

珠江口盆地惠州凹陷西南部古近系断裂带内钙质胶结物形成机理及封堵性评价

梁发儒^{1,2}, 吴哲^{3,4}, 龚鹏^{1,2}, 李志鹏^{1,2}, 李文浩^{1,2}, 吴智平^{1,2}

[1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 深层油气全国重点实验室 中国石油大学(华东), 山东 青岛 266580; 3. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518054; 4. 中海石油深海开发有限公司, 广东 深圳 518054]

摘要:珠江口盆地惠州凹陷西南部古近系以高含砂率为特征, 断层圈闭是其主要圈闭类型, 油气聚集与断层侧向封堵能力密切相关。钻井资料揭示, 越靠近断裂带, 储层中的砂岩钙质胶结越发育, 然而目前关于胶结作用对该区断层侧向封闭性影响的研究尚不充分。综合利用碳-氧同位素分析、阴极发光、流体包裹体均一温度测试及团簇同位素测温等技术, 揭示了断裂带内钙质胶结物的成因机制, 阐明了其对断裂带渗流特性的改造作用, 并在此基础上构建了断层侧向封堵综合评价指数(F_{les}), 以评估控圈断层的侧向封闭能力。研究表明:①钙质胶结物中的碳、氧同位素组成指示其物质来源为基底热液与沉积有机质脱羧作用的共同贡献, 形成于弱还原-还原环境, 且其形成时期(粤海组沉积期以来)与油气充注期一致。②受沉积有机质热演化程度的垂向差异控制, 断裂带内胶结作用呈现明显的分带性。在胶结作用强烈的区带, 钙质胶结物有效地堵塞了断裂带内部的流体渗流通道, 且随着胶结物含量增加, 断裂带渗透率显著降低。研究综合考虑压实作用与胶结作用对断裂渗流机制的双重影响, 结合断层-储层排替压力差和基于镜质体反射率划分的胶结带, 建立了断层侧向封堵综合评价指数。应用该指数进行封堵性评价的结果与实际油、水分布情况高度吻合, 当 F_{les} 大于0.4时, 断层具备有效封堵油气的能力。

关键词:断层侧向封堵; 胶结作用; 富砂地层; 断裂带; 古近系; 惠州凹陷; 珠江口盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Formation mechanism and sealing capacity evaluation of calcareous cements in the Paleogene fault zone, southwestern Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin

LIANG Faru^{1,2}, WU Zhe^{3,4}, GONG Peng^{1,2}, LI Zhipeng^{1,2}, LI Wenhao^{1,2}, WU Zhiping^{1,2}

[1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 3. Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., Shenzhen, Guangdong 518054, China; 4. Deepwater Development Ltd., CNOOC, Shenzhen, Guangdong 518054, China]

Abstract: The Paleogene strata in the southwestern Huizhou Sag of the Pearl River Mouth Basin (PRMB) are characterized by a high sand content and the predominance of fault traps, where hydrocarbon accumulation is closely related to the lateral sealing capacity of faults. Drilling data reveal that in parts more adjacent to fault zones, reservoirs feature more developed calcareous cements within sandstones. However, the impact of cementation on the lateral sealing capacity of faults in the southwestern Huizhou Sag remains poorly understood. By integrating multiple techniques, including carbon and oxygen isotope analysis, cathodoluminescence, homogenization temperature measurements of fluid inclusions, and clumped isotope thermometry, we reveal the genetic mechanisms of calcareous cements within fault zones and clarify their role in modifying the seepage properties of the fault zones. Accordingly, a comprehensive evaluation index (F_{les}) is developed to evaluate the lateral sealing capacity of trap-bounding faults. The research findings indicate that the formation of calcareous cements resulted from a combination of basement-derived hydrothermal fluids and the decarboxylation of sedimentary organic matter, as suggested by their carbon and oxygen isotope compositions.

收稿日期:2025-04-28;修回日期:2025-10-10。

第一作者简介:梁发儒(1999—),男,博士研究生,油气成藏机理。E-mail: bz25010007@s.upc.edu.cn。

通信作者简介:李文浩(1985—),男,副教授,硕士研究生导师,非常规油气地质及油气成藏。E-mail: liwh@upc.edu.cn。

基金项目:国家重大科技专项(2025ZD1402802-05);中海石油深圳分公司重大三外项目(2023-RFPSZ-0015/01)。

Specifically, these cements were formed in a weakly reducing to reducing environment, and their formation period (postdating the deposition of the Yuehai Formation) is roughly consistent with the hydrocarbon charging periods. Governed by the vertical differences in the thermal maturity of sedimentary organic matter, cementation within fault zones exhibits a distinct zonation. In zones with intense cementation, calcareous cements effectively block the fluid seepage pathways within fault zones, whose permeability decreases significantly with increasing cement content. Index F_{ics} is established by comprehensively considering the dual impacts of compaction and cementation on the seepage mechanisms of faults while combining fault-reservoir displacement pressure differences and cement zones determined by vitrinite reflectance (R_o). Validation confirms high consistency between F_{ics} -based sealing evaluations and actual hydrocarbon-water distributions. Notably, F_{ics} values exceeding 0.4 suggest effective hydrocarbon sealing capacity.

Key words: lateral sealing of faults, cementation, sand-rich formation, fault zone, paleogene, Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin (PRMB)

引用格式:梁发儒,吴哲,龚鹏,等. 珠江口盆地惠州凹陷西南部古近系断裂带内钙质胶结物形成机理及封堵性评价[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2):609–622. DOI:10.11743/ogg20260216.

LIANG Faru, WU Zhe, GONG Peng, et al. Formation mechanism and sealing capacity evaluation of calcareous cements in the Paleogene fault zone, southwestern Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2):609–622. DOI:10.11743/ogg20260216.

珠江口盆地珠一坳陷是中国南海北部重要的油气富集区,其中惠州凹陷是该坳陷的核心勘探区域^[1]。近年来,随着勘探程度的不断提高,浅层构造圈闭的探明率已趋近饱和,勘探重点逐步向深层古近系转移^[2]。研究表明,该区多数古近系油气藏与断层密切相关^[3–4],断层的封堵能力是决定圈闭有效性的关键因素。断层是具有复杂内部结构的三维地质体,其发育规模受断层活动强度、活动期次叠加及应力场转换等多种因素控制^[5]。与浅层断裂带相比,深层断裂带通常规模更大、结构更为复杂^[2]。惠州凹陷断层具有多期活动特征,基底热液等地下流体在断裂带中运移活跃,其对断裂带的溶蚀、改造和充填作用显著增强了断裂带的非均质性^[6–7]。同时,惠州凹陷缓坡带古近系目的层普遍具有埋深大、含砂率高及断层样式复杂等特征^[8],这些因素为断层封堵能力的量化评价带来了较大挑战。因此,亟需系统研究地下流体对断裂带非均质性的影响,明确惠州凹陷古近系断裂带内部胶结物的形成机制,并定量评价其对断层封堵能力的影响,以期对深层复杂断块油气藏的勘探提供理论依据。

断裂作为关键地质构造,既可充当油气运移的有效通道,也可成为阻挡油气运移的重要屏障^[9–11]。断层封堵能力可定义为在油气开始泄漏前,断层所能支撑的最大烃柱高度;当烃柱高度超过该临界值时,断裂带即转变为油气运移通道。在评价断层封堵性过程中需综合考虑多种地质因素,前人据此提出了多种评价方法^[12–13]。传统方法主要包括断层两盘岩性对接分析、泥岩涂抹因子计算、断面正应力评估以及断层与储层排替压力差分析等^[14–17],这些方法已在多个地区及不

同地质背景下得到广泛应用。然而,此类方法通常将断裂简化为二维平面或均质三维单元,忽略了断裂带内部复杂结构所引起的非均质性对封堵能力的影响。实际上,在断层静止期,断裂带与围岩同样经历了漫长的成岩演化过程,因矿物组成和内部结构存在差异,其所经历的压实、胶结、充填及压溶等作用的减孔效应亦不尽相同,进而影响断层的封堵性能^[18]。其中,断裂胶结作用是除压实作用外,另一个显著降低渗透率的关键机制^[19–21]。断层内的胶结作用受控于断层形成过程中发育的流体运移路径及地层流体性质,通常形成局部而非整体连续的封闭结构^[22–24]。近年来,学者们基于断裂带裂缝发育特征并结合地下流体性质,开展了断裂胶结过程的数值模拟研究,提出一系列断裂胶结类型,以刻画胶结作用对断层封堵行为的影响^[25–26]。然而,断裂胶结通常呈现局部发育特征,目前尚难以实现对整个断裂带胶结封堵能力的系统量化评价。

本文针对惠(惠州凹陷)西南地区古近系地质特征,通过系统分析断裂带内钙质胶结物的成因机制,揭示其物质来源,明确其成岩环境与演化过程,进而探讨胶结作用对断裂带渗流特性的改造机制。在此基础上,建立适用于本区的断层封堵性评价方法,开展定量评价研究,为该区下一步油气勘探部署提供科学依据。

1 区域地质概况

珠一坳陷是南海珠江口盆地内一个呈NE向展布的负向构造单元。惠州凹陷位于珠一坳陷中部,是该盆地油气勘探与开发的核心区域(图1a),其北接北部

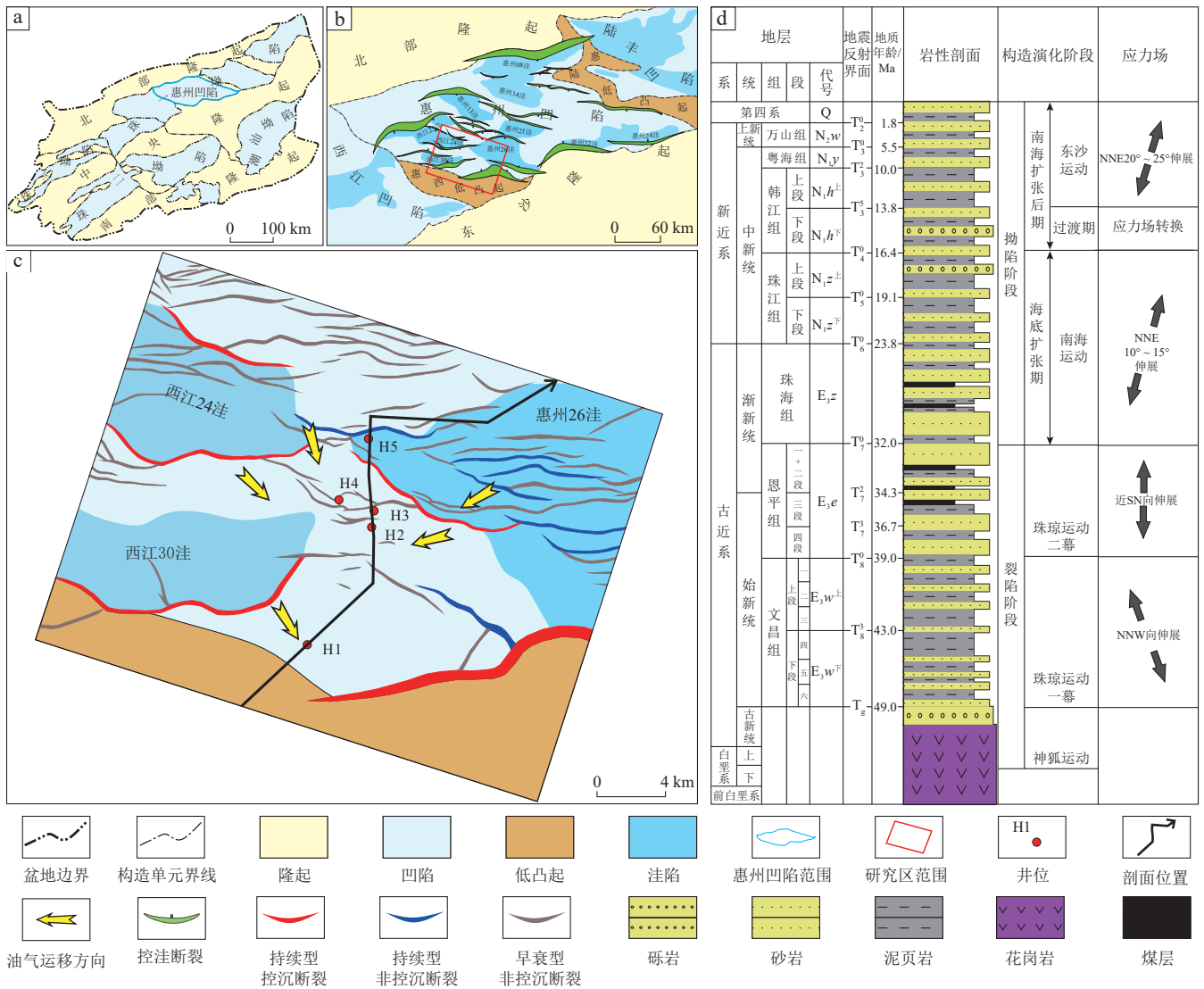


图1 珠江口盆地惠州凹陷构造单元分布及地层综合柱状图(据文献[36]修改)

Fig. 1 Map showing the structural unit distribution and composite stratigraphic column of the Huizhou Sag, PRMB (modified from reference [36])

a. 珠江口盆地构造单元分布; b. 惠州凹陷构造单元分布; c. 惠西南地区恩三段顶界面断裂构造; d. 惠州凹陷地层及构造演化综合柱状图

隆起区,南邻东沙隆起区,西侧和东侧分别由惠西低凸起和惠陆低凸起将其与西江凹陷和陆丰凹陷分隔(图1b)。本研究靶区位于惠州凹陷西南部的缓坡带(惠西南地区),紧邻惠州26洼、西江30洼及西江24洼3个富生烃洼陷,具备优越的油气源条件(图1c)^[27-28]。

惠州凹陷构造演化可划分为3个阶段:始新世裂陷阶段(65.0~32.0 Ma)、晚渐新世—中新世裂后拗陷阶段(32.0~12.4 Ma)以及晚中新世以来的构造活化阶段(12.4 Ma至今)^[29]。受新生代区域构造应力场控制,该区先后经历了NNW-SSE向、近NS向以及NNE-SSW向3期伸展作用^[30-31]。在NE向与NW向两组基底断裂的共同控制下,惠州凹陷发育NE—NEE向、近WE向及NW向3组断裂系统,表现出多期差异活动的特征^[32-33](图1d)。

受“先断、后拗”构造背景的控制,惠州凹陷地层结构呈现“下陆、上海”的双层特征^[34]。文昌组沉积早期,受珠琼运动I幕强烈拉张作用影响,湖盆范围扩大,惠西南地区缓坡带文昌组形成下部富砂、上部富泥的沉积格局。至恩平组沉积期,在珠琼II幕运动影响下,主要发育河流—三角洲相以及少量的湖相和沼泽相沉积。恩平组自上而下可分为恩(恩平组)一段+恩二段、恩三段和恩四段,岩性以砂岩和泥质粉砂岩为主,夹薄煤层和浅灰色泥岩^[8](图1d)。

在多期应力场作用下,惠州凹陷断裂系统表现出差异活化特征,可划分为持续型与早衰型两类断裂。惠西南地区缓坡带紧邻惠州26洼、西江24洼和西江30洼的持续型控注断裂,这些断裂不仅控制洼陷的发育,也为油气垂向运移提供了重要通道^[34-35](图1c)。

该区圈闭类型以断块圈闭和断背斜圈闭为主,断层封堵能力是制约古近系油气成藏的关键因素。

2 胶结物成因机理

2.1 钙质砂岩分布特征

惠西南地区共有5口井钻遇古近系,包括2口直井(H1井和H3井)及3口沿断裂走向部署的斜井(H2井、H4井和H5井),其平面与剖面位置分别如图1c和图2所示。古近系整体含砂率较高,其中恩平组含砂率介于61.03%~87.73%,文昌组介于45.62%~65.98%,砂体连通性普遍较好(图3)。

在钙质胶结方面,沿断裂走向的斜井(H2井、H4井和H5井)中恩平组钙/砂比为8.76%~27.56%,文昌组为4.23%~10.75%;而直井(H1井和H3井)中恩平组钙/砂比仅为0~6.25%,文昌组为0~2.87%(图3)。这一差异表明,钙质胶结强度与距断层距离密切相关,越靠近断裂带,胶结现象越显著。钻井取心结果进一步揭示,部分斜井岩心中发育大量被钙质矿物充填的诱导裂缝,形成了典型的胶结脉体。据此

判断,尽管斜井未完全钻穿主断裂面,但已进入其伴生的诱导裂缝带范围内。

2.2 胶结物物质来源

本次研究通过分析断裂带内钙质胶结脉体及围岩中钙质矿物的碳、氧同位素组成,旨在揭示胶结物的物质来源。在成岩平衡条件下,碳酸盐矿物沉淀结晶时的碳、氧同位素组成受其矿物相和形成环境的共同控制^[37]。通过对比围岩背景值与断裂带中方解石脉的稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}$)与稳定氧同位素比值($\delta^{18}\text{O}$),可有效识别其形成时的地球化学环境特征^[38]。测试结果显示,断裂带与围岩样品的碳酸盐矿物碳、氧同位素比值在 $\delta^{13}\text{C}(\text{V-PDB})-\delta^{18}\text{O}(\text{V-SMOW})$ 关系图中分布相对集中(图4),主要位于花岗岩与沉积有机质端元之间。这一分布特征表明,研究区钙质胶结物的形成受两种主要作用共同控制:①源自花岗岩基底的热液在断裂带内发生的地温蚀变作用;②沉积有机质生成有机酸过程中发生的脱羧基作用。由于热液在断裂带内活动更为活跃,断裂带样品的同位素组成更接近地幔多相体系;而围岩样品受热液影响较弱,除紧邻断裂的H2井个别样本点外,其余样本点的同位素值更偏向沉积有机质体系。

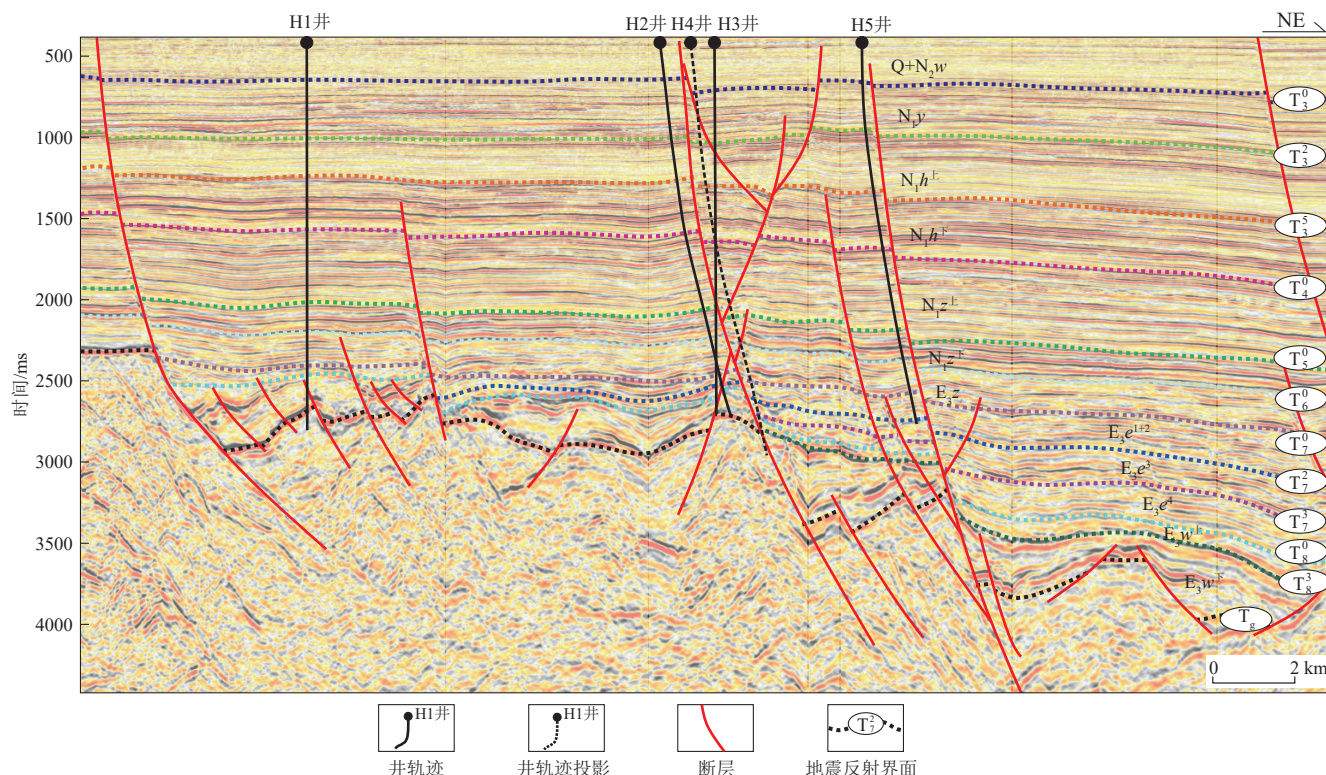


图2 惠西南地区二维地震剖面特征(剖面位置见图1c)

Fig. 2 2D seismic section of the southwestern Huizhou Sag (see Fig. 1c for section location)

Q. 第四系; N_2w . 万山组; N_1y . 粤海组; N_1h^1 . 韩江组上段; N_1h^2 . 韩江组下段; N_1z^1 . 珠江组上段; N_1z^2 . 珠江组下段; E_2z . 珠海组; E_2e^{1+2} . 恩一段+恩二段; E_2e^3 . 恩三段; E_2e^4 . 恩四段; E_2w^1 . 文昌组上段; E_2w^2 . 文昌组下段

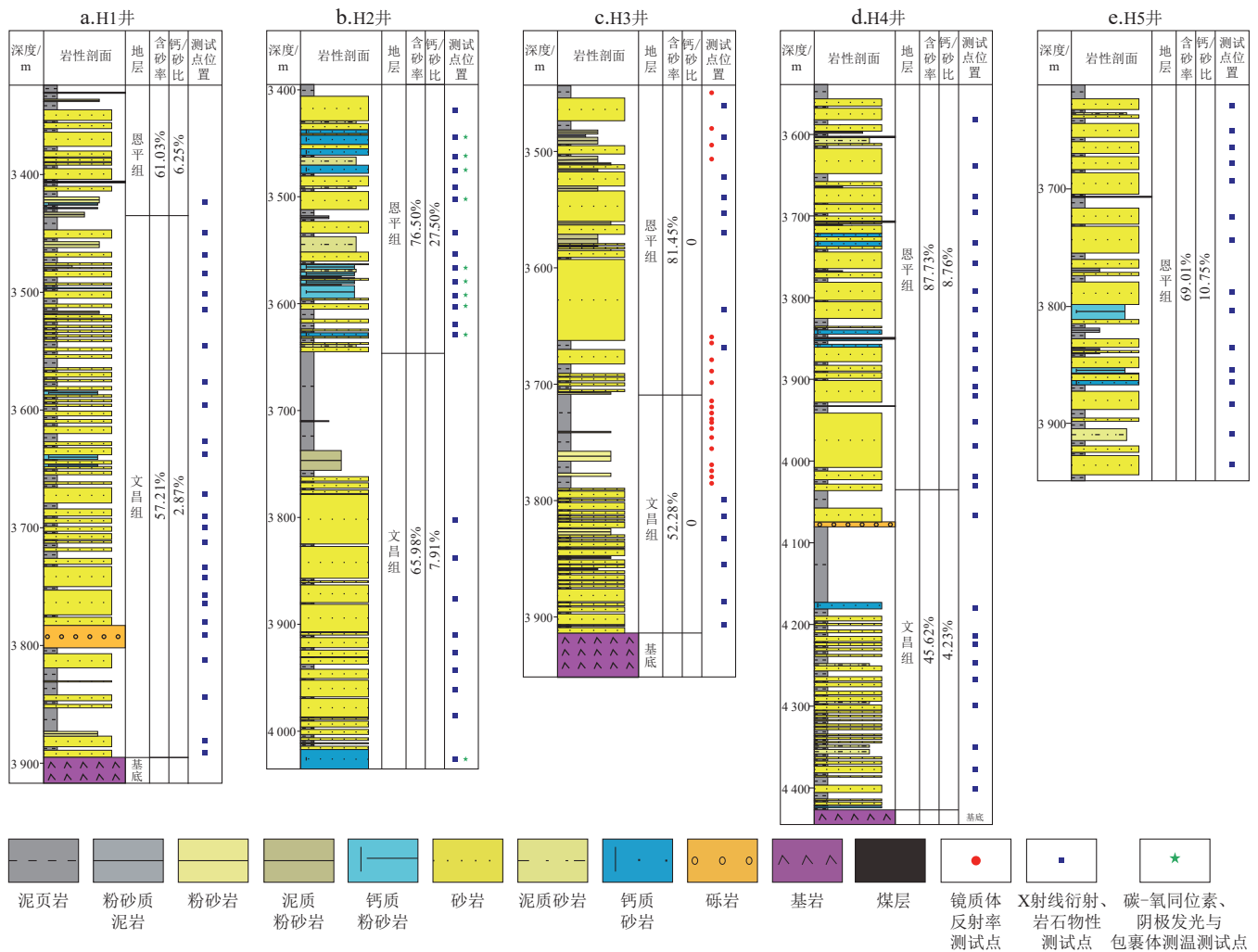


图3 惠西南地区地层岩性柱状图及实验测试点位置

Fig. 3 Lithologic columns with the locations of experimental and test points for the southwestern Huizhou Sag

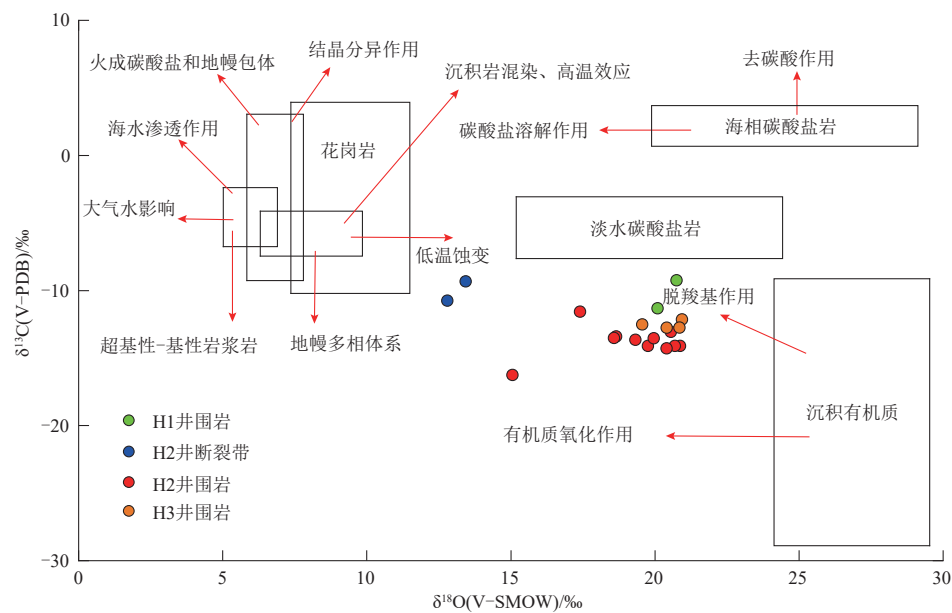


图4 惠西南地区碳酸盐矿物稳定碳、氧同位素比值分布图版

Fig. 4 Chart showing the distribution of carbon and oxygen isotope values of carbonate minerals in the southwestern Huizhou Sag

2.3 胶结物成岩过程

本次研究综合运用阴极发光、流体包裹体分析与团簇同位素(Δ_{47})测温等手段,系统揭示了断裂带内钙质胶结物的成岩过程与形成环境。

阴极发光分析基于不同矿物在电子轰击下发光特性的差异,可有效识别成岩环境的变化^[39]。H2井附近断裂带及围岩样品中的方解石在阴极发光下呈现橘黄色与亮橘黄色两期发光特征(图5),指示胶结作用发生于弱还原-还原环境。围岩样品中可见早期橘黄色发光方解石被后期亮橘黄色方解石切割的现象(图5a,c),进一步揭示成岩环境由弱还原向还原条件转变^[40-41]。

流体包裹体作为矿物生长过程中被封存于晶格缺陷内的成岩流体,其均一温度、冰点温度及盐度等参数为恢复成岩流体环境提供了关键依据^[42-44]。H2井方解石脉中发育气-液两相盐水包裹体,呈群状或带状分布,个体较大(平均直径为15 μm),形态以长条状和椭圆状为主(图5e,f)。测试结果显示,其均一温度介于138.6~159.4 $^{\circ}\text{C}$,显著高于现今地层实测温度。这一异常高温与东沙运动以来基底深大断裂活化引发的热液上涌有关^[45-46],深部热液不仅提供了成矿离子,也导致局部流体温度升高。因此,仅凭包裹体均一温度结合埋藏史难以准确厘定胶结时间,需辅以同位素定年手段。

传统碳酸盐成岩温度计(如氧同位素与流体包裹

体测温)易受热液活动干扰,存在定年偏差^[47]。团簇同位素(Δ_{47})温度计是近年来发展的新型古温标,其原理基于 ^{13}C — ^{18}O 键在 CO_2 中的配对程度,不依赖于流体 $\delta^{18}\text{O}$,受热液影响较小^[48]。基于H2井实测温、压数据及邻井H3井镜质体反射率(R_o)资料,恢复了H2井地层热演化史。方解石脉样品H2-1与H2-2的 Δ_{47} 温度分别为122.23 $^{\circ}\text{C}$ 与135.48 $^{\circ}\text{C}$,结合热史模拟结果,明确断裂带胶结物主要形成于粤海组沉积期以后,处于断层构造活化晚期,与油气充注时期基本一致(图6)。

2.4 胶结物对断裂渗流机制的改造作用

热液沿断裂带运移过程中,碳酸盐与铁质和镁质等组分共同在各类孔隙及裂缝中沉淀并胶结,使充填物与断层岩发生再固结作用,从而显著降低断裂带对流体的输导能力。在整个流体运移与矿物胶结过程中,胶结作用优先发生在高渗透率和高连通性的裂缝带中,致使断层岩中胶结物含量普遍高于围岩。研究表明,惠西南地区断裂带内胶结物含量最高可达52%,且不同深度段胶结程度差异显著;而围岩区域胶结程度较低,胶结物含量最高仅为18%,各深度段胶结程度变化较小(图7)。

垂向上胶结作用及其强度的分段性主要受控于沉积有机质热演化程度的差异。不同热演化阶段有机质的生、排酸作用不同,造成地层流体环境在垂向上存在分异。前人依据断裂带附近 R_o 的垂向变化,将断裂胶

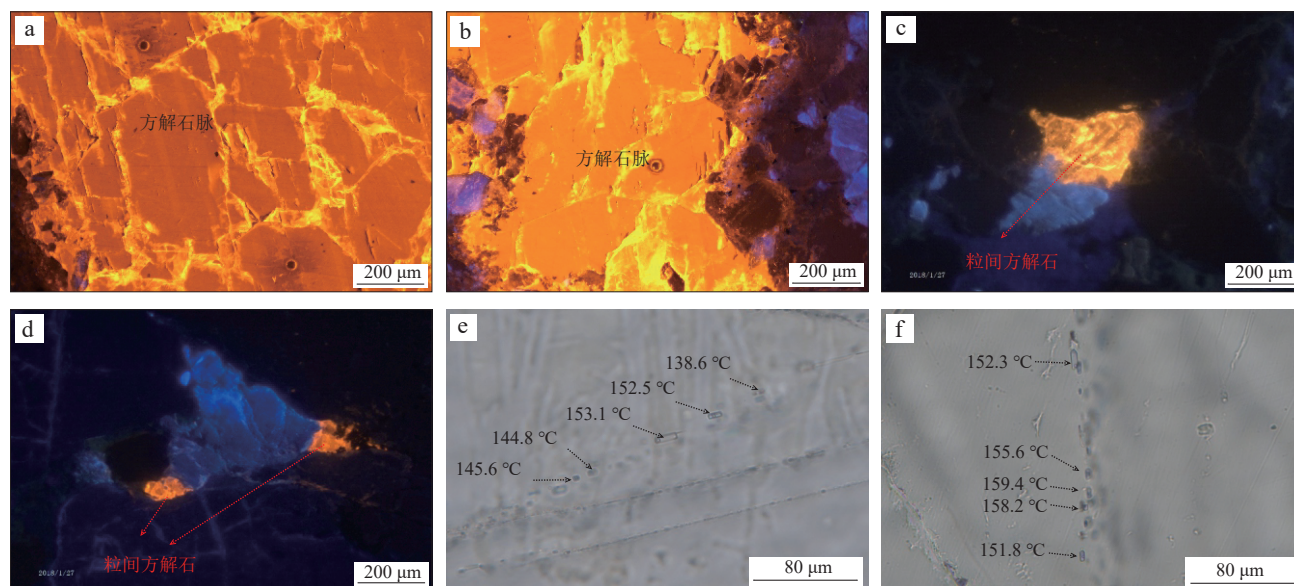


图5 惠西南地区H2井样品方解石脉、粒间方解石与盐水包裹体特征显微照片

Fig. 5 Cathodoluminescence (CL) images of calcites and homogenization temperature micrographs of brine inclusions from well H2, southwestern Huizhou Sag

- a. 方解石脉,埋深3 824 m,阴极发光,普通薄片;b. 方解石脉,埋深3 847 m,阴极发光,普通薄片;c. 粒间方解石,埋深3 515 m,阴极发光,普通薄片;d. 粒间方解石,埋深3 633 m,阴极发光,普通薄片;e. 方解石脉,盐水包裹体均一化温度,埋深3 824 m,普通薄片;f. 方解石脉,盐水包裹体均一化温度,埋深3 847 m,普通薄片

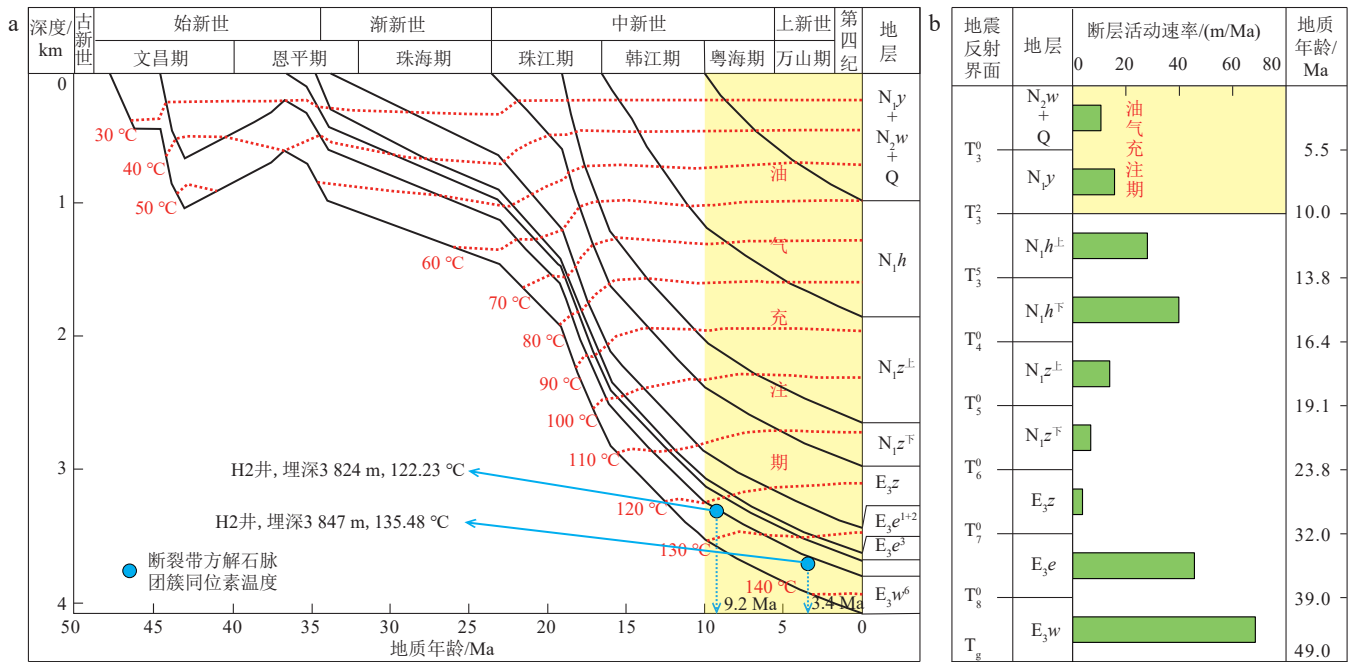


图6 惠西南地区H2井断裂带内方解石脉团簇同位素温度计定年

Fig. 6 Clumped isotope thermometer-derived dating results of calcite veins within fault zones in well H2, southwestern Huizhou Sag

a. 基于地层热演化; b. 基于断层活动速率

Q. 第四系; N_3w . 万山组; N_3y . 粤海组; N_1h . 韩江组; N_1h^+ . 韩江组上段; N_1h^- . 韩江组下段; N_1z^+ . 珠江组上段; N_1z^- . 珠江组下段; E_3z . 珠海组; E_3e . 恩平组; E_3e^{1+2} . 恩一段+恩二段; E_3e^3 . 恩三段; E_3w . 文昌组; E_3w^4 . 文四段; E_3w^6 . 文六段

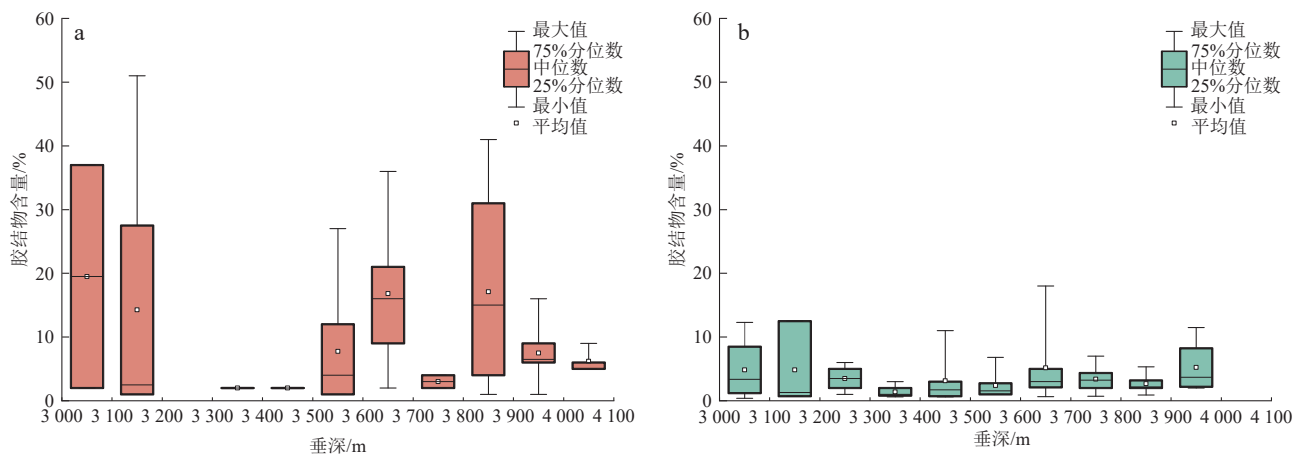


图7 惠西南地区不同深度段地层胶结物含量(X射线衍射全岩矿物数据)

Fig. 7 Cement content in different depth intervals in the southwestern Huizhou Sag (data derived from whole-rock X-ray diffraction analysis)

a. 断裂带样品; b. 围岩样品

结带自上而下划分为3个带:① R_o 为0.3%~0.5%时,有机质生物降解作用减弱,浅层由生物降解生成的 CO_2 促使碳酸盐溶解并迁移至该带再沉淀,形成第Ⅰ胶结带;② R_o 为0.6%~0.7%时,二羧酸分解基本完成, CO_2 生成量较低,来自上段 R_o 为0.4%~0.6%的有机质脱羧作用与下段 R_o 为0.7%~0.8%的脱酮基、羟基及醚基作用共同导致碳酸盐溶解并迁移至该带再沉淀,形成第Ⅱ胶结带;③ R_o 为0.8%~1.0%时,有机质

不再大量生成 CO_2 ,碳酸盐溶解度显著降低,同时由 R_o 为0.7%~0.8%段溶解的碳酸盐矿物向下迁移沉淀,形成第Ⅲ胶结带^[49-50]。研究区广泛发育文昌组下部大套湖泛泥岩,恩平组砂体中夹薄层泥页岩与煤线,具备形成胶结分带的沉积条件。通过与H3井实测泥岩 R_o 对比,其垂向分布规律与前人基于 R_o 所划分的断裂胶结带基本吻合(图8)。

碳酸盐胶结物是研究区古近系富砂层段中最常见

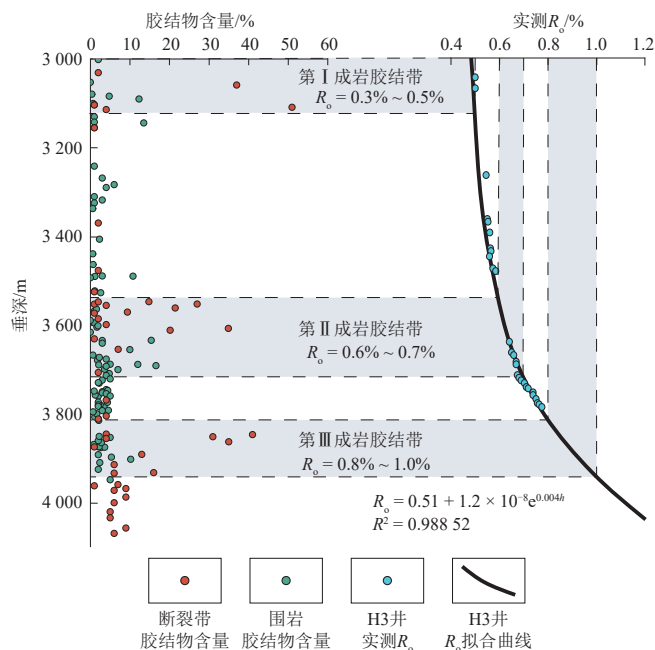


图8 惠西南地区地层胶结物含量(X射线衍射全岩矿物数据)与实测 R_0 拟合关系

Fig. 8 Fitted relationship between cement content (data derived from whole-rock X-ray diffraction analysis) and measured R_0 in the southwestern Huizhou Sag

的胶结物,对储层物性影响最为显著。碳酸盐胶结对物性具有双重效应:①碳酸盐矿物早期以基底式胶结形式充填于原生孔隙中,或充填于具完好菱形结构的次生孔隙,部分或全部占据粒间孔隙,导致物性下降;②碳酸盐胶结物为后期次生孔隙的形成提供了可溶物质基础^[51]。通过对泥质含量低于10%的砂岩样品进行分析(图9),胶结物含量与孔隙度和渗透率均呈明显负相关关系。断裂带样品受胶结物充填影响更为显著,物性下降明显,多个样品已达到低孔、低渗标准(孔隙度 $<10\%$,渗透率 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。

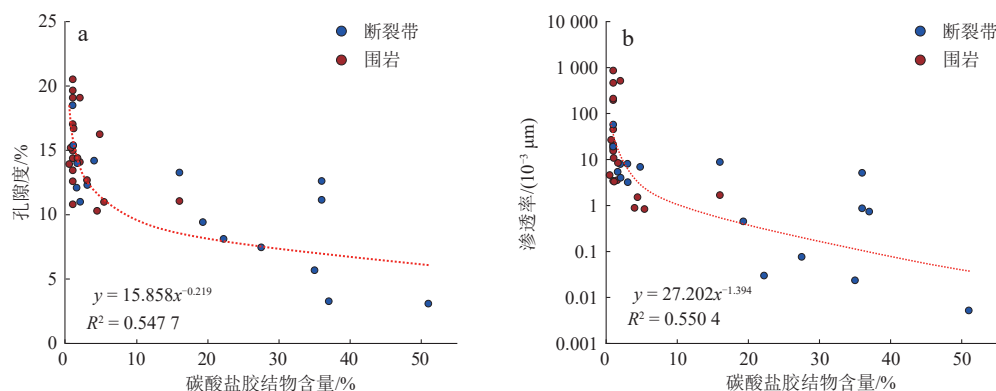


图9 惠西南地区地层碳酸盐胶结物含量与岩石物性关系

Fig. 9 Relationships of carbonate cement content with reservoir porosity and permeability in the southwestern Huizhou Sag

a. 孔隙度;b. 渗透率

3 断面封堵性综合评价

3.1 断面封堵性评价方法

基于惠西南地区垂直剖面相干体分析结果,可清晰刻画断裂带边界,受深层断裂活动速率高(图6)及多期断层活动叠加影响,断裂带宽度自浅至深逐渐增大(图10a)。断裂带通常由滑动破碎带与诱导裂缝带构成,二者因内部物质组成及裂缝发育程度不同而呈现明显的物性差异(图10b)。滑动破碎带位于断层核部,主要由泥岩塑性拖曳及原岩粉碎形成的岩石颗粒组成(图10c)。由于断层与围岩在后期压实作用过程及内部结构上存在差异,其排替压力亦不相同,传统上常依据断层与储层的排替压力差(Δp)判断断层核部是否具备侧向封堵能力^[52]。该方法默认诱导裂缝带内裂缝处于开启状态,可作为油气侧向运移的有效通道,而实际地质条件下,若断裂带内广泛发育胶结物(图10d),仅依靠 Δp 分析将产生显著偏差。裂缝带作为钙质胶结优先充填的空间,其物性参数值常因胶结充填而低于围岩。因此,在评价断层侧向封堵能力时,必须考虑胶结成岩带对诱导裂缝带中油气侧向运移的遮挡作用。

本文综合考虑压实作用与胶结作用对断裂渗流机制的双重影响,建立了一套适用于胶结作用强烈的富砂区断层侧向封堵能力评价方法。由于传统胶结评价与压实评价方法所采用的指标量纲不同,在综合评价前需对两类指标进行去量纲化处理,分别构建断层胶结评价指数(F_c)与断-储排替压差评级指数(F_p)。具体处理过程如下。

胶结作用受多因素控制,非均质性强, F_c 的评价主

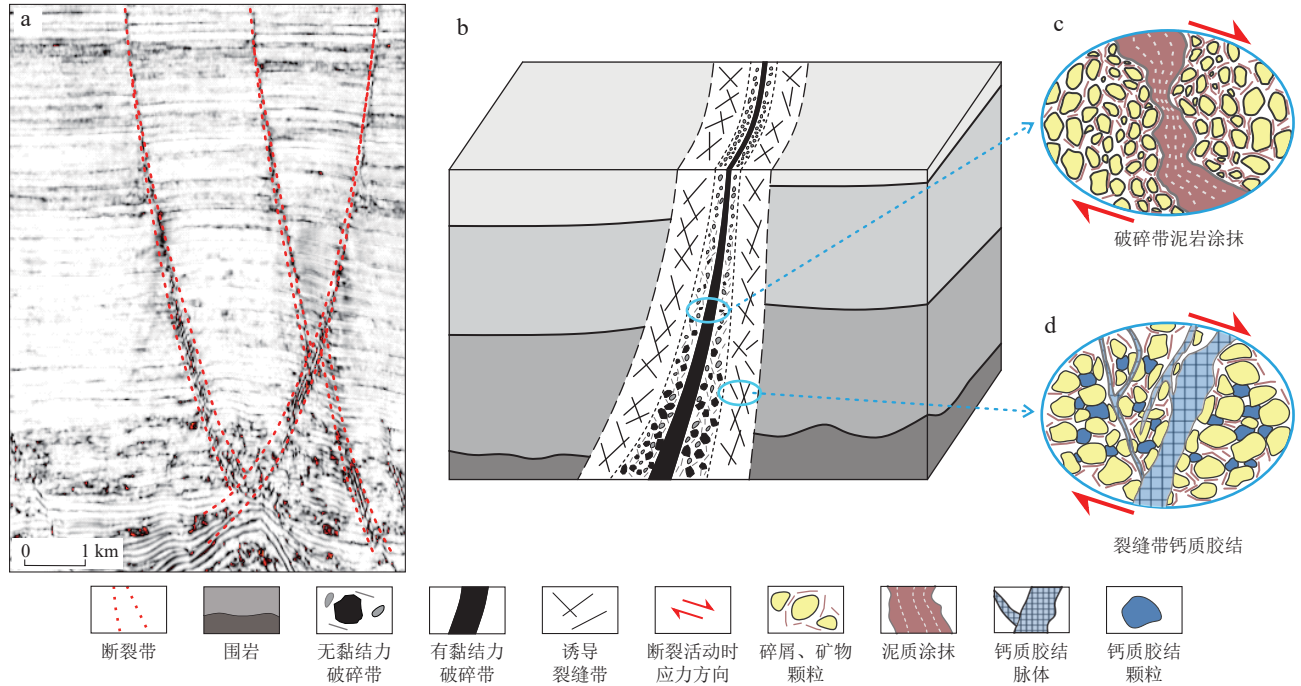


图10 惠西南地区断裂带结构及其发育模式示意图

Fig. 10 Schematic diagrams showing the structures and developmental patterns of fault zones in the southwestern Huizhou Sag

a. 惠西南地区相干体剖面刻画断裂带边界; b. 断裂带内部结构模式; c. 滑动破碎带泥岩涂抹模式; d. 诱导裂缝带钙质胶结模式

要基于所划分胶结成岩带的镜质体反射率进行半定量评估,如公式(1)所示。断面 R_o 根据H3井实测数据拟合求取(图8),如公式(2)所示。越靠近胶结带中心, F_c 值越高。

$$F_c = \frac{(R_{o, \max} - R_{o, \min}) - 2 |R_o - R_{o, \text{mid}}|}{R_{o, \max} - R_{o, \min}} \quad (1)$$

$$R_o = 0.51 + 1.2 \times 10^{-8} e^{0.04h} \quad (2)$$

式中: F_c 为断层胶结评价指数,无量纲; $R_{o, \min}$, $R_{o, \max}$ 和 $R_{o, \text{mid}}$ 分别为断面所在胶结带对应 R_o 的最小值、最大值及中值,%; h 为埋深,m。

F_p 为断-储排替压差(Δp)经无量纲化处理所得,如公式(3)所示。 Δp 为断层排替压力(p_f)与储层排替压力(p_s)之差[公式(4)]。排替压力基于压汞实验获取的最大进汞压力,并结合样品泥质含量与埋深拟合求取(图11),具体关系如公式(5)与公式(6)所示。储层泥质含量由测井数据直接获取,断层泥质含量(SGR)则根据断层错断段内泥岩厚度计算,如公式(7)所示。

$$F_p = \frac{\Delta p - \Delta p_{\min}}{\Delta p_{\max} - \Delta p_{\min}} \quad (3)$$

$$\Delta p = p_f - p_s \quad (4)$$

$$p_f = 0.284e^{0.133SGR \times h/100} \quad (5)$$

$$p_s = 0.284e^{0.133V_{sh} \times h/100} \quad (6)$$

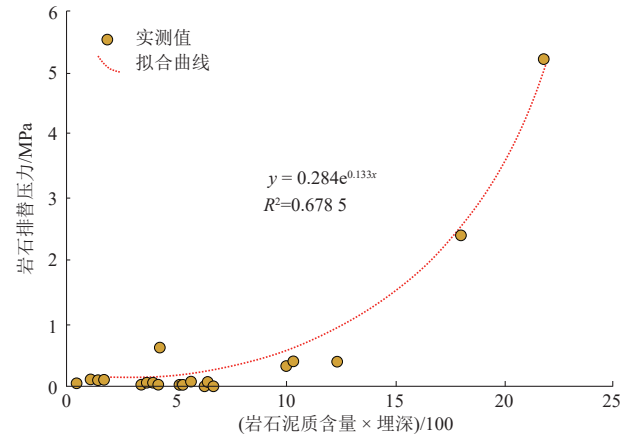


图11 惠西南地区岩石排替压力与泥质含量(%)和埋深(m)的关系

Fig. 11 Relationship of rock displacement pressure with shale content and burial depth in the southwestern Huizhou Sag

$$SGR = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{L} \times 100\% \quad (7)$$

式中: F_p 为断-储排替压差评价指数,无量纲; Δp 为断-储排替压力差,MPa; $\Delta p_{\min}$ 和 $\Delta p_{\max}$ 分别为断面最小和最大断-储排替压力差,MPa; p_f 和 p_s 分别为断层排替压力和储层排替压力,MPa; SGR 为断层泥质含量,%; V_{sh} 为储层泥质含量,%; x_i 为断层位移范围内单层泥岩厚度,m; L 为断层位移量,m。

采用模糊数学方法,构建适用于强胶结改造富砂区断层侧向封堵能力的综合评价指标——断层侧封综合评价指数(F_{les}),如公式(8)所示。 F_{les} 值越高,断层侧向封堵能力越强。

$$F_{\text{les}} = a_c F_c + a_p F_p \quad (8)$$

式中: F_{les} 为断层侧封综合评价指数,无量纲; a_c 为胶结作用的权重因子,无量纲; a_p 为断-储排替压差作用的权重因子,取0.5。考虑到不同胶结带在垂向上断裂带发育规模与胶结强度的差异, a_c 取值如下:第Ⅰ胶结带取0.3,第Ⅱ胶结带取0.4,第Ⅲ胶结带取0.5,非胶结带取0。

3.2 断面封堵效果与油气分布关系

H2井为沿断裂钻探的一口斜井,钻遇了多个由该断裂控制的新近系-古近系断层圈闭,其中恩平组及以上层段圈闭均受该断裂控制。该井毗邻富生烃洼陷惠州26洼,控圈断裂属长期活动型,且直接沟通文昌组下段烃源岩,油气可沿断裂垂向输导至圈闭,无需依赖砂体输导体系,因此选取该井控圈断裂开展断面封堵性评价。H2井油气在垂向上表现出明显的差异富集特征:古近系油层主要富集于珠海组(E_{3z})底部的6砂层组及恩一段+恩二段各砂层组;而珠海组其余砂层组及恩三段则以含油含水层为主。荧光面积分析表明,除6砂层组外,珠海组其他砂层组荧光面积普遍较低(占比<10%),反映油气充注规模有限;恩三段多套砂层组虽显示高荧光面积,却表现为含油含水层,指示其曾经历大规模油气充注,但后期发生逸散(图12)。

基于前述断层封堵性评价方法,对H2井古近系控圈断裂开展封堵性评价(图13)。恩平组作为富砂层段,其断面泥质含量普遍偏低,除恩一段+恩二段顶部

外,整体低于30%;而珠海组为非富砂层段,断面泥质含量多高于30%。较高的泥质含量虽有利于增强断层封堵性,但也阻碍油气垂向运移,是珠海组荧光面积普遍偏低的重要原因。断-储排替压差(Δp)分布与泥质含量趋势相似:恩一段+恩二段顶部具较高 Δp 值,恩三段较低,但恩一段+恩二段中-下部出现负压差;珠海组整体表现为高 Δp 值。基于 R_o 划分的断裂胶结带显示,珠海组底部与恩一段+恩二段主要位于胶结带内,而恩三段基本不处于胶结带。通过断层侧封综合评价指数(F_{les})进行量化评价,珠海组底部与恩一段+恩二段 $F_{\text{les}} \geq 0.4$,属高值区,断层侧向封堵能力强,对应油气产层以油层为主;恩三段与珠海组上部 $F_{\text{les}} < 0.4$,为低值区,断层侧向封堵能力差,产层以含油含水层、水层或干层为主。该评价结果与油气实际富集特征高度吻合。

本研究建立的评价方法耦合了压实与胶结双重机制对断层封堵能力的控制作用,有效解决了惠西南地区缓坡带古近系高含砂率地层中断层封堵性评价面临的两大难题:①泥岩层薄、大套砂体沉积导致的断层泥岩涂抹不足;②伸展断层活动后期构造挤压作用弱。研究成果为该区古近系断层油气藏的勘探提供了理论依据与实践指导。

4 结论

1) 惠西南地区古近系断裂带内普遍发育钙质胶结物。碳、氧同位素分析表明,胶结物形成受基底热液低温蚀变作用与沉积有机质脱羧反应共同控制。与围岩相比,断裂带样品中热液来源贡献更为显著,胶结环境整体为弱还原-还原条件,成岩充填发生于粤海组

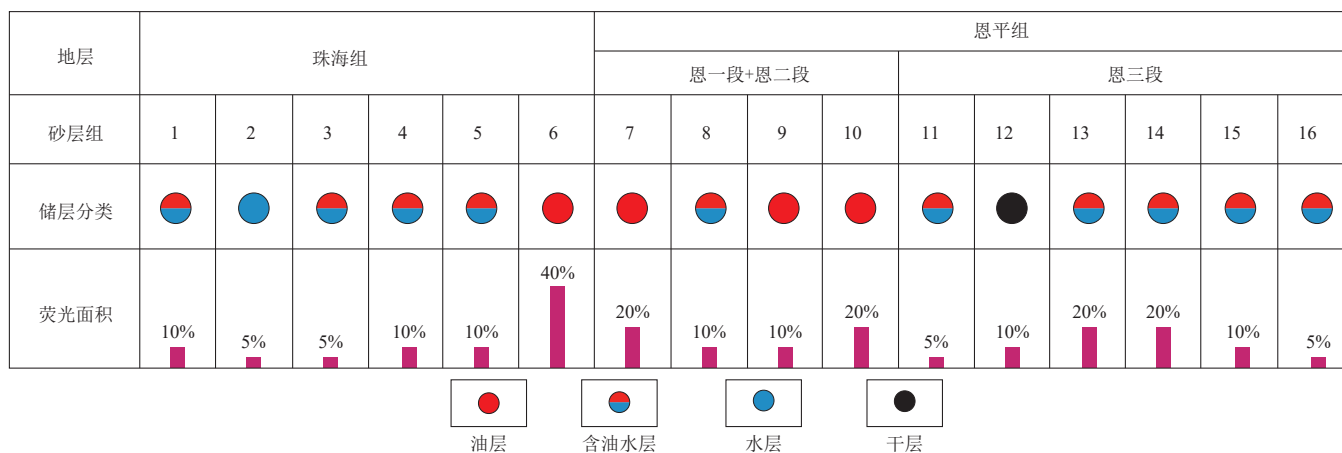


图12 惠西南地区H2井各砂层组油气显示特征

Fig. 12 Characteristics of oil and gas shows across various sand groups in well H2, southwestern Huizhou Sag

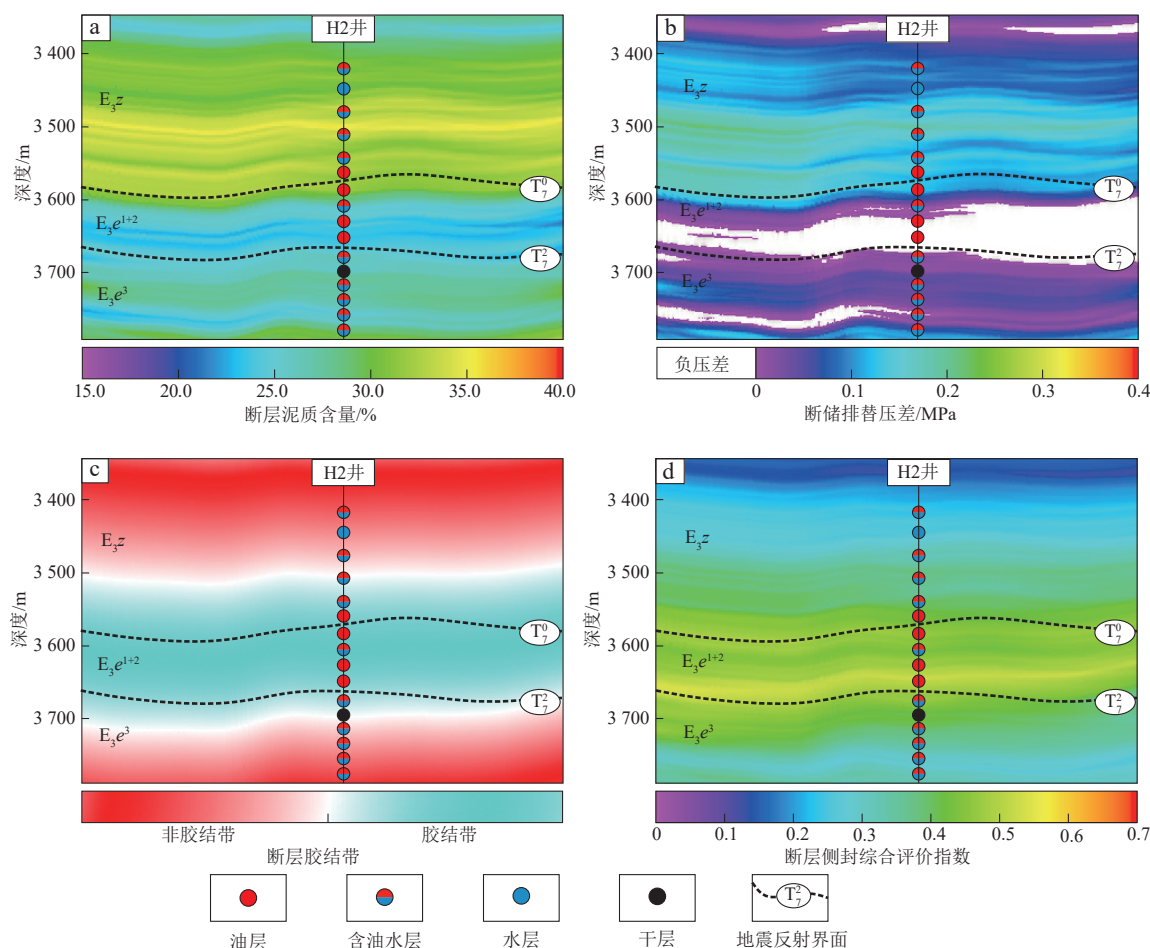


图13 惠西南地区H2井控圈断裂断面封堵性评价结果

Fig. 13 Evaluation results of the sealing capacity of trap-bounding fault planes in well H2, southwestern Huizhou Sag

a. 断层泥质含量展布; b. 断-储排替压差展布; c. 断层胶结带展布; d. 断层侧封综合评价指数展布

 E_3z . 珠海组; E_3e^{1+2} . 恩一段+恩二段; E_3e^3 . 恩三段

沉积期以后,与油气充注期基本同步。

2) 沉积有机质热演化程度的垂向差异导致断裂带内胶结作用呈现显著分带特征。在胶结作用强烈区带,钙质胶结物有效封堵断裂带内部渗流通道,随着胶结物含量增加,断裂带渗透性逐步降低。

3) 在传统断层-储层排替压力差评价基础上,引入镜质体反射率所反映的垂向胶结分带特征,建立了适用于深层高含砂率伸展断层的侧向封堵综合评价指数。H2井控圈断裂的断面封堵性评价结果与实际油水分布关系一致,验证了该方法的可靠性与适用性。

参 考 文 献

- [1] 田立新,施和生,刘杰,等. 珠江口盆地惠州凹陷新领域勘探重大发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(4): 22-30.
TIAN Lixin, SHI Hesheng, LIU Jie, et al. Great discovery and significance of new frontier exploration in Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(4): 22-30.

- [2] 刘豪,徐长贵,高阳东,等. 断陷湖盆低勘探区源-汇系统与烃源岩预测——以珠江口盆地珠一坳陷北部洼陷区为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(3): 565-583.
LIU Hao, XU Changgui, GAO Yangdong, et al. Source-to-sink system and hydrocarbon source rock prediction of underexplored areas in rifted lacustrine basins: A case study on northern lows in Zhu I Depression, Pearl River Mouth Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(3): 565-583.
- [3] 胡阳,吴智平,钟志洪,等. 珠江口盆地珠一坳陷始新世中-晚期构造变革特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(5): 779-785.
HU Yang, WU Zhiping, ZHONG Zhihong, et al. Characterization and genesis of the Middle and Late Eocene tectonic changes in Zhu 1 Depression of Pearl River Mouth Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(5): 779-785.
- [4] 徐长贵,高阳东,刘军,等. 南海东部富砂砾型大中型油气田发现与启示——以珠江口盆地惠州26洼古近系恩平组为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 14-27.
XU Changgui, GAO Yangdong, LIU Jun, et al. Discovery and inspiration of large-and medium-sized glutenite-rich oil and gas

- fields in the eastern South China Sea: An example from Paleogene Enping Formation in Huizhou 26 subsag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51 (1): 14–27.
- [5] 袁敬一, 邬光辉, 万效国, 等. 塔里木盆地碳酸盐岩走滑断层破碎带宽度—高差相关性分析[J]. *地质论评*, 2021, 67(5): 1487–1496.
- YUAN Jingyi, WU Guanghui, WAN Xiaoguo, et al. The relationship between width—height difference of strike-slip fault damage zones in the Tarim Basin [J]. *Geological Review*, 2021, 67(5): 1487–1496.
- [6] LIU Yin, WU Kongyou, WANG Xi, et al. Geochemical characteristics of fault core and damage zones of the Hong-Che Fault Zone of the Junggar Basin (NW China) with implications for the fault sealing process [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2017, 143: 141–155.
- [7] 吴婷婷, 张丽丽, 吴哲, 等. 珠江口盆地前新生代先存断裂特征及动力背景——以惠州凹陷和番禺4洼为例[J]. *海洋地质前沿*, 2022, 38(6): 54–62.
- WU Tingting, ZHANG Lili, WU Zhe, et al. Characteristics and dynamic background of pre-existing fractures in pre-Cenozoic of Pearl River Mouth Basin: Cases of Huizhou Sag and Panyu 4 Depression [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2022, 38(6): 54–62.
- [8] 彭光荣, 刘培, 宋朋霖, 等. 珠江口盆地惠州凹陷恩平组“扇—瓣”复合体发育规律及有利储层主控因素[J]. *地球科学*, 2025, 50(8): 3199–3212.
- PENG Guangrong, LIU Pei, SONG Penglin, et al. Characteristics of the “fan-braid” complex and main controlling factors of favorable reservoir in the Enping Formation, Huizhou 26 Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Earth Science*, 2025, 50(8): 3199–3212.
- [9] GIBSON R G. Fault-zone seals in siliciclastic strata of the Columbus Basin, offshore Trinidad [J]. *AAPG Bulletin*, 1994, 78 (9): 1372–1385.
- [10] KARLSEN D A, SKEIE J E. Petroleum migration, faults and overpressure, part I: Calibrating basin modelling using petroleum in traps—A review [J]. *Journal of Petroleum Geology*, 2006, 29 (3): 227–256.
- [11] 李储华, 于雯泉, 丁建荣. 加权断层泥比率法(WSGR)定量判断断层封闭性——以苏北盆地高邮凹陷永安地区为例[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(1): 158–165.
- LI Chuhua, YU Wenquan, DING Jianrong. Quantitative evaluation of fault sealing by Weighted Shale Gouge Ratio (WSGR): A case study of Yongan area in Gaoyou Sag, Subei Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46 (1): 158–165.
- [12] FOSSEN H, SCHULTZ R A, SHIPTON Z K, et al. Deformation bands in sandstone: A review [J]. *Journal of the Geological Society*, 2007, 164(4): 755–769.
- [13] FISHER Q J, KNIPE R J, WORDEN R H. Microstructures of deformed and non-deformed sandstones from the North Sea: Implications for the origins of quartz cement in sandstones [M]// WORDEN R H, MORAD S. *Quartz Cementation in Sandstones*. Malden, MA: Blackwell Science, 2000: 129–146.
- [14] KNIPE R J, FISHER Q J, JONES G, et al. Fault seal analysis: Successful methodologies, application and future directions [J]. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 1997, 7: 15–38.
- [15] YIELDING G, FREEMAN B, NEEDHAM D T. Quantitative fault seal prediction [J]. *AAPG Bulletin*, 1997, 81(6): 897–917.
- [16] 刘景东, 任成刚, 王小娟, 等. 川中地区中侏罗统沙溪庙组断层输导有效性定量评价[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45 (6): 1705–1719.
- LIU Jingdong, REN Chenggang, WANG Xiaojuan, et al. Quantitative assessment of hydrocarbon transport effectiveness along faults in the Middle Jurassic Shaximiao Formation, central Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45 (6): 1705–1719.
- [17] ZHANG Zhongcai, LIU Jingdong, HUANG Jianjun, et al. Fault sealing effect on hydrocarbon accumulation in the Yuquan area of the Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *Energy Geoscience*, 2025, 6(4): 100466.
- [18] 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.
- [19] JOLLEY S J, BARR D, WALSH J J, et al. Structurally complex reservoirs: An introduction [J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 2007, 292(1): 1–24.
- [20] PEI Yangwen, PATON D A, KNIPE R J, et al. A review of fault sealing behaviour and its evaluation in siliciclastic rocks [J]. *Earth-Science Reviews*, 2015, 150: 121–138.
- [21] 桂诗琦, 罗群, 曾联波, 等. 走滑断裂内部结构差异特征及其多尺度交互识别模式——以准噶尔盆地车排子凸起石炭系火山岩为例[J]. *石油实验地质*, 2025, 47(5): 1150–1162.
- GUI Shiqi, LUO Qun, ZENG Lianbo, et al. Differential characteristics of internal structures of strike-slip faults and their multiscale interactive identification mode: A case study of Carboniferous volcanic rocks in Chepaizi Uplift, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47 (5): 1150–1162.
- [22] OTTESEN ELLEVSET S, KNIPE R J, SVAVA OLSEN T, et al. Fault controlled communication in the Sleipner Vest Field, Norwegian Continental Shelf; detailed, quantitative input for reservoir simulation and well planning [J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 1998, 147(1): 283–297.
- [23] BIAN Qing, ZHANG Jibiao, HUANG Cheng. The Middle and Lower Cambrian salt tectonics in the central Tarim Basin, China: A case study based on strike-slip fault characterization [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(2): 100254.
- [24] LYU Dawei, ZHAO Yongtao, STEEL R J, et al. Massive organic carbon burial in the North China Basin is a main contributor to

- peak Late Paleozoic Ice Age in early Asselian [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2025, 661: 119370.
- [25] WILLIAMS R T, GOODWIN L B, MOZLEY P S. Diagenetic controls on the evolution of fault-zone architecture and permeability structure: Implications for episodicity of fault-zone fluid transport in extensional basins[J]. *GSA Bulletin*, 2017, 129 (3/4): 464–478.
- [26] SU Shengmin, JIANG Youlu, GUO Gang. Diagenesis and lateral sealing types of fault zones in the Lishu Depression, Songliao Basin, NE China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2024, 163: 106802.
- [27] 郭智毅, 刘培, 徐乐意, 等. 惠州凹陷环惠州26洼古近系储层条件及对油气成藏的影响[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2023, 50(5): 537–550.
- GUO Zhiyi, LIU Pei, XU Leyi, et al. Paleogene reservoir conditions around Huizhou 26 sag in Huizhou Depression and their influence on hydrocarbon accumulation [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2023, 50(5): 537–550.
- [28] 刘培, 彭光荣, 熊万林, 等. 珠江口盆地惠州凹陷惠东新区恩平组烃源岩生烃特征及成藏贡献[J]. *中国海上油气*, 2024, 36 (1): 49–60.
- LIU Pei, PENG Guangrong, XIONG Wanlin, et al. Hydrocarbon generation characteristics and reservoir forming contribution of Enping Formation source rocks in Huidong new area, Huizhou sag, Pearl River Mouth basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(1): 49–60.
- [29] 纪凯, 邓超, 李博, 等. 珠江口盆地新生代裂陷形成和演化的时空差异性及其成因机制探讨[J]. *地质科技通报*, 2025, 44 (6): 121–133.
- JI Kai, DENG Chao, LI Bo, et al. Discussion on the spatiotemporal differences of Cenozoic rift formation and evolution and its genetic mechanism in the Pearl River Mouth Basin [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2025, 44 (6): 121–133.
- [30] 徐长贵, 高阳东, 刘军, 等. 复合陆缘盆地成盆机制及其控藏作用——以中国南海北部珠江口盆地为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(3): 719–739.
- XU Changgui, GAO Yangdong, LIU Jun, et al. Formation mechanisms of composite continental-margin basins and their control of hydrocarbon accumulation: A case study of the Pearl River Mouth Basin, northern South China Sea [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(3): 719–739.
- [31] 马兵山. 南海北部珠江口盆地新生代构造特征及其演化[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- MA Bingshan. The Cenozoic structural characteristics and tectonic evolution of the Pearl River Mouth Basin, northern South China Sea [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [32] 鲁宝亮, 王璞珺, 张功成, 等. 南海北部陆缘盆地基底结构及其油气勘探意义[J]. *石油学报*, 2011, 32(4): 580–587.
- LU Baoliang, WANG Pujun, ZHANG Gongcheng, et al. Basement structures of an epicontinental basin in the northern South China Sea and their significance in petroleum prospect [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(4): 580–587.
- [33] 叶青. 南海北部陆缘晚中生代构造体系: 动力学以及对珠江口盆地新生代构造的制约[D]. 武汉: 中国地质大学, 2019.
- YE Qing. The Late Mesozoic structure systems in the northern South China Sea margin: Geodynamics and their influence on the Cenozoic structures in the Pearl River Mouth Basin [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2019.
- [34] 李一超, 龚承林, 邱欣卫, 等. 珠江口盆地惠州凹陷古近纪源汇过程及其控储作用[J]. *地质论评*, 2024, 70(4): 1403–1418.
- LI Yichao, GONG Chenglin, QIU Xinwei, et al. Source-to-sink processes and their controls on the reservoirs of the Paleogene Huizhou Sag in Pearl River Mouth Basin [J]. *Geological Review*, 2024, 70(4): 1403–1418.
- [35] 刘培, 彭光荣, 李洪博, 等. 张扭型菱形地堑构造特征及其控藏作用: 以珠江口盆地惠州凹陷为例[J]. *地球科学*, 2025, 50 (8): 3213–3224.
- LIU Pei, PENG Guangrong, LI Hongbo, et al. Structural characteristics of tensional-shear rhomb graben and its control on hydrocarbon accumulation: A case study of Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Earth Science*, 2025, 50 (8): 3213–3224.
- [36] 刘强虎, 彭光荣, 刘培, 等. 中国南海东沙隆起北缘晚始新世构造裂点迁移及其源-汇效应[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(3): 846–859.
- LIU Qianghu, PENG Guangrong, LIU Pei, et al. Migration of the Late Eocene knickpoints and their source-to-sink system along the northern margin of the Dongsha uplift, South China Sea [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(3): 846–859.
- [37] 程万强, 杨坤光. 大巴山构造演化的石英ESR年代学研究[J]. *地学前缘*, 2009, 16(3): 197–206.
- CHENG Wanqiang, YANG Kunguang. Structural evolution of Dabashan Mountain: Evidence from ESR dating [J]. *Earth Science Frontiers*, 2009, 16(3): 197–206.
- [38] 任丽华, 林承焰. 构造裂缝发育期次划分方法研究与应用——以海拉尔盆地布达特群为例[J]. *沉积学报*, 2007, 25(2): 253–260.
- REN Lihua, LIN Chengyan. Classification methods for development period of fractures and its application: A case study from Budate group of Hailaer Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(2): 253–260.
- [39] 李文. 涪陵与宜昌地区海相页岩裂缝脉体成因及流体包裹体古温压特征[D]. 武汉: 中国地质大学, 2018.
- LI Wen. Origins of fractured veins and characteristics of paleo-temperature and pressure of fluid inclusions in marine shales of Fuling and Yichang regions [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2018.
- [40] 韦东晓, 沈安江, 王莹, 等. 塔北地区奥陶系碳酸盐岩缝洞充填方解石的阴极发光特征及对成岩环境的指示意义[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(4): 54–58.
- WEI Dongxiao, SHEN Anjiang, WANG Ying, et al.

- Cathodoluminescence features of the calcite filling in the Ordovician carbonate fractured-vuggy reservoir and its significance to instructions of diagenetic environment in Northern Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 54–58.
- [41] 赵炜. 灵山岛方解石脉地球化学特征及其地质意义[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2021.
- ZHAO Wei. Geochemical characteristics and geological significance of calcite veins in the Lingshan Island [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2021.
- [42] 张鼎, 邢永亮, 曾云, 等. 塔东地区寒武系白云岩的流体包裹体特征及生烃期次研究[J]. *石油学报*, 2009, 30(5): 692–697.
- ZHANG Nai, XING Yongliang, ZENG Yun, et al. Characteristics of fluid inclusions of Cambrian dolomite and hydrocarbon-generation history in the eastern Tarim Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(5): 692–697.
- [43] 王芙蓉, 何生, 杨兴业. 方解石脉对中扬子地区沉湖土地堂复向斜油气保存单元的指示意义[J]. *矿物岩石*, 2012, 32(1): 94–100.
- WANG Furong, HE Sheng, YANG Xingye. Indication of calcite vein characteristics on petroleum preservation in the Chenhutudatang synclorium, middle Yangtze region, Southern China [J]. *Mineralogy and Petrology*, 2012, 32(1): 94–100.
- [44] 周振柱, 陈勇, 周瑶琪. 东营凹陷坨庄地区T165油藏低压充注的流体包裹体记录[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(4): 473–478.
- ZHOU Zhenzhu, CHEN Yong, ZHOU Yaoqi. Low-pressure accumulation of hydrocarbon recorded by fluid inclusions in T165 reservoir, Tuo Zhuang area, Dongying Sag [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2014, 36(4): 473–478.
- [45] 李弛, 罗静兰, 胡海燕, 等. 热动力条件对白云凹陷深水区珠海组砂岩成岩演化过程的影响[J]. *地球科学*, 2019, 44(2): 572–587.
- LI Chi, LUO Jinglan, HU Haiyan, et al. Thermodynamic impact on deepwater sandstone diagenetic evolution of Zhuhai Formation in Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Earth Science*, 2019, 44(2): 572–587.
- [46] 谢玉洪, 郑华安, 梁玉凯, 等. 南海盆地地热地质条件和资源形成因素[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2023, 50(6): 647–660.
- XIE Yuhong, ZHENG Huaan, LIANG Yukai, et al. Geothermal geological conditions and resource formation factors in the South China Sea Basin [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2023, 50(6): 647–660.
- [47] 胡安平, 沈安江, 潘立银, 等. 二元同位素在碳酸盐岩储层研究中的作用[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(1): 17–27.
- HU Anping, SHEN Anjiang, PAN Liyin, et al. The implication and significance of clumped isotope in carbonate reservoirs [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(1): 17–27.
- [48] 朱光有, 李茜. 白云岩成因类型与研究方法进展[J]. *石油学报*, 2023, 44(7): 1167–1190.
- ZHU Guangyou, LI Xi. Progress in genetic types and research methods of dolomite [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(7): 1167–1190.
- [49] 付广, 刘洪霞, 段海风. 断层不同输导通道封闭机理及其研究方法[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(4): 404–408, 418.
- FU Guang, LIU Hongxia, DUAN Haifeng. Seal mechanisms of different transporting pass ways of fault and their research methods [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2005, 27(4): 404–408, 418.
- [50] 张义纲. 天然气的生成聚集和保存[M]. 南京: 河海大学出版社, 1991.
- ZHANG Yigang. Generation, accumulation and preservation of natural gas [M]. Nanjing: Hohai University Press, 1991.
- [51] GAO Lihua, HAN Zuozhen, HAN Yu, et al. Controlling of cements and physical property of sandstone by fault as observed in Well Xia503 of Huimin sag, Linnan sub-depression [J]. *Science China Earth Sciences*, 2013, 56(11): 1942–1952.
- [52] 付晓飞, 李坤, 董柔, 等. 断层封闭性研究综述[J]. *能源技术与管理*, 2021, 46(3): 24–26, 171.
- FU Xiaofei, LI Kun, DONG Rou, et al. Literature review on fault sealing [J]. *Energy Technology and Management*, 2021, 46(3): 24–26, 171.

(编辑 张玉银)