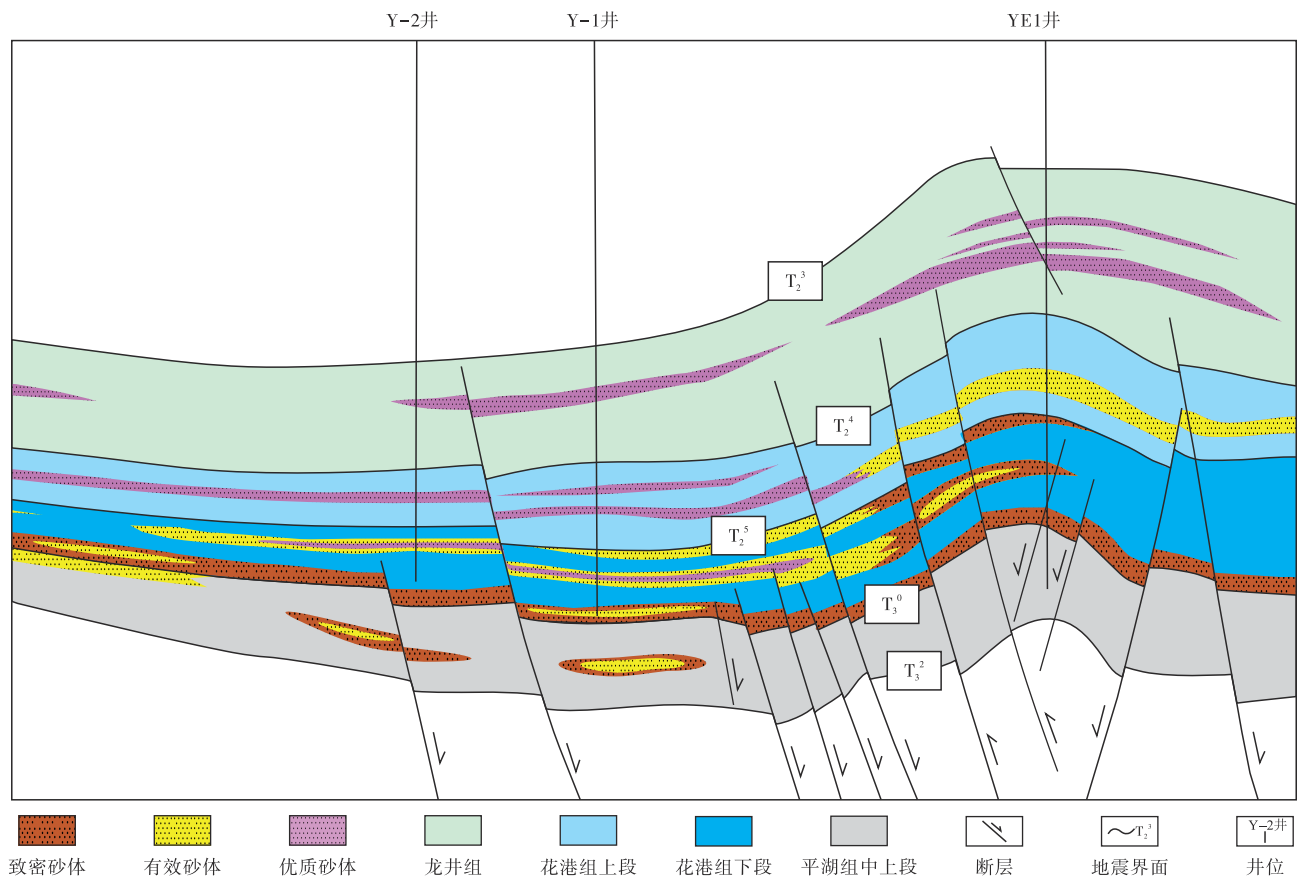


图9 东海陆架盆地西湖凹陷三潭深凹优质储层发育模式

Fig. 9 Development model of high-quality reservoirs in Santan Deep Depression, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

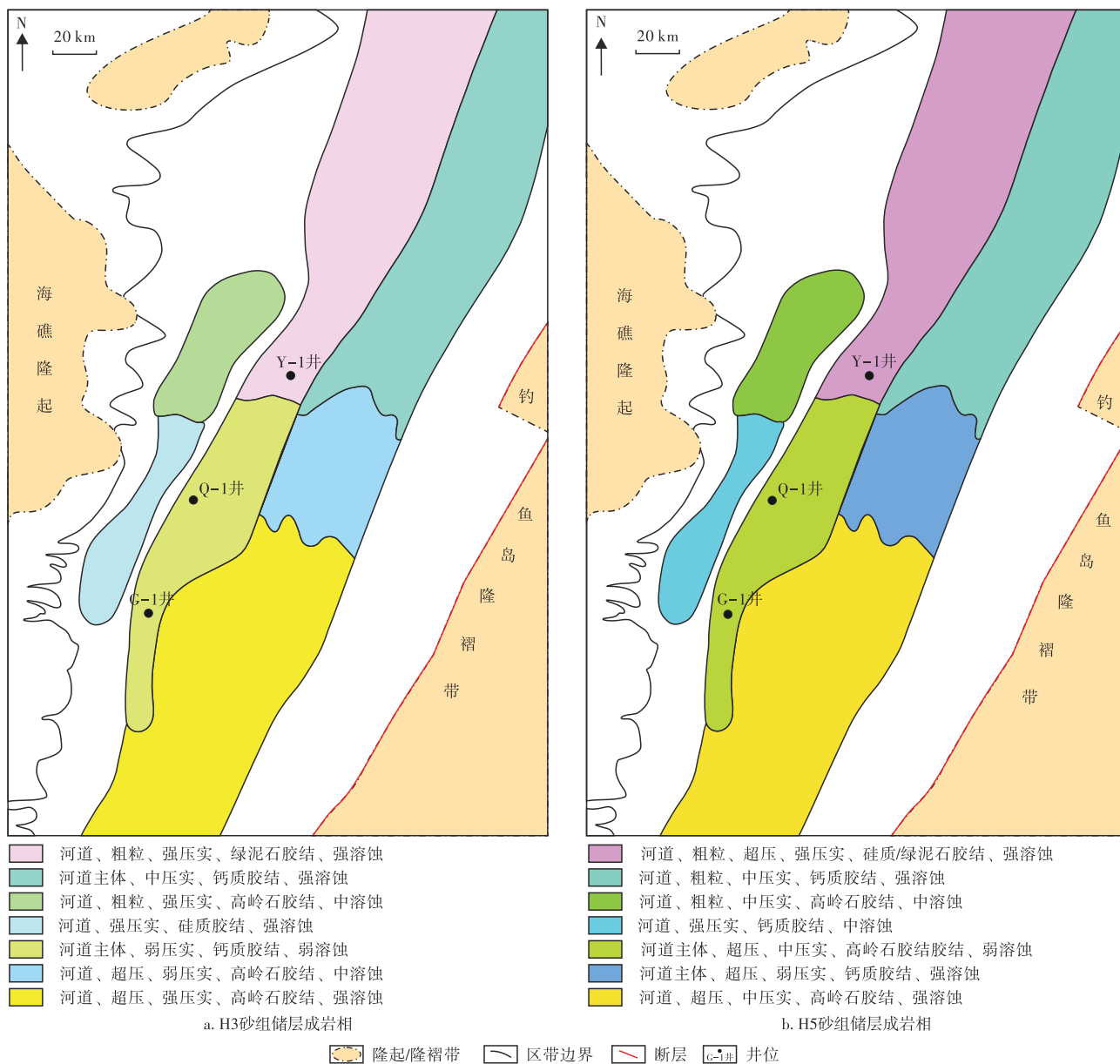


图 10 东海陆架盆地西湖凹陷 H3、H5 砂组储层成岩相平面分布

Fig. 10 Planar distribution of diagenetic facies in H3 and H5 sand group reservoirs in Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

6 结论与认识

1) 三潭深凹储层成岩演化序列分为 3 个阶段 5 个时期: 同生阶段, 早成岩阶段 A 期、B 期和中成岩阶段 A 期、B 期。差异化成岩作用导致储层物性的纵向分带性, 优质储层控制因素主要为粗粒相和主河道, 同时平湖组源内超压利于保护储层孔隙。

2) 三潭深凹花港组—平湖组储层中碳酸盐、伊利石和充填状绿泥石是主要的致密化矿物, 南北储层物源、成岩分带性有差异, 物源背景下温度控制的化学压实作用是储层致密化差异的主要原因。基于储层成岩环境和优

质储层控制因素的研究显示三潭深凹北部小于 3 700 m 为酸性-开放成岩带, 是常规/优质储层发育段; 3 700~4 700 m 为碱性-半开放成岩带, 为优质+有效+致密储层共存段(过渡带); 4 700 m 以深为碱性-封闭成岩带, 为普遍致密储层段。中南部花港组储层致密线为埋深 4 000 m, 小于 4 000 m 为酸性-开放成岩带, 发育优质储层; 大于 4 000 m 为碱性-封闭成岩带, 厚层砂体中部可发育有效储层。

参考文献

- [1] 苏奥, 陈红汉, 王存武, 等. 低渗致密砂岩储层的致密化机理与成岩流体演化: 以东海西湖凹陷中央背斜带北部花港组为例[J]. 中国矿业大学学报, 2016, 45(5): 972-981.

- SU Ao, CHEN Honghan, WANG Cunwu, et al. Densification mechanism and diagenesis fluid evolution of low-porosity and low-permeability tight sandstone reservoir: An example from Huagang formation in the northern of the central anticlinal zone in Xihu depression, East China Sea[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2016, 45(5): 972-981.
- [2] 周瑞琦,傅恒,徐国盛,等.东海陆架盆地西湖凹陷平湖组—花港组沉积层序[J].沉积学报,2018,36(1):132-141.
- ZHOU Ruiqi, FU Heng, XU Guosheng, et al. Eocene Pinghu formation-Oligocene Huagang formation sequence stratigraphy and depositional model of Xihu Sag in East China Sea basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2018, 36(1): 132-141.
- [3] 于兴河,李顺利,曹冰,等.西湖凹陷渐新世层序地层格架与沉积充填响应[J].沉积学报,2017,35(2):299-314.
- YU Xinghe, LI Shunli, CAO Bing, et al. Oligocene sequence framework and depositional response in the Xihu depression, East China Sea shelf basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(2): 299-314.
- [4] 赵洪,秦兰芝,王辉,等.砂岩在西湖凹陷花港组交互式盖层中的作用初探[J].西南石油大学学报(自然科学版),2018,40(3):43-51.
- ZHAO Hong, QIN Lanzhi, WANG Hui, et al. Preliminary investigation on the role of sandstones in interacting caprocks of the Huagang formation in the Xihu depression[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 40(3): 43-51.
- [5] SU A, CHEN H H, CHEN X, et al. The characteristics of low permeability reservoirs, gas origin, generation and charge in the central and western Xihu depression, East China Sea Basin[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 53: 94-109.
- [6] ZHANG J, LI Y, LIU J, et al. Modeling hydrocarbon generation of deeply buried type III kerogen: A study on gas and oil potential of Lishui Sag, East China Sea shelf basin[J]. Frontiers in Earth Science, 2021, 8: 609834.
- [7] 苏奥,陈红汉,王存武,等.东海盆地西湖凹陷油气成因及成熟度判别[J].石油勘探与开发,2013,40(5):521-527.
- SU Ao, CHEN Honghan, WANG Cunwu, et al. Genesis and maturity identification of oil and gas in the Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 521-527.
- [8] 苏奥,陈红汉,胡飞,等.西湖凹陷中央构造带中南部油气成藏条件、特征及富集规律[J].地质科技情报,2015,34(2):123-129.
- SU Ao, CHEN Honghan, HU Fei, et al. Conditions, characteristics and enrichment regulation of oil and gas accumulation of the south central of central anticlinal zone in the Xihu Sag, East China Sea basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34 (2): 123-129.
- [9] 张武,蒋一鸣,肖晓光,等.东海陆架盆地西湖凹陷中北部花港组储层致密化过程分析[J].石油实验地质,2021,43(1):86-95.
- ZHANG Wu, JIANG Yiming, XIAO Xiaoguang, et al. Densification process of Huagang formation in northern and central Xihu Sag of East China Sea shelf basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(1): 86-95.
- [10] 蔡全升,胡明毅.西湖凹陷黄岩构造带花港组砂岩储层成岩作用研究[J].科学技术与工程,2013,13(30):9012-9017.
- CAI Quansheng, HU Mingyi. Diagenesis of sandstone of Huagang formation in Huangyan tectonic belt, Xihu Sag[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(30): 9012-9017.
- [11] 梁建设,王琪,郝乐伟,等.西湖凹陷渐新统花港组储层砂岩成岩环境演化探讨[J].天然气地球科学,2012,23(4):673-680.
- LIANG Jianshe, WANG Qi, HAO Lewei, et al. Evolution of diagenetic environments for Oligocene Huagang formation sandstone in Xihu Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(4): 673-680.
- [12] ZENG F, DONG C, LIN C, et al. Analyzing the effects of multi-scale pore systems on reservoir Properties: A case study on Xihu Depression, East China Sea Shelf Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 203: 108609.
- [13] 徐昉昊,徐国盛,刘勇,等.东海西湖凹陷中央反转构造带古近系花港组致密砂岩储集层控制因素[J].石油勘探与开发,2020,47(1):98-109.
- XU Fanghao, XU Guosheng, LIU Yong, et al. Factors controlling the development of tight sandstone reservoirs in the Huagang Formation of the central inverted structural belt in Xihu sag, East China Sea Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 98-109.
- [14] 刘毅,林承焰,林建力,等.东海盆地西湖凹陷深层低渗—致密砂岩孔隙结构特征及成因分析[J].天然气地球科学,2024,35(3):405-422.
- LIU Yi, LIN Chengyan, LIN Jianli, et al. Pore structure characteristics and genesis analysis of deep tight sandstone in Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(3): 405-422.
- [15] 黄苏卫,刘峰,戚家振.西湖凹陷Y构造花港组致密砂岩成藏特征[J].海洋地质前沿,2023,39(3):71-80.
- HUANG Suwei, LIU Feng, QI Jiazhen. Tight sandstone accumulation characteristics of Huagang formation in Y structure of Xihu Sag[J]. Marine Geology Frontiers, 2023, 39(3): 71-80.
- [16] 黄鑫,林承焰,黄导武,等.西湖凹陷中央反转带中北部花港组砂岩储层成岩差异演化特征[J].油气地质与采收率,2022,29(2):1-12.
- HUANG Xin, LIN Chengyan, HUANG Daowu, et al. Diagenetic differential evolution of Huagang Formation sandstone reservoir in north-central part of central reversal structural belt in Xihu Sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(2): 1-12.
- [17] 李宁,徐振中,钟荣全,等.西湖凹陷深层致密砂岩裂缝控制因素

- 及发育模式:以中部洼陷带中南部W构造为例[J].海洋地质前沿,2024,40(10):19-28.
- LI Ning, XU Zhenzhong, ZHONG Rongquan, et al. Controlling factors and development patterns of fractures in deep tight sandstone in Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin: A case study from W Structure in south central region of Central Depression Belt[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(10): 19-28.
- [18] LI C F, ZHOU Z, GE H, et al. Rifting process of the Xihu depression, East China Sea basin[J]. Tectonophysics, 2009, 472(1): 135-147.
- [19] 林建力,张宪国,林承焰,等.岩相约束下的深层致密砂岩气藏储层演化特征[J].石油与天然气地质,2019,40(4):886-899.
- LIN Jianli, ZHANG Xianguo, LIN Chengyan, et al. Diagenetic evolution characteristics constrained by lithofacies in deep tight sand gas reservoir[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 886-899.
- [20] 徐国盛,徐芳良,袁海锋,等.西湖凹陷中央反转构造带花港组致密砂岩储层成岩环境演变与孔隙演化[J].成都理工大学学报(自然科学版),2016,43(4):385-395.
- XU Guosheng, XU Fanggen, YUAN Haifeng, et al. Evolution of pore and diagenetic environment for the tight sandstone reservoir of Paleogene Huagang Formation in the central reversal structural belt in Xihu sag, East China Sea[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2016, 43(4): 385-395.
- [21] 韩国猛,刘炎鑫,吴雪松,等.中深层致密砂岩储集层成岩特征与孔隙演化定量研究:以沧东凹陷南皮斜坡孔店组二段为例[J].古地理学报,2023,25(4):945-956.
- HAN Guomeng, LIU Yanxin, WU Xuesong, et al. Quantitative study on diagenetic characteristics and pore evolution of middle-deep tight sandstone reservoirs: A case study of the Second Member of Kongdian Formation in Nanpi slope, Cangdong sag[J]. Journal of Paleogeography, 2023, 25(4): 945-956.
- [22] 张关龙,王继远,王斌,等.准噶尔盆地腹部深层—超深层碎屑岩储层发育特征与孔隙演化定量表征[J].石油实验地质,2023,45(4):620-631.
- ZHANG Guanlong, WANG Jiyuan, WANG Bin, et al. Development characteristics and quantitative characterization of pore evolution of deep and ultra-deep clastic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(4): 620-631.
- [23] 尚婷,王斌,杨庆坤,等.孔隙演化定量分析及在盆地模拟中的应用:以鄂尔多斯盆地合水地区长8油层为例[J].西北大学学报(自然科学版),2023,53(5):843-856.
- SHANG Ting, WANG Bin, YANG Qingkun, et al. Quantitative analysis of pore evolution and its application to basin simulation: A case from Chang 8 reservoir in Heshui Area, Ordos Basin, NW China [J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2023, 53(5): 843-856.

(编辑 顾丽媛)