

东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带始新统平湖组 成藏条件及主控因素

郑逢赞^{1,2}, 曾斌辉^{1,2}, 王 军³, 常吟善³, 刘金水³, 张秀娟^{1,2}, 马世彪^{1,2}, 张随随^{1,2},
乔俊程^{1,2}, 陈冬霞^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京) 油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249;
3. 中海石油(中国)有限公司 上海分公司, 上海 200335]

摘要:东海陆架盆地西湖凹陷是中国近海重要的含油气凹陷之一。平湖斜坡中-高带勘探程度较高,而近洼带受多期构造运动影响,沉积环境变化快、输导体系复杂,对其油气成藏规律的认识有限,制约该区勘探进一步开展。以平湖斜坡近洼带为例,综合钻井、岩心、测井、地震、地球化学及流体包裹体等资料,系统研究了平湖组烃源岩、储层与输导体系的特征及成藏期次,探讨了油气成藏主控因素并建立成藏模式。研究表明,平湖斜坡近洼带原地平湖组烃源岩以Ⅱ-Ⅲ型干酪根为主,有机质丰度较高,近源烃源岩整体处于高-过成熟阶段,具备良好的生烃潜力。储层以湖坪沉积体系中发育的长石岩屑质石英砂岩为主,储集空间以原生粒间孔为主,兼具次生溶孔,储层物性空间差异显著。多期活动断层、规模砂体及广泛分布的汇聚脊共同构成该区的复合输导体系,是油气高效运移的主要通道。平湖组油气主要来源于近源煤系烃源岩,经历了龙井运动期(16~10 Ma)和冲绳海槽运动期(5 Ma)2期充注,呈“早油晚气、晚气为主”的特征。根据平湖斜坡近洼带油气成藏“近源供烃、高能相带-超压抗压实-早期有机酸溶蚀控储、‘断层-砂体-汇聚脊’输导体系控运聚”的特征,构建了“近源优质烃源供烃、‘断层-砂体-汇聚脊’差异运聚、优质储层断封富集”的成藏模式,为西湖凹陷斜坡带深层油气勘探提供地质依据和借鉴。

关键词:输导体系;成藏条件;平湖组;近洼带;西湖凹陷;东海陆架盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Conditions and major controlling factors for hydrocarbon accumulation in the Eocene Pinghu Formation in the near-sag zone of the Pinghu slope, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

ZHENG Fengzan^{1,2}, ZENG Jianhui^{1,2}, WANG Jun³, CHANG Yinshan³, LIU Jinshui³, ZHANG Xiujuan^{1,2},
MA Shibiao^{1,2}, ZHANG Suisui^{1,2}, QIAO Juncheng^{1,2}, CHEN Dongxia^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Shanghai Branch of CNOOC Ltd.,
Shanghai 200335, China]

Abstract: The Xihu Sag in the East China Sea Shelf Basin (ECSSB) represents a significant offshore petroliferous sag of China. Within this sag, the structurally moderate-to-high zones of the Pinghu slope belt have been intensively explored. In contrast, the near-sag zone of the slope belt is characterized by rapidly changing sedimentary environments and complex hydrocarbon transport systems under the influence of multi-stage tectonic movements. Consequently, the hydrocarbon accumulation pattern in this zone remains poorly understood, restricting further exploration efforts. This study focuses on the near-sag zone of the Pinghu slope belt. By integrating drilling data, data on cores and fluid inclusions, logs, and seismic and geochemical data, we systematically investigate the characteristics of source rocks,

收稿日期:2025-11-29;修回日期:2026-01-08。

第一作者简介:郑逢赞(1998—),男,博士研究生,油气藏形成机理与分布规律。E-mail: 2531153030@qq.com。

通信作者简介:曾斌辉(1962—),男,教授、博士研究生导师,含油气盆地地质流体与油气成藏机理。E-mail: zengjh@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41972147);中国海油上海分公司重点项目(CCL2024SHPS001RS)。

reservoirs, and transport systems in the Pinghu Formation, as well as the hydrocarbon accumulation stages. Furthermore, the major factors governing hydrocarbon accumulation are explored, and a hydrocarbon accumulation pattern is established. The results indicate that the in-situ source rocks of the Pinghu Formation in the near-sag zone are dominated by types II and III kerogens and exhibit high organic matter abundance. These proximal source rocks are generally in the high to overmature stage, holding great hydrocarbon generation potential. Reservoirs in the near-sag zone are composed primarily of feldspathic litharenites deposited in the tidal flat system. The reservoir spaces are dominated by primary intergranular pores, followed by secondary dissolution pores, while the reservoir physical properties show significant spatial variations. The near-sag zone exhibits composite hydrocarbon transport systems comprising multi-stage active faults, large-scale sand bodies, and widespread catchment ridges associated with hydrocarbon accumulation, providing primary pathways for efficient hydrocarbon migration. Hydrocarbons within the Pinghu Formation in the near-sag zone originate predominantly from proximal coal-bearing source rocks. Two stages of hydrocarbon charging are identified, each corresponding to the Longjing movement (16–10 Ma) and the Okinawa Trough movement (5 Ma), characterized by early oil charging followed by dominant gas charging. The primary characteristics of hydrocarbon accumulation in the near-sag zone include: (1) hydrocarbon supply from proximal source rocks; (2) reservoir development jointly controlled by high-energy facies belts, overpressure-induced resistance to compaction, and early-stage organic acid dissolution; and (3) hydrocarbon migration and accumulation governed by a composite fault-sand body-catchment ridge transport system. Accordingly, a hydrocarbon accumulation pattern for the near-sag zone is established, characterized by hydrocarbon supply from proximal high-quality source rocks, differential hydrocarbon migration and accumulation along the fault-sand body-catchment ridge transport system, and fault-sealing-controlled hydrocarbon enrichment in high-quality reservoirs. This hydrocarbon accumulation pattern provides a geological basis and reference for deep hydrocarbon exploration in the Pinghu slope belt of the Xihu Sag.

Key words: transport system, hydrocarbon accumulation condition, Pinghu Formation, near-sag zone, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin (ECSSB)

引用格式:郑逢赞,曾澹辉,王军,等. 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带始新统平湖组成藏条件及主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(4): 1293–1313. DOI: 10. 11743/ogg20260415.

ZHENG Fengzan, ZENG Jianhui, WANG Jun, et al. Conditions and major controlling factors for hydrocarbon accumulation in the Eocene Pinghu Formation in the near-sag zone of the Pinghu slope, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(4): 1293–1313. DOI: 10. 11743/ogg20260415.

东海陆架盆地西湖凹陷是中国近海最重要的含油气凹陷之一,具有良好的生-储-盖组合和丰富的油气资源潜力^[1-2]。古近系平湖组-花港组是该区深层油气勘探的重要目的层。自20世纪80年代以来,西湖凹陷油气勘探工作不断推进,早期主要集中在平湖斜坡带中-高带和中央背斜带中-南部^[3],在构造控藏及构造-岩性复合控藏等理论指导下,相继发现了多个大、中型油气田^[4]。近年来,随着断-砂耦合、先汇后聚和储-保耦合等成藏新认识的提出与应用^[5-7],中央背斜带及西次凹中深层勘探取得突破^[8]。随着勘探程度的持续深化和研究区域的不断拓展,位于主力生烃洼陷西缘、构造上承接西部斜坡带和洼陷带的平湖斜坡近洼带,逐渐成为深层-超深层油气勘探的新领域^[9-10]。

前人围绕平湖斜坡带的烃源岩、沉积体系、储层特征及构造特征开展了较为系统的研究。平湖组煤系烃

源岩是西湖凹陷的主力烃源岩,其广覆式分布为油气成藏提供了充足的物质基础^[11-12]。有观点认为,斜坡带始新统平湖组以三角洲-障壁海岸沉积体系为主^[12-14],近洼带物源供给受限,以泥质沉积为主。近年来,精细沉积相研究表明,研究区斜坡带以潮坪沉积体系为主。其中,斜坡近洼带主要发育外潮坪-潮下带沉积^[14-16]。多期、多级断裂活动控制了坡折带的发育和古地貌的起伏^[17-18],对砂体展布及连通性产生重要影响^[3]。平湖组整体以砂、泥岩互层为特征,纵向非均质性强,但深层仍发育物性较好的储层^[19-20]。同时,斜坡近洼带断裂活动频繁,以NNE向通源断层为主,具有明显的控圈、控运和控藏作用^[21-22]。斜坡带油气成藏以近源供烃为主,中新世晚期-更新世为关键成藏期^[23-24]。通源断层与规模连通砂体构成其主要输导体系,斜坡带为油气运移的有利区带,超压在油气运移和

聚集过程中发挥了重要作用^[25-26]。总体来看,前人的研究为平湖斜坡近洼带油气勘探奠定了重要理论基础;然而,该区是连接中央背斜带与斜坡带的重要过渡性构造单元,并叠加多期构造活动影响,其输导体系特征、规模砂体展布及优质储层发育机制尚待系统研究。特别是,在多期构造背景下,输导体系对油气差异运聚的控制作用以及不同区带成藏主控因素尚待明晰,制约了斜坡近洼带深层油气的勘探进程。

以西湖凹陷平湖斜坡近洼带为研究对象,综合应用三维地震、测井和录井、流体包裹体及有机地球化学等资料,在系统分析成藏地质条件的基础上,重点探讨深层优质储层的形成机制,剖析烃源岩、储层和输导体系对油气差异运聚的控制作用,建立平湖斜坡近洼带油气成藏模式,以期对西湖凹陷平湖斜坡近洼带深层油气勘探及预测提供理论参考与借鉴。

1 区域地质概况

西湖凹陷位于东海陆架盆地东北部,是其中规模最大的含油气凹陷,整体呈NNE向展布(图1a)。凹陷南部和北部的低凸起与钓北凹陷和福江凹陷相邻,凹陷东侧紧邻钓鱼岛隆褶带,面积约 $5.9 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[27-28]。受多期构造运动影响,西湖凹陷形成了“东西分带、南北分块”的构造格局,自西向东依次为西部斜坡带、西次凹、中央背斜带、东次凹和东部断阶带5个次级构造单元^[1, 29]。其中,西部斜坡带是凹陷内油气最为富集的区带,自北向南可进一步划分为杭州斜坡带、平湖斜坡带和天台斜坡带^[15, 30]。研究区位于平湖斜坡带东部,构造上处于西部斜坡带向洼陷过渡的近洼区(图1b,c)。

西湖凹陷的构造演化主要受太平洋板块与菲律宾板块向欧亚大陆俯冲汇聚的远程构造应力控制。古近纪以来,西湖凹陷经历了多期构造运动,其演化过程可划分为古新世—始新世裂陷期、渐新世—中新世拗陷期以及上新世—第四纪区域沉降期3个阶段^[31-32](图2)。古新世—始新世裂陷期发育NNE向断裂体系,奠定了凹陷的初始格局与沉积中心,在此期间沉积的地层构成了西湖凹陷的主力烃源岩。渐新世—中新世拗陷期,构造活动减弱及伴随的差异性局部反转作用,直接控制了凹陷内部断裂的差异性活动,促进了多级输导体系的发育。

西湖凹陷发育始新统平湖组及渐新统花港组等地层(图2)。其中,平湖组为主要研究层位,厚度介于500~1 500 m,可划分为平(平湖组)下段、平中段和平上段,其中平中段又可进一步细分为平中下段与平中

上段^[33-34]。平湖组沉积时期,凹陷处于由断陷期向断—拗期转换的阶段,整体处于西高东低的半封闭海湾环境,物源主要来自西部隆起区。沉积体系以潮坪和受潮汐改造的三角洲体系为主^[19-20]。多期断裂活动控制了砂体展布,为后期油气运移提供了有利条件。西湖凹陷中部主要发育生烃洼陷——NB27洼,平中段和平下段的含煤地层为主力烃源岩层^[6, 35]。平湖组以砂岩和泥岩为主,区域性泥岩可作为有效盖层,砂岩储层分布广泛且物性较好,形成了优质的生—储—盖组合。复杂的构造演化和沉积体系为平湖斜坡近洼带形成多期输导体系与油气差异成藏奠定了地质基础。

2 成藏条件

2.1 烃源岩特征与油气来源

2.1.1 烃源岩地球化学特征

西湖凹陷始新世平湖组沉积期,平湖斜坡近洼带发育海—陆过渡相三角洲—潮坪沉积体系^[28],受潮汐作用和陆源物质输入共同控制,形成了煤层、炭质泥岩和暗色泥岩垂向相互叠置的煤系烃源岩组合^[36]。烃源岩具有分布广、厚度大的特征,为区域油气生成提供了重要的物质基础。

平湖斜坡近洼带平湖组烃源岩非均质性较强,总有机碳含量(TOC)变化较大。其中,煤层与炭质泥岩有机质丰度较高,为好—优质烃源岩。暗色泥岩TOC介于0.26%~5.86%,平均值为1.84%,生烃潜量(S_1+S_2)介于0.14~19.35 mg/g,平均值为4.77 mg/g,总体达到中—好烃源岩标准。有机质类型分析显示,平湖组烃源岩以Ⅱ—Ⅲ型干酪根为主(图3a),母质以陆源高等植物为主,兼有一定藻类及水生生物输入。同时,从泥岩、炭质泥岩到煤,其有机质类型向富氢方向过渡。这揭示了海—陆过渡相中有机质来源的多样性,正是这种多样性使得该环境下的烃源岩具备油、气兼生的潜力。本地平湖组烃源岩的热演化程度较低,镜质体反射率(R_o)介于0.50%~1.20%,平均值为0.67%,整体处于低熟—成熟阶段,是液态烃和湿气生成的关键阶段。平湖组沉积时期,水体由近洼带向东部生烃洼陷中心逐渐加深,烃源岩厚度、TOC和成熟度均显著提高,是研究区的主力烃源灶^[37-38]。

2.1.2 油气成因及来源

西湖凹陷西部斜坡带油气主要源于近洼带平湖组

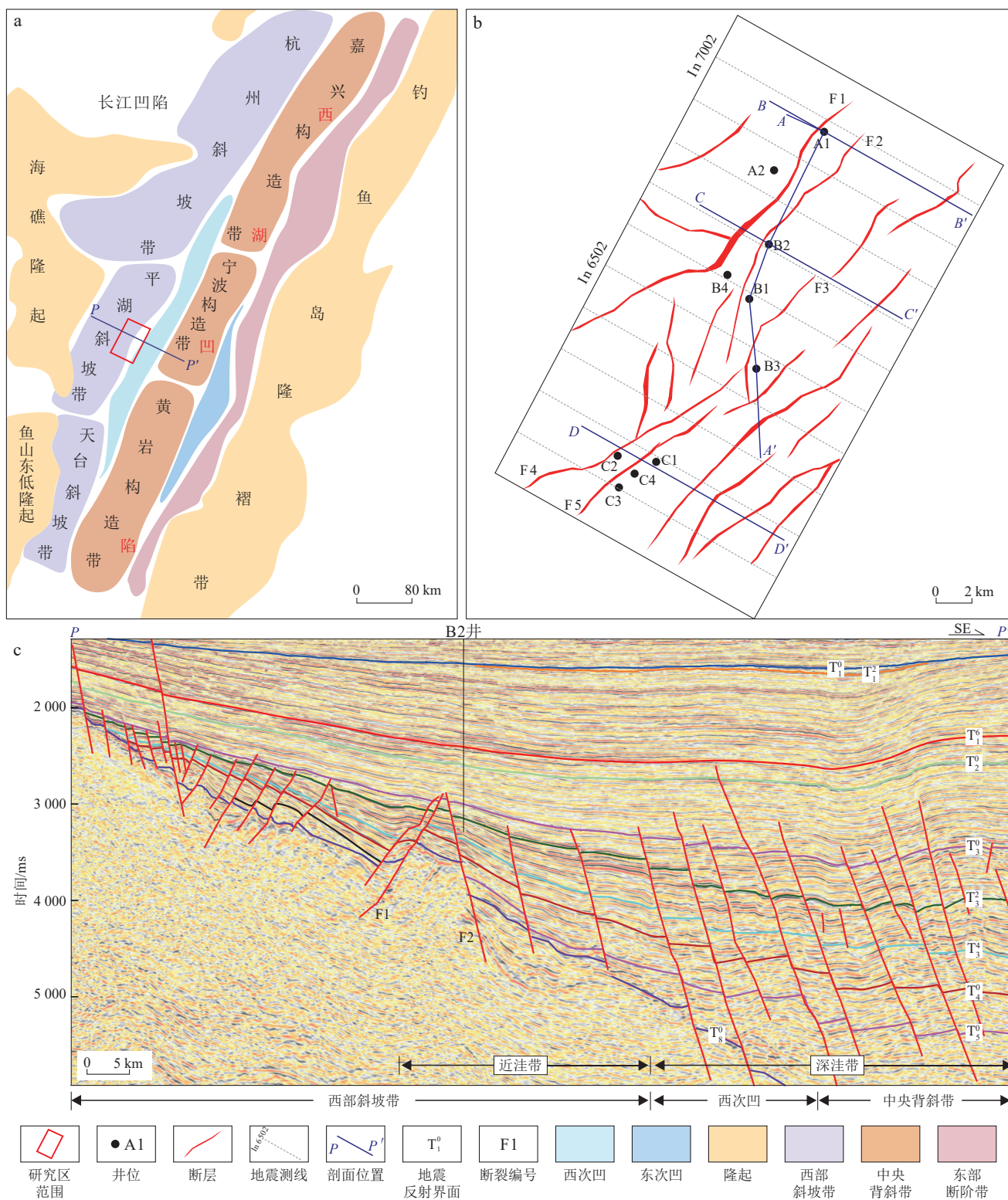


图1 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡构造单元划分与断裂体系特征

Fig. 1 Tectonic units division and fault system characteristics of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin (ECSSB)

a. 西湖凹陷构造单元划分及研究区位置; b. 研究区断裂平面展布与井位分布; c. 过B2井地震剖面与断裂发育特征

煤系烃源岩^[11, 43]。研究区平湖组天然气以烃类气体为主,其中甲烷(CH_4)占绝对优势,重烃含量次之,非烃气体含量占比较低。甲烷含量介于78.16%~94.50%,平均值为86.03%。干燥系数普遍小于95%,以湿气为

主。天然气甲烷稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}_1$)介于-45.0‰~-32.0‰,甲烷浓度/(乙烷浓度+丙烷浓度) $[\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)]$ 的比值介于0.35~26.18(图3b),表明天然气主要为Ⅲ型干酪根热成因气^[40, 43-44]。乙烷稳定碳

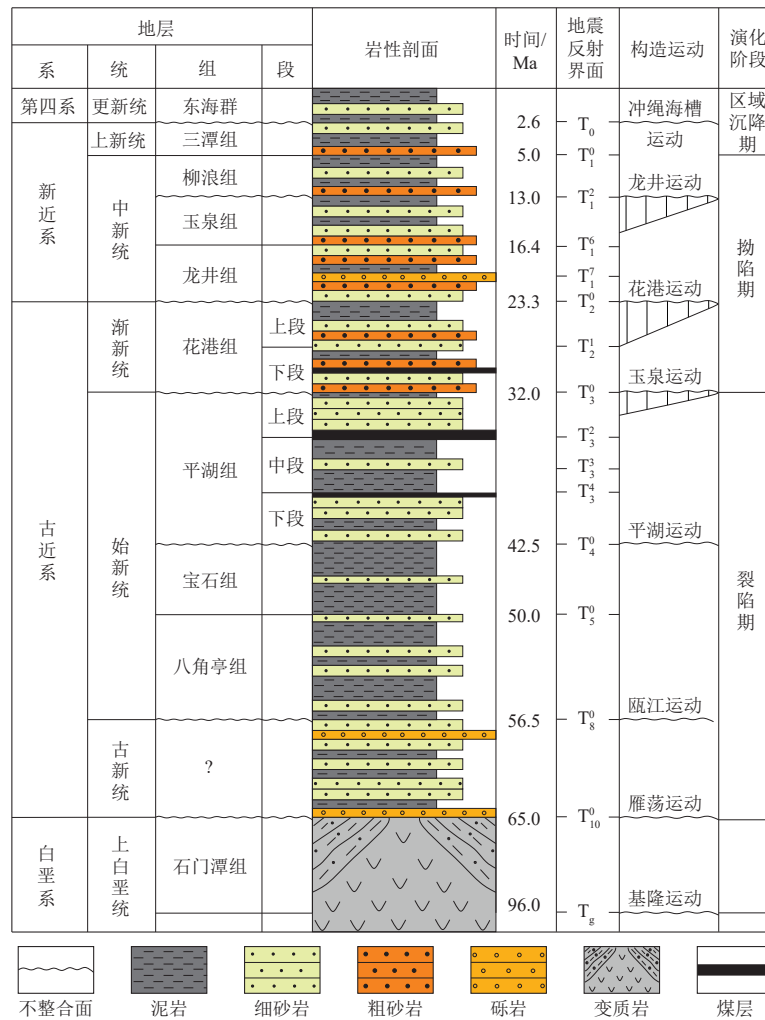


图2 东海陆架盆地西湖凹陷地层综合柱状图

Fig. 2 Composite stratigraphic column of the Xihu Sag, ECSSB

(图中“?”表示该时期地层的发育情况缺乏确凿的钻井、露头或地球物理证据支持,存在不确定性。)

同位素比值($\delta^{13}\text{C}_2$)介于 -28.5% ~ -23.3% ,总体同位素偏重,指示其具有典型的煤型气特征。较重的乙烷碳同位素继承了Ⅲ型干酪根富 $\delta^{13}\text{C}$ 的特征,反映气源有机质以陆源高等植物为主,与平湖组煤系烃源岩的母质类型较为吻合。

前人针对西湖凹陷煤系烃源岩建立了 $\delta^{13}\text{C}$ 与 R_o (镜质体反射率)的经验公式^[36],计算结果表明平湖组天然气成熟度 R_o 介于 0.97% ~ 1.62% ,整体处于成熟-高成熟阶段。天然气成熟度略高于本地烃源岩成熟度(R_o 介于 0.50% ~ 1.20%),本地烃源岩尚未达到规模生油气阶段。深洼带为烃源岩沉积中心,埋藏深度大、热演化程度高($R_o > 2.00\%$)。据此认为,研究区天然气主要来源于近洼带东部埋深较大、成熟度适中的平湖组烃源岩,而深洼带高成熟烃源岩直接供气作用有限。

C_{27} 、 C_{28} 和 C_{29} 规则甾烷的分布特征及相对含量可有效反映烃源岩沉积期的母质来源,因此常用于油-

源对比^[45-46]。 C_{29} 规则甾烷主要源于陆源高等植物,而 C_{27} 规则甾烷来源于浮游生物^[47]。研究区原油和烃源岩抽提物甾烷均位于混合源区(图3c),表明这二者母质来源具有较高的相似性,兼具浮游生物和陆源植物输入特征。其中,C区部分原油偏向“浮游生物和藻类”端元,反映其受海相有机质影响较强(图3c)。原油中类异戊二烯烃的含量相对较高,以姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)为主,且姥鲛烷占优势。A区和B区原油的Pr/Ph含量比值普遍大于5.0,最高可达8.6。C区除了少数原油样品的Pr/Ph比值大于5.0之外,其余原油的Pr/Ph比值小于4.0。类异戊二烯烃/正构烷烃含量比值交会图(Pr/ $n\text{C}_{17}$ 与Ph/ $n\text{C}_{18}$)可用于判断生成原油的烃源岩干酪根类型及沉积环境的氧化-还原条件^[42]。研究区原油以Ⅲ型干酪根为主,并含少量Ⅱ型和Ⅰ型干酪根,与烃源岩基本一致(图3a,d)。原油的烃源岩形成于氧化性淡水-微咸水沉积环境(图3d),

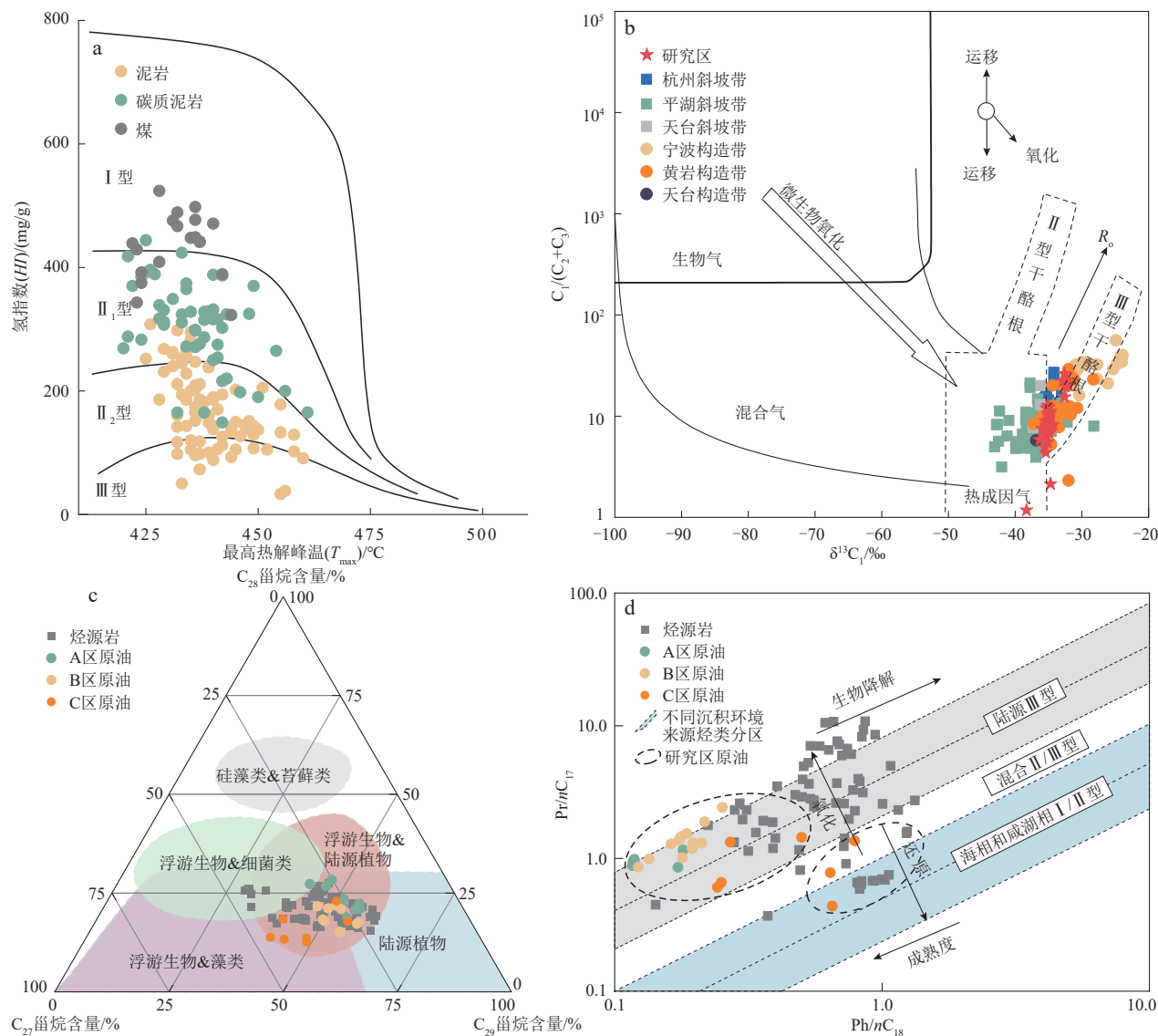


图3 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带烃源岩特征及油气成因与来源判别(据文献[39-42]修改)

Fig. 3 Source rock characteristics and discrimination of hydrocarbon origins and sources in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB (modified after references [39-42])

a. 烃源岩有机质类型特征; b. $\delta^{13}\text{C}_1\text{-C}_1/(\text{C}_1+\text{C}_2)$ 天然气成因判别图版; c. 原油和烃源岩规则烷含量三元图; d. 原油和烃源岩的 $\text{Pr}/n\text{C}_{17}\text{-Ph}/n\text{C}_{18}$ 相关图

[图中 I, II₁, II₂ 及 III 表示干酪根类型; 图 3c 中各色区域表示不同有机质类型分区; Pr 为姥鲛烷; Ph 为植烷; $n\text{C}_{17}$ 为正十七烷; $n\text{C}_{18}$ 为正十八烷; $\delta^{13}\text{C}_1$ 为甲烷稳定碳同位素比值; $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$ 表示甲烷浓度/(乙烷浓度+丙烷浓度); R_o 表示镜质体反射率。]

该地球化学特征与平湖组海-陆过渡相和三角洲相的沉积背景相符^[48]。此外,原油成熟度高于本地烃源岩,指示其可能并非原地生成,而是源自东部成熟度适中的平湖组烃源岩。

综合分析天然气组分、碳同位素及油源对比结果得出,研究区油气主要源于近洼带东部构造上紧邻研究区、成熟度适中的平湖组煤系烃源岩,而非成熟度较低的本地烃源岩或深洼带高成熟烃源岩。该烃源岩具备混源供烃特征,其母质以陆源高等植物为主,并含部分水生生物,因而具有油、气兼生潜力。油气运移以近

源、短距离侧向运移为主导模式,显示出“近洼成藏”的典型特征。

2.2 储层特征

平湖斜坡近洼带平湖组主要发育潮坪和潮控三角洲沉积体系^[49-51],储层主要形成于三角洲前缘水下分流河道和潮道等高能环境。镜下薄片观察结果显示,平湖组储层砂岩类型以细-中粒长石岩屑质石英砂岩为主,颗粒分选性中等-较好,磨圆度多为次棱角状-次圆状。砂岩以颗粒支撑的点-线接触为主(图 4a-d),局部

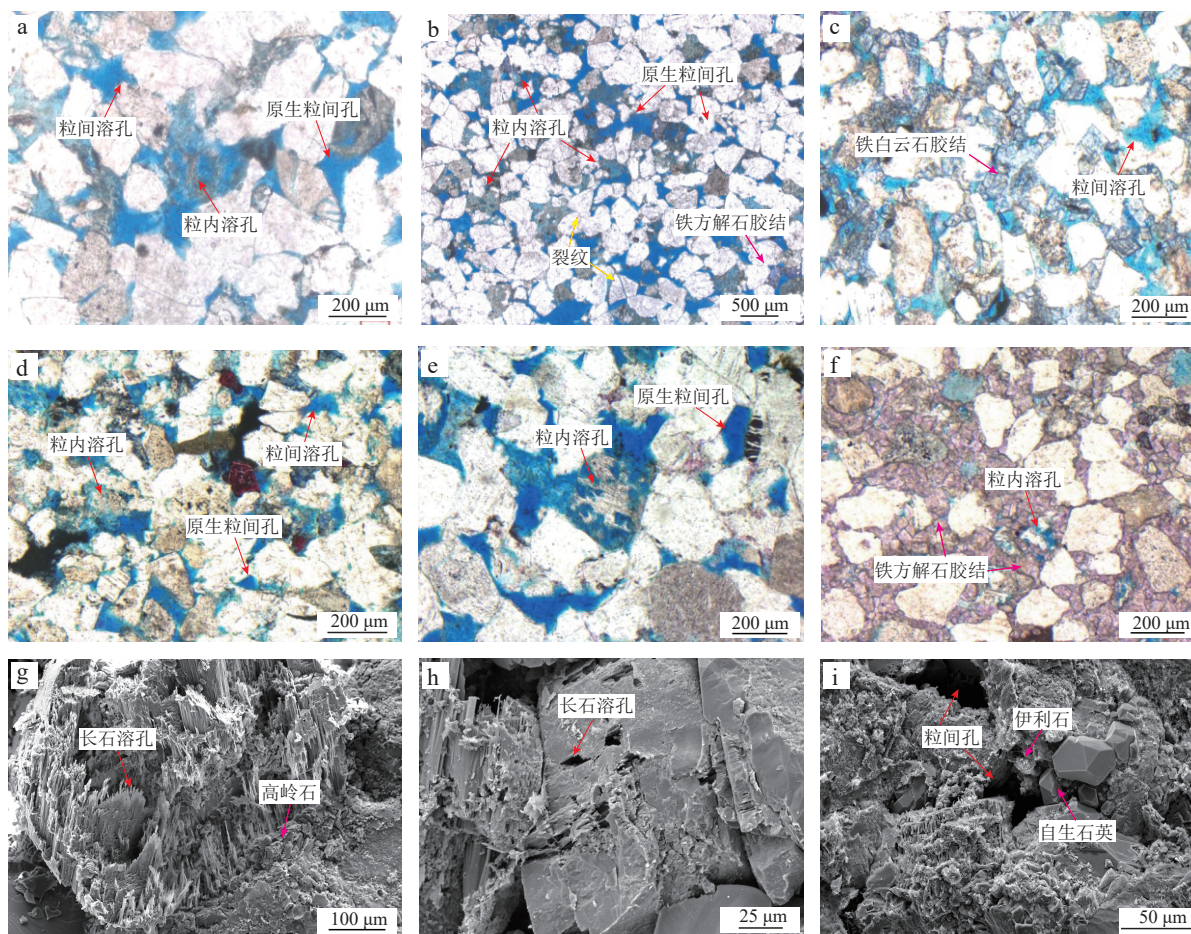


图4 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带平湖组储层镜下照片

Fig. 4 Microscopic images showing the reservoir characteristics of the Pinghu Formation in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

a. A1井,埋深4 215.00 m,以原生粒间孔为主,次生孔次之,颗粒呈点线接触,铸体薄片,单偏光;b. A1井,埋深4 376.50 m,以原生粒间孔为主,铁方解石胶结,孔隙较大,连通性较好,铸体薄片,单偏光;c. B1井,埋深4 085.00 m,铁白云石强烈胶结,粒间溶孔为主,连通性较差,铸体薄片,单偏光;d. B2井,埋深4 235.50 m,以原生粒间孔为主,粒间溶孔和粒内溶孔次之,铸体薄片,单偏光;e. C3井,埋深4 197.80 m,以原生粒间孔为主,长石强烈溶蚀,发育大量粒间溶孔,铸体薄片,单偏光;f. C3井,埋深4 471.20 m,铁方解石呈粉晶状胶结碎屑颗粒,发育少量粒内溶孔,孔隙连通性差,铸体薄片,单偏光;g. A1井,埋深4 390.05 m,钾长石沿解理溶蚀强烈,局部充填高岭石,聚焦离子束-扫描电子显微镜(FIB-SEM);h. B1井,埋深4 229.00 m,钾长石溶蚀强烈,见粒内溶孔,FIB-SEM;i. C3井,埋深4 325.50 m,粒间孔隙充填自生石英及伊利石,FIB-SEM

可见凹凸接触(图4e,f)。砂岩矿物组成以石英、长石和岩屑为主,含有少量方解石、白云石和杂基。其中,石英含量介于53.0%~76.0%,平均值为66.3%;长石和岩屑的平均含量分别为14.4%和16.6%;岩屑以变质岩为主,岩浆岩次之,沉积岩极少。研究区胶结作用主要表现为碳酸盐胶结(铁方解石、白云石和铁白云石),平均含量为10.7%(图4c,f),自生黏土矿物胶结和硅质胶结作用相对较弱。

实测物性结果分析显示,储层孔隙度和渗透率相关性较好(图5a),平湖组储层孔喉连通性较好,以孔隙型储层为主。平湖组储层孔隙度主要分布在10.0%~15.0%,其中各区(A区、B区和C区)的平均孔隙度分别为11.8%,11.8%,11.2%。不同地区储层的

渗透率存在明显差异,由A区向B区及C区(由北向南)储层渗透率逐渐减小(图5a),平均值分别为 43.320×10^{-3} , 10.775×10^{-3} 和 $8.681 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层孔隙类型主要为原生粒间孔(图4a—e,图4i,图5b),平均面孔率为5.7%;其次为长石和岩屑等溶蚀形成的粒间溶孔和粒内溶孔(图4f—h),平均面孔率为2.2%(图5b)。由北向南次生孔面孔率占总面孔率的比例呈逐渐上升趋势,由24%升高至34%,表明次生孔在不同地区的发育程度存在差异,为储层提供了额外储集空间。

2.3 输导体系特征

输导体系作为连接烃源岩与圈闭的重要桥梁,在油气成藏过程中起关键作用。该体系不仅控制油气由

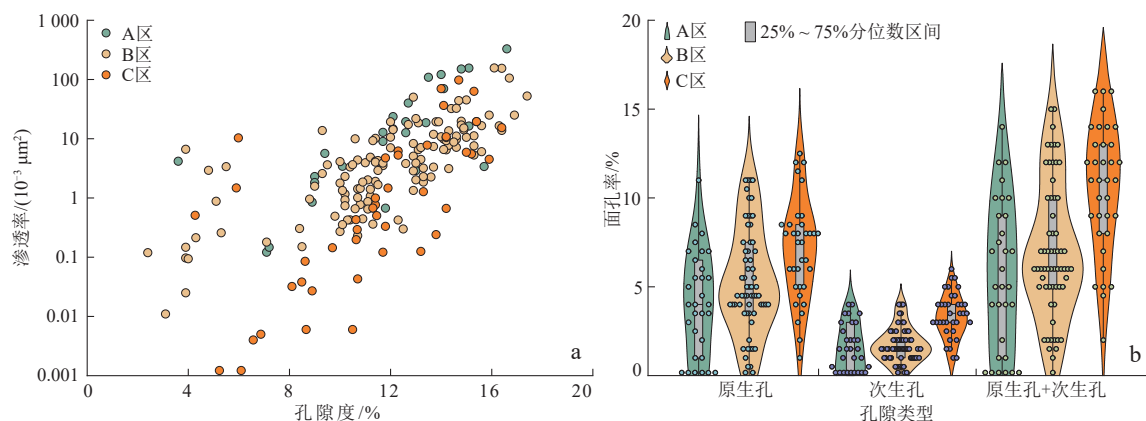


图5 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带平湖组物性和孔隙特征

Fig. 5 Physical properties and pore characteristics of the Pinghu Formation in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

a. 孔隙度与渗透率相关关系; b. 不同类型孔隙面孔隙率分布

烃源岩向储层的运移路径,还影响油气的富集效率与规模,使得部分远离生烃中心的圈闭具备成藏条件。平湖斜坡近洼带平湖组输导体系主要由断层、规模砂体和汇聚脊组成,成为油气高效运移的通道。

断层是油气垂向输导的重要通道。古新世—始新世断陷期受NW-SE向伸展作用控制,研究区发育一系列NNE向张性正断层,具有断阶构造样式、多期活动

及产状陡直等特征^[52](图6a)。这些断层大多向下延伸至基底,向上遇平上段泥岩盖层后活动性减弱,并消失于花港组内。它们不仅是油气垂向运移的主要通道,有效连通了烃源岩与储集层,同时在侧向上也发挥着连接砂体的“桥梁”作用,为油气的侧向调整与再分配提供了条件。

平湖组潮汐砂体和潮控三角洲砂体广泛分布、物

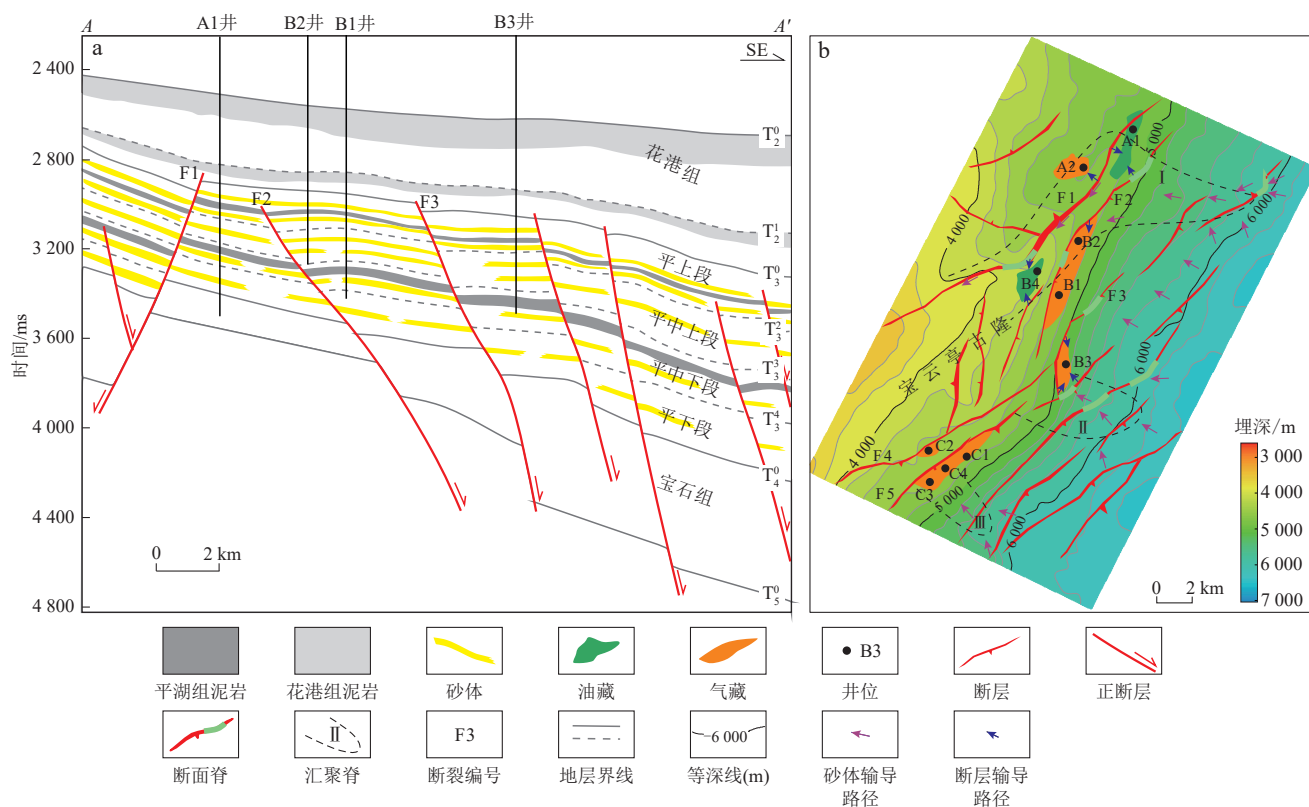


图6 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带平湖组输导体系模式

Fig. 6 Hydrocarbon transport system model of the Pinghu Formation in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

a. 输导体系剖面发育特征(剖面位置见图1b); b. 平中段输导体系平面发育特征

性条件优良,砂层数量多、单层厚度大,储层平均孔隙度大于11%,平均渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5),均高于常规油气藏砂岩储集层的浮力成藏下限^[53]。这些砂体不仅具有良好的储集性能,还具备高效的侧向输导能力;汇聚脊也是油气侧向运移的优势通道^[54]。在平湖斜坡近洼带,北部受宝云亭古隆起控制,发育1个汇聚脊;南部则发育2个汇聚脊。其中,F1断层与北部汇聚脊(I)走向基本一致(图6b),使油气沿断层走向发生侧向输导。综上所述,由“断层-砂体-汇聚脊”构成的复合输导体系是近洼带油气得以高效运聚的关键地质基础。

3 油气成藏期次

流体包裹体内部常含烃类有机质,其荧光颜色、赋存特征及均一温度记录了油气成藏期次及成熟度等信息。在明确油气成因与来源的基础上,结合埋藏史-热史模拟、含烃包裹体均一温度及岩相学特征,明确了平湖斜坡近洼带平湖组油气成藏具有近源分区、多期差异充注的特征。

基于荧光和透射光镜下观察发现,平湖组储层中发育多种类型流体包裹体(图7d—i)。常见类型包括气烃包裹体、(富沥青)液烃包裹体、气-液烃包裹体以及含烃盐水包裹体,不同类型包裹体多呈共生关系且形状规则。液烃包裹体多呈绿色和蓝绿色荧光,气-液烃包裹体呈黄色和黄绿色荧光。

识别流体包裹体荧光颜色与赋存特征是判别油气充注期次的关键。研究区包裹体可分为2期:第一期(低成熟度)呈黄色或黄绿色荧光,赋存于石英颗粒次生加大边或沿切穿石英颗粒的微裂隙内;第二期(高成熟度)呈蓝绿色或绿色荧光,赋存于切穿石英颗粒及其加大边的后期微裂隙内。空间分布显示,A区以液态烃和气液烃包裹体为主,B区和C区则以气态烃包裹体为特征。上述特征表明,平湖斜坡近洼带至少经历了2期油气充注过程。

结合典型井(A1、B1和C1井)埋藏史-热史模拟(图7a—c),进一步厘定油气充注时间。A区第一期包裹体均一温度峰值达 $110 \sim 120^\circ\text{C}$,第二期达 $120 \sim 140^\circ\text{C}$,对应油气充注时间分别为 $12.0 \sim 7.1 \text{ Ma}$ 和 $4.3 \sim 0.5 \text{ Ma}$ (图7a);以第一期原油充注为主,主要发生于龙井运动时期。B区第一期包裹体均一温度峰值达 $80 \sim 110^\circ\text{C}$,第二期达 $110 \sim 130^\circ\text{C}$,对应油气充注时间分别为 $16.0 \sim 10.0 \text{ Ma}$ 和 $4.3 \sim 0.5 \text{ Ma}$ (图7b);以第二期天然气充注为主,对应冲绳海槽运动时期。

C区包裹体均一温度峰值达 $140 \sim 160^\circ\text{C}$,对应油气充注时间为 $4.3 \sim 0.5 \text{ Ma}$ (图7c),以晚期天然气充注为主。

平湖斜坡近洼带自中新世末期—更新世一直处于油气充注阶段,且不同区带呈多期差异充注特征。平面上,距离生烃洼陷较远的A区以油相充注为主,靠近洼陷的B区和C区储层中普遍发现早期油藏调整破坏后残留的固体沥青,指示多期充注,但晚期以天然气充注为主。纵向上,平上段以一期成藏为主,平中段则表现为两期成藏,且以第二期为主。

4 成藏主控因素及成藏模式

4.1 近源供烃

近源供烃是平湖斜坡近洼带天然气富集的关键。油气地球化学特征和烃源岩标志物分析表明,本区油气主要来源于近源成熟-高成熟的平湖组煤系烃源岩。基于生烃潜力法划分的排烃门限^[55]显示(图8),平湖组烃源岩经历了2期生烃:第一期(埋深 $2500 \sim 3500 \text{ m}$, $R_o < 0.6\%$)以可溶有机质直接转化为未熟-低熟油为特征,相关地球化学参数随可溶有机质消耗而降低:单位质量有机碳的总生烃潜量 $[(S_1+S_2)/TOC]$ 和单位质量有机碳已转化并残留的可溶有机质量(氯仿沥青“A”含量/ TOC ,%)呈逐渐减小趋势^[56](图8c,d);第二期生烃发生在柳浪组沉积末期,烃源岩埋深达 4000 m 且 R_o 介于 $0.6\% \sim 1.0\%$ (图8a),进入成熟阶段并达到生烃门限,干酪根热解生成大量液态烃,成为区域主生烃期。

在埋藏过程中,生烃增压与快速埋藏导致的欠压实作用叠加,导致研究区形成显著的异常高压。异常高压的发育延缓了烃源岩的热演化过程,使烃源岩在埋深 $4500 \sim 5000 \text{ m}$ 时仍处于成熟阶段,未达到排烃门限(图8a)。 R_o 偏低层段与异常高压发育层段基本一致,压力系数最高达1.6。A1井在埋深 4400 m 以浅的层段以液态烃为主,这揭示了异常高压对烃类热解的显著抑制作用^[57]。其重要意义在于,该过程使深部烃源岩在晚期仍能持续生、排烃,为近洼带深层油气成藏提供了充足、稳定的油气来源。

研究区存在2期油气充注:第一期(龙井运动时期,约 13 Ma)得益于构造运动诱发的早期断层重新活化,东部成熟烃源岩生成的油气得以沿断层发生短距离垂向和侧向运移,并近源充注、在有利圈闭中聚集;第二期(冲绳海槽运动时期,约 5 Ma 以来)则发生于烃

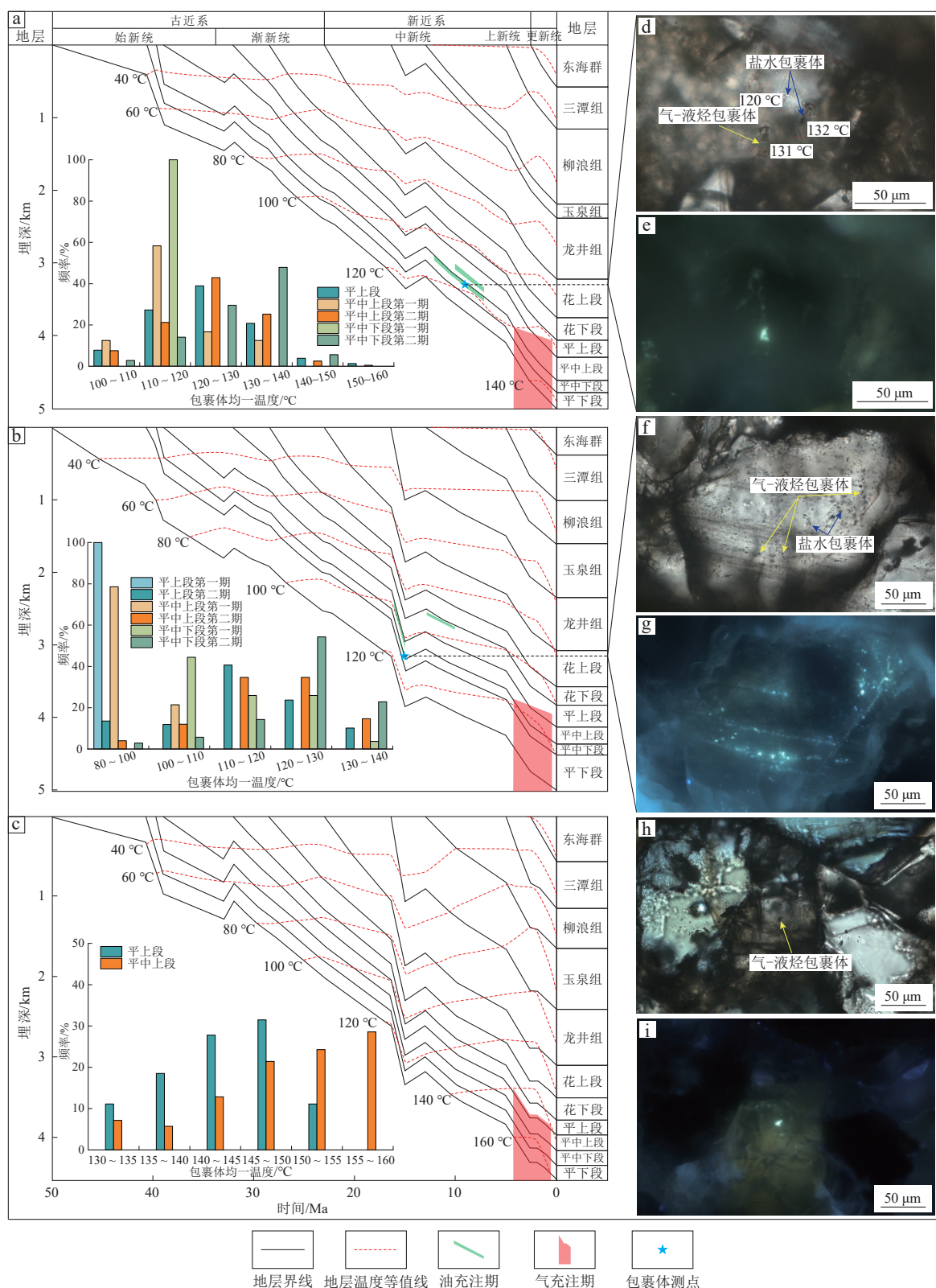


图7 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带埋藏史及包裹体特征镜下照片

Fig. 7 Burial history and inclusion characteristics in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

a—c. 分别为A1井、B1井和C1井的埋藏史及包裹体均一温度频率分布直方图；d. A1井，埋深4 377.48 m，沿石英颗粒微裂隙呈带状分布，呈淡黄-灰色、显示黄绿色荧光的气-液态烃包裹体与呈淡褐色的含烃盐水包裹体，单偏光，普通薄片；e. 图7d同一视域下的荧光照片；f. B1井，埋深4 482.00 m，沿切及石英颗粒加大边的成岩期微裂隙呈线状分布，呈黄色-灰色的气-液态烃包裹体，显示绿色荧光，单偏光，普通薄片；g. 图7f同一视域下的荧光照片；h. C3井，埋深4 200.00 m，砂岩粒间白云石胶结物呈孤立状分布，呈淡黄色-灰色的气-液态烃包裹体，显示黄绿色荧光，单偏光，普通薄片；i. 图7h同一视域下的荧光照片

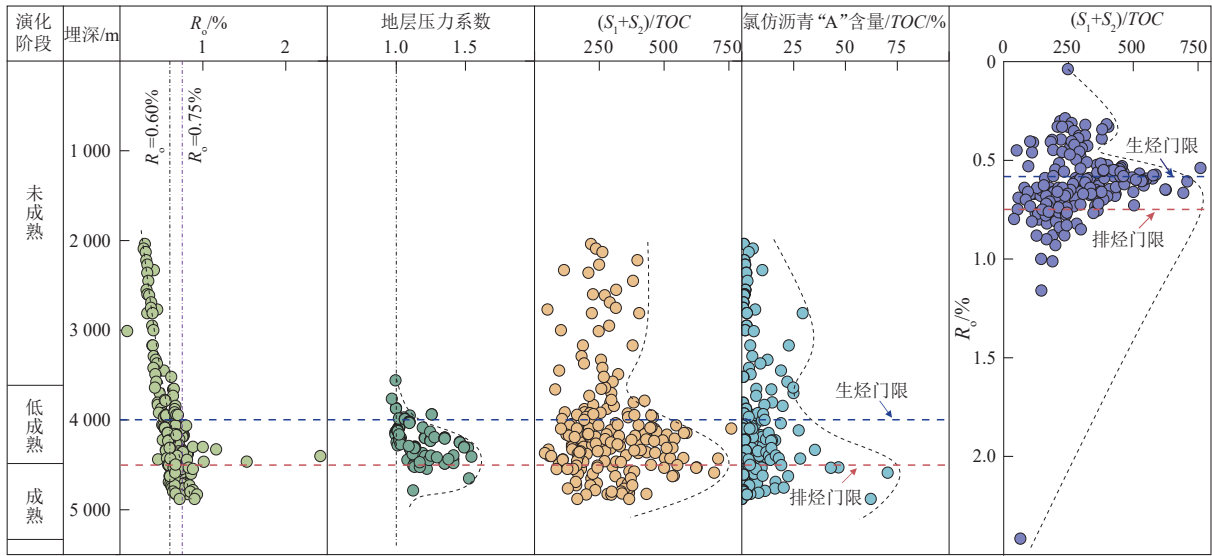


图8 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带平湖组烃源岩演化剖面

Fig. 8 Evolution profile of source rocks in the Pinghu Formation, near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

(R_o 表示镜质体反射率; $(S_1 + S_2)/TOC$ 表示单位重量有机碳的总生烃潜力; 氯仿沥青“A”含量/ $TOC\%$ 表示单位有机碳已转化并存留的可溶有机质质量。)

源岩演化至高-过成熟阶段,且通源断层活动静止、封堵性增强的背景下,油气难以发生大规模垂向运移与长距离侧向运移,以近源聚集为主。第二期以天然气充注为特征,对早期油藏进行改造,最终塑造了现今以天然气为主的复合型气藏格局。

4.2 “高能相带奠基-超压保孔-有机酸溶蚀增孔”控制优质储层发育

平湖斜坡近洼带储层埋深普遍超过4 000 m,岩性组合复杂、相变快,储层表现为中-低孔隙度、中-低渗透率及强非均质性的特征。然而,在深层、低渗透率背景下局部仍发育优质储层,高能相带、超压的抗压实保孔以及有机酸溶蚀增孔的多阶段耦合作用共同控制了深层优质储层的形成和保存。

4.2.1 高能相带奠定优质储层发育的物质基础

高能相带为研究区优质储层发育奠定了重要的物质基础。高能沉积环境下形成的砂体通常具有粒度较粗、分选性较好和泥质含量低等特征,为原生孔隙的保存及后期孔隙改造创造了有利条件。平湖斜坡整体发育潮坪沉积体系^[58],在不同亚相水动力条件下呈现显著差异。潮上带以泥质沉积为主,潮间带受潮汐周期性作用影响发育泥质夹层,均不利于优质储层形成。平湖斜坡近洼带主要位于低潮线以下的潮下带,长期受波浪和潮汐作用的改造,水动力条件相对较强,发育双向交错层理,在潮汐流和沿岸流的反复淘洗作用下,砂岩分选性好、成熟度较高,形成的洁净粗砂岩具有优

越的储集性能。平上段-平中上段发育潮汐砂坝、障壁砂坝、潮汐砂脊和潮汐水道等高能砂体(图9),平下段砂体发育相对较弱。

研究区砂岩类型以长石岩屑质石英砂岩为主,刚性颗粒(石英+长石)含量普遍超过80%,泥质杂基含量低,砂岩整体较为洁净。这种矿物组成显著增强了储层的抗压实能力,有利于原生孔隙的保存^[59]。同时,洁净粗砂岩原生孔隙发育较好,有利于后期酸性流体进入并溶蚀易溶矿物,为储层孔隙的进一步改善奠定了基础。

4.2.2 超压保护优质储层的孔隙

异常高压是深层优质储层孔隙得以保存的关键因素。平湖斜坡近洼带平湖组埋深普遍较大,在强烈的压实作用下储层原生孔隙压缩、减小甚至消失。然而,研究区受早期快速埋藏形成的欠压实作用与生烃增压作用的共同影响,深层普遍发育超压^[60-61]。超压流体自烃源岩排出并进入储层孔隙,有效支撑了上覆地层压力,减缓了机械压实作用,使岩石骨架免被彻底破坏,利于原生孔隙的保存^[62-63]。

早期进入储层的烃类可改变储层的润湿性并在一定程度上隔绝孔隙水,减缓或抑制晚期碳酸盐和石英等胶结物的沉淀,利于原生孔隙的保存。地层压力特征分析表明(图10),平上段整体处于常压环境,异常高压主要发育在埋深超过4 200 m的平中段。在地层压力偏离正常静水压力的深度范围内,储层物性得到显著改善,高孔隙度储层与超压发育带具有良好的对

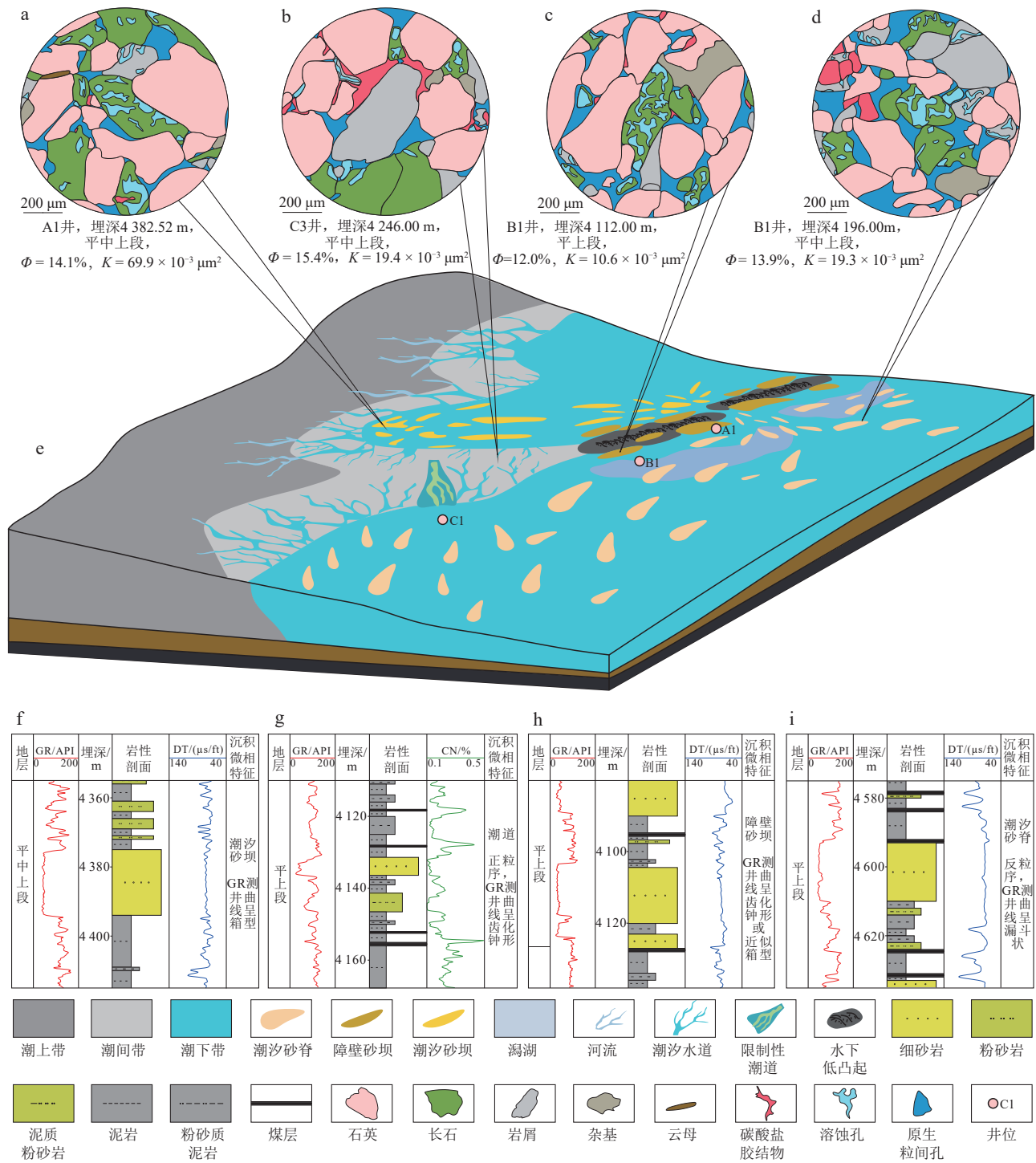


图9 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带沉积微相控制优质储层发育模式

Fig. 9 Developmental patterns of sedimentary microfacies-controlled high-quality reservoirs in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

a. 潮汐砂脊微相储层镜下特征模式示意图; b. 潮道沉积微相储层镜下特征模式示意图; c. 障壁砂坝微相储层镜下特征模式示意图; d. 潮汐砂脊微相储层镜下特征模式示意图; e. 平湖斜坡近洼带沉积微相展布模式示意图; f. A1井典型潮汐砂坝微相测井解释成果; g. C1井典型潮道微相测井解释成果; h. B1井典型障壁砂坝微相测井解释成果; i. B3井典型潮汐砂脊微相测井解释成果 (Φ 表示孔隙度; K 表示渗透率。)

应关系,油气也主要分布于该类层段(图10)。因此,异常高压不仅在减缓压实与保护原生孔隙方面发挥着关键作用,也在一定程度上影响着油气的成藏过程与分布^[64]。超压层是油气聚集的有利层段。

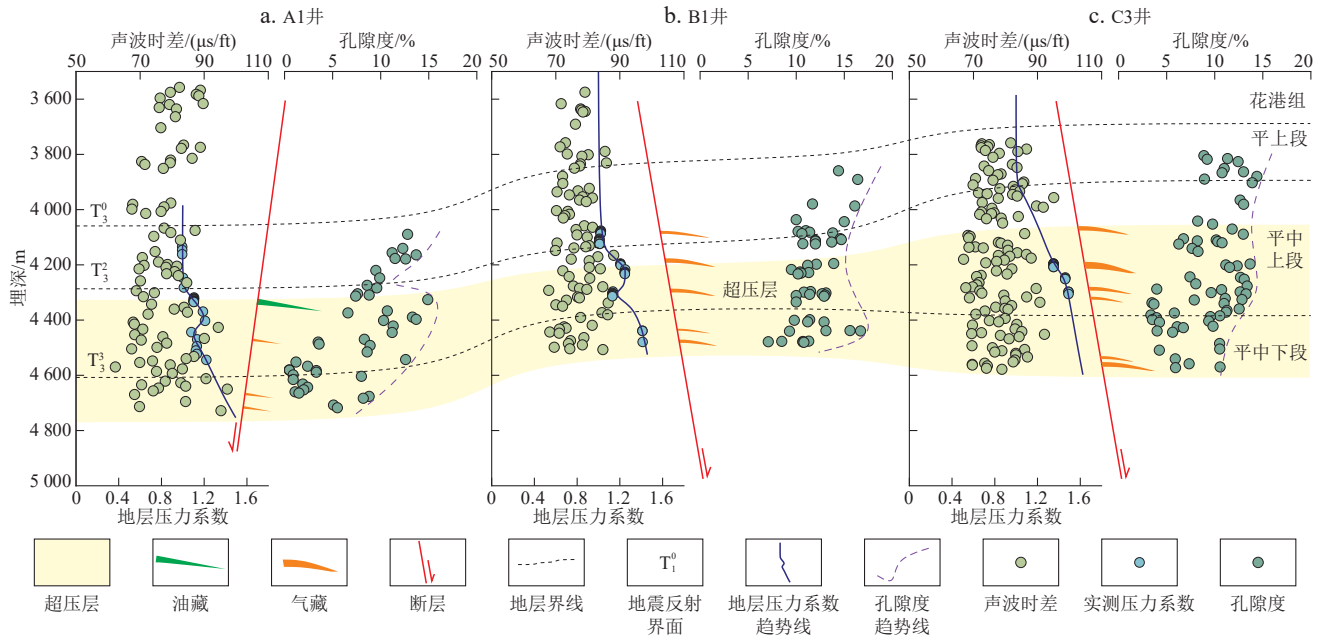


图10 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带平湖组储层物性与地层压力系数关系

Fig. 10 Reservoir physical properties vs. pressure coefficient of the Pinghu Formation in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

4.2.3 早期有机酸溶蚀控制优质储层的形成

在演化过程中平湖组烃源岩干酪根裂解释放大量有机酸,可促进次生溶蚀孔隙的发育。平湖组储层富含长石、岩屑以及碳酸盐胶结物等易溶蚀矿物,为有机酸溶蚀奠定了物质基础(图4)。在烃源岩第一期生、排烃阶段,伴随大量有机酸被释放、进入储层,选择性溶蚀碳酸盐胶结物和铝硅酸盐(如长石)等矿物,形成次生孔隙,有效改善储层孔隙结构和储集性能^[65-66]。

对研究区砂岩储层的碳酸盐碳、氧同位素分析表明, $\delta^{13}\text{C}$ (VPDB)介于 $-20.81\text{‰} \sim -0.37\text{‰}$,自生碳酸盐矿物碳同位素比值明显偏负。 $\delta^{18}\text{O}$ (VPDB)介于 $-21.42\text{‰} \sim -6.32\text{‰}$,大部分小于 10.00‰ ,指示参与成岩作用的酸性流体主要源于干酪根热演化(脱羧作用),其次为大气水渗入带来的碳酸^[67-69]。薄片观察表明,研究区平湖组储层普遍发育溶蚀作用。长石颗粒可见明显的粒内溶蚀孔(图4e,g),局部也发育颗粒破裂或微裂纹(图4b)。统计结果显示,研究区次生溶孔平均面孔率约占总面孔率的28%(图5b),有效改善了深部储层储集空间。

不同区带溶蚀作用强度差异显著。由北向南,储层总面孔率逐渐增加,但渗透率逐渐降低(图5),这可能与成岩作用增强(图4f,i)以及储层中易溶矿物含量较高有关。虽然南部储层的溶蚀作用更强,但次生溶蚀孔多表现为局部孤立孔,孔隙连通性相对较

差。此外,溶蚀作用释放的 Al^{3+} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 和 Fe^{2+} 等离子可在适宜的条件下重新沉淀,堵塞孔隙。溶蚀-沉淀过程具有明显的时-空分异作用,矿物沉淀可能发生于邻近孔隙和层位或后期成岩阶段。如A1井在埋深4 376.5 m处以原生粒间孔为主,同时可见粒间溶孔发育(图4b),油气显示好,测井解释为油层;而C3井在埋深4 471.2 m处受强烈胶结与交代作用影响,溶蚀作用弱,镜下薄片可见方解石强烈胶结(图4f),储层致密,测井解释为干层。因此,储层孔隙的演化受溶蚀、胶结和交代作用的共同制约,加剧了储层非均质性。

4.3 输导体系控运与控藏

4.3.1 输导体系控制油气运移

输导体系是连接烃源岩与储集层的关键纽带,其空间展布、演化过程及与圈闭的配置关系直接控制着油气的运移方向、效率与聚集部位。通过前文分析可以看出,平湖斜坡近洼带主要发育由断层、砂体和汇聚脊组成的复合输导体系,整体表现为“断层垂向导-砂体侧向导-汇聚脊导向聚集”的输导模式(图11)。

古新世—始新世伸展构造作用形成的NE向断层是油气垂向导的主要通道。断层早期活动性强,晚期被平上段和花港组区域性泥岩盖层封顶,形成“下通、上封”的有利输导条件。在断层活动过程中,断层

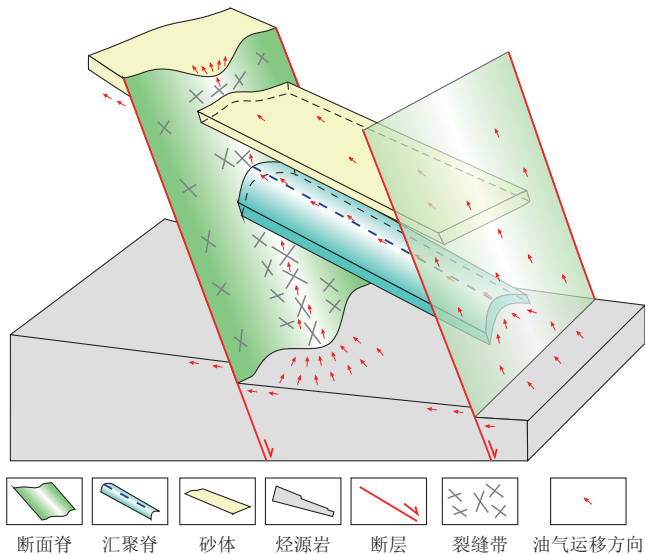


图 11 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带平湖组“断层-砂体-汇聚脊”输导模式示意图

Fig. 11 Hydrocarbon transport pattern composed of faults, sand bodies, and catchment ridges in the Pinghu Formation, near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

周围会诱发大量裂缝,其中正断层上盘一侧的裂缝尤为发育。同时,由于断层断面脊部位曲率较高,其伴生裂缝的数量和发育程度也相对更大,增强了该部位的渗流能力。研究区断层在沉积后期经历了幕式开启与活化^[22, 70],断层与围岩地层之间的压力差驱动油气沿断面脊向上运移,并优先进入上盘裂缝带,最终输导至平湖组储层。因此,断面脊是断层垂向输导油气的优势通道。

平湖组发育的潮汐砂坝、障壁砂坝、潮汐砂脊和潮汐水道砂体,与汇聚脊共同构成油气侧向输导通道。平面上连续性好、物性条件优越的砂体与断层耦合,形成断层-砂体复合输导体系,使原本连通性较弱的潮汐砂体具备高效输导能力。汇聚脊作为局部构造高部位,是油气运移的低势区,有利于油气汇聚并沿砂体发生侧向运移。反向断层F1与北部的汇聚脊(I)走向基本一致,但受宝云亭古隆起和沉积环境的共同制约(图9),沿汇聚脊走向的砂体发育较差,油气主要沿断层面发生侧向运移,并在断-砂配置关系较好的部位进入上盘砂体,在砂体尖灭或断层封闭部位形成油气聚集。相比之下,南部的汇聚脊(II, III)砂体发育较好,与断层构成高效复合输导体系,控制了油气的运移方向和路径。

4.3.2 输导体系控制油气聚集

“断层-砂体-汇聚脊”复合输导体系的组合样式

及其发育程度不仅控制了油气运移路径,也决定了油气的空间分布。位于优势输导体系附近的圈闭更容易获得油气充注并形成聚集,而远离主要输导通道的圈闭油气丰度较低,甚至形成空圈闭。

平面上,平湖斜坡近洼带油气藏总体沿“断层-砂体-汇聚脊”复合输导体系分布(图6)。A1井和B4井位于F1和F2断层的下盘,受反向断砂组合样式及断层侧向封堵作用的控制,油气向该井区的侧向分流受到抑制(图6a)。油气主要沿F1断层面、顺断层走向向构造高部位运移。同时,F2断层具有分段活动的特征,且活动性自南向北逐渐减弱(图12a)。A1井区位于F2断层北段末梢,断层在该部位仅断至平上段附近(图6a),油气输导与汇聚条件较差,晚期仅在局部发生有限充注,纵向上表现为油气层交互分布特征。相比之下,B区(B1,B2和B3井)和C区位于断层上盘,且靠近东部生烃洼陷,断层多断至花(花港组)下段附近,垂向输导能力强(图12a)。顺向断砂组合样式有利于油气向上盘砂体分流(图6a),并在汇聚脊的引导作用下向构造高部位运移并聚集(图6b)。晚期气侵作用强烈,形成以气层为主的富集特征。

平湖斜坡近洼带的油气层厚度随距断裂距离增加呈先增后减的倒“U”型分布特征(图12b),即在距断裂距离适中的区域有利于油气聚集。虽然近断裂区的输导能力强,但易发生油气泄露;远离断裂的区域则因输导效率不足,难以获得有效充注。利用油气有效运移通道指数(HMI_e ,即某一输导层的油气显示段厚度与该层砂岩输导层厚度之比^[71]),定量分析砂体输导层对油气聚集的控制作用。分析结果显示,随着 HMI_e 的增大,平湖组油气显示段厚度呈逐渐增大的趋势(图12c)。其中,平中上段 HMI_e 最大,砂体输导能力较强,是研究区油气聚集的主要层段。这一结果表明砂体输导体发育程度越高,越有利于油气的运移和聚集。

平湖斜坡近洼带主要发育断块圈闭和构造-岩性复合圈闭,断层封闭性是决定油气能否最终聚集成藏的关键控制因素^[72]。根据断层泥比率(SGR)分析结果,平中段泥/地比较高、砂体厚度适中, SGR 普遍较高,断层侧向封闭性强,油气富集程度高。相比之下,平上段砂体厚度大、泥岩欠发育,导致断层封闭性较差,油气显示较弱。通过统计不同层段 SGR 与油气显示的对应关系,确定研究区内断层实现有效侧向封闭并形成油气聚集的 SGR 阈值约为40%(图12d)。

平湖斜坡近洼带的油气运移路径与效率受输导体系的组合样式和发育程度的控制。断层活动性强、距

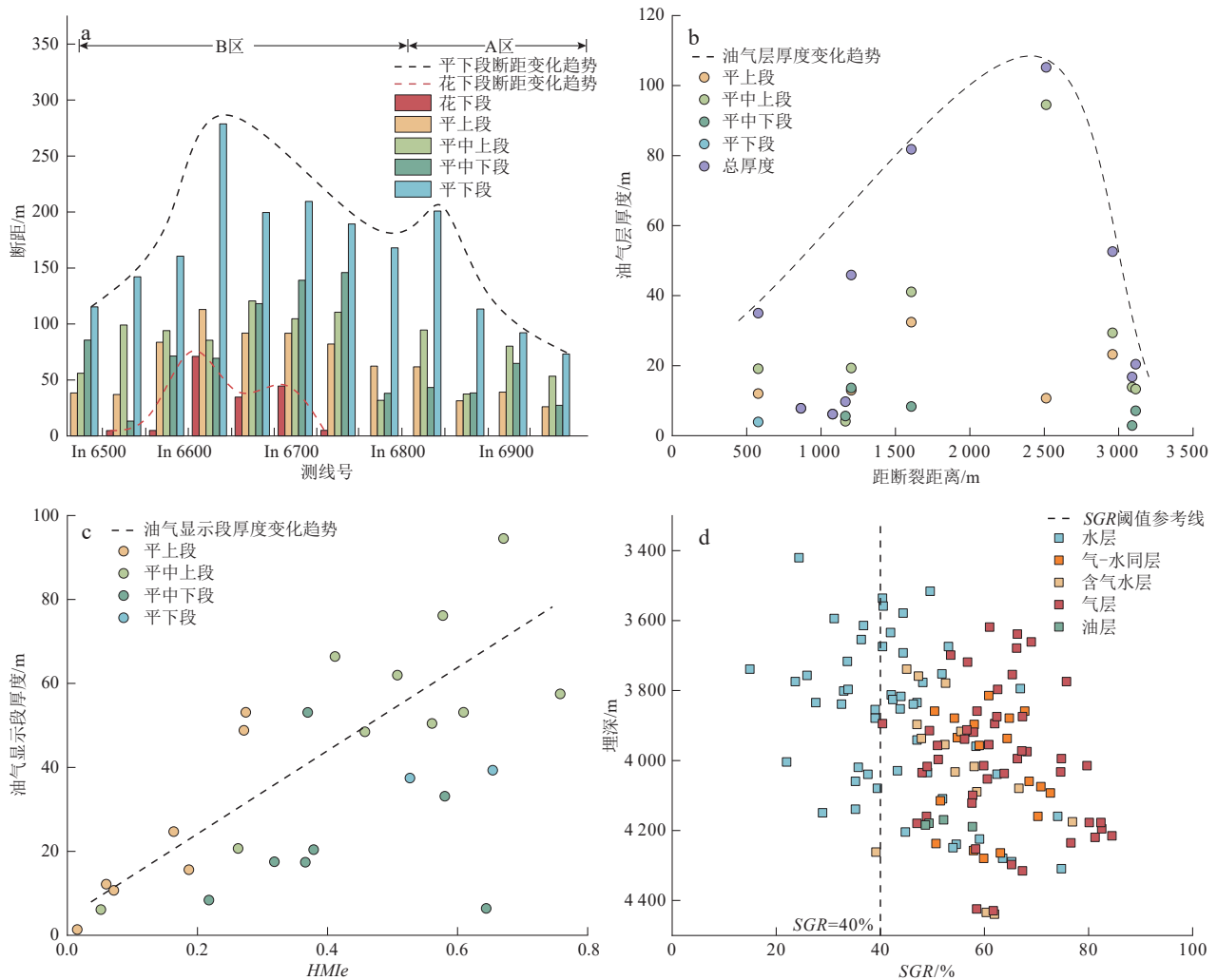


图12 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带输导体系对油气运聚的控制作用

Fig. 12 Control of the hydrocarbon transport system on hydrocarbon migration and accumulation in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

a. F2断层不同部位的活动性;b. 距断裂距离与平湖组油气层厚度的关系;c. 油气有效运移通道指数(HMIe)与平湖组油气显示段厚度的关系;d. 断层泥比率(SGR)与储层含油气性的关系

断层距离适中、砂体连续性好且汇聚脊发育的部位是油气的优势输导区,而断层封闭性进一步控制了油气在不同层段的差异聚集。

4.4 成藏模式

平湖斜坡近洼带油气成藏受烃源岩供烃、储层和输导体系耦合控制。近源平湖组煤系烃源岩在多期构造叠加背景下经历了早、晚2期生、供烃,为油气成藏提供了连续充足的烃源供给;储层以原生孔隙为主,兼具次生溶蚀孔,构成深层油气聚集的有效储集空间;“断层-砂体-汇聚脊”复合输导体系是深层油气高效运移的通道。平湖斜坡近洼带油气成藏过程可以划分为2个阶段:早期低熟油气初次充注阶段和晚期高成熟天然气充注阶段(图13)。不同区带油气成

藏的差异性主要受输导体系组合样式及发育程度的控制。

龙井运动时期(约16~10 Ma),近洼带东部平湖组烃源岩处于低熟-成熟阶段,以生油为主并伴生少量天然气。低熟油气在超压驱动下沿构造活化的断层垂向运移。该阶段烃源岩生、排烃量较低,颗粒含油指数(GOI)普遍小于5%,仅在断-砂耦合良好的潮坪砂体内形成局部低饱和度油藏(图13a,b),为早期低熟油气初次成藏阶段。

冲绳海槽运动时期(约5 Ma以来),受区域构造持续沉降影响,平湖组烃源岩热演化程度达到高-过成熟阶段,进入生气高峰期。断层在超压诱导作用下发生幕式活化,输导体系的输导能力得到显著改善,大量天然气沿“断层-砂体-汇聚脊”复合输导通道高效运

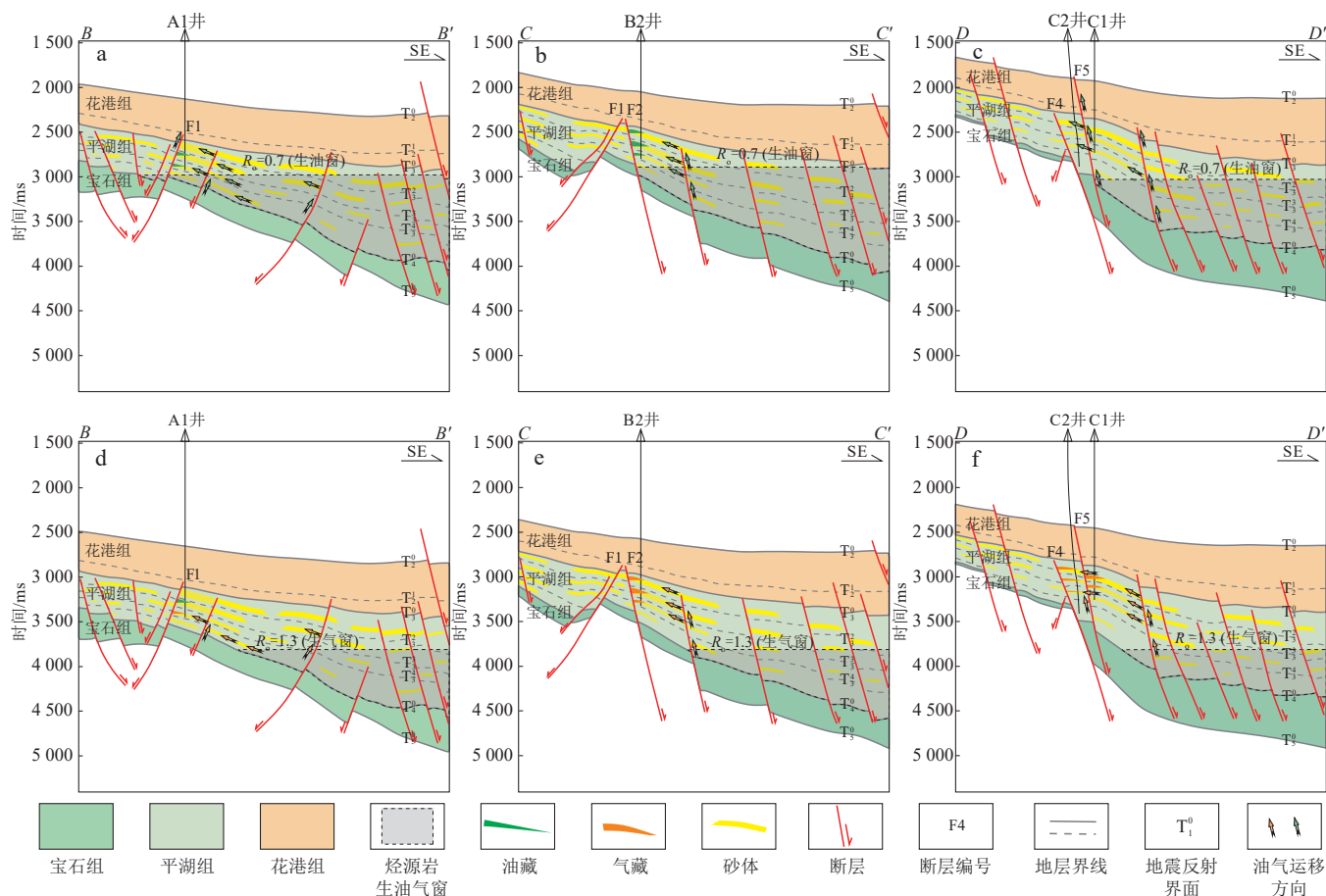


图13 东海陆架盆地西湖凹陷平湖斜坡近洼带平湖组油气成藏模式(剖面位置见图1b)

Fig. 13 Hydrocarbon accumulation patterns of the Pinghu Formation in the near-sag zone of the Pinghu slope belt, Xihu Sag, ECSSB

(see Fig. 1b for the section locations)

a—c. 第一期原油充注时期, 16 ~ 10 Ma; d—f. 第二期天然气充注时期, 5 Ma 至今

(R_o 表示镜质体反射率。)

移,并对早期油藏进行差异气侵、调整或改造,是晚期高熟气主成藏阶段(图13d—f)。

在宝云亭古隆区域,天然气沿F1断层面、顺断层走向向斜坡高部位聚集,也可在断层上盘形成气藏(A2井)。在古隆顶部的圈闭(A1井与B4井),由于断层封闭性强、砂体连续性较弱,晚期天然气充注影响有限,局部仍保留液态烃,呈油—气互层的特征(图13d)。而古隆侧翼断—砂耦合关系较好、封闭性适中,晚期天然气充注强度较大,优质储层与良好的断层侧向封闭性共同控制了规模天然气的聚集(图13e, f)。

平湖斜坡近洼带油气成藏过程在古构造背景控制下,整体表现为输导体系控制油气差异聚集,即古隆起顶部发育低饱和度油藏,侧翼及近洼区形成气藏。整体呈现“断层—砂体—汇聚脊控输、优储断封控聚、隆翼构造分带”的差异成藏格局。建立了“近源优质烃源供烃、断层—砂体—汇聚脊差异运聚、优质储层断封富集”的成藏模式,可为深层油气预测提供地质依据。

5 结论

1) 西湖凹陷平湖斜坡近洼带烃源岩条件优越,具备近源规模供烃的物质基础。储层以中—低孔隙度、中—低渗透率砂岩为主,深层优质储层的发育受“高能相带奠基、超压抗压实保孔及早期有机酸溶蚀”的协同控制。多期活动断层、规模砂体及汇聚脊构成的复合输导体系为油气运移提供了有利通道。

2) 平湖斜坡近洼带具有“早油晚气、晚气为主”的多期成藏特征。不同区带的油气充注特征具有明显的时—空差异。其中,A区以早期原油充注为主,B区和C区以晚期天然气充注为主。

3) 平湖斜坡近洼带油气成藏受烃源岩、储层和输导体系的耦合控制,建立了“近源优质烃源供烃、断层—砂体—汇聚脊差异运聚、优质储层断封富集”的成藏模式。输导体系的组合样式和发育程度是控制油气

差异富集的关键因素,不同区带表现为差异气侵和分带富集的特征,揭示了多期构造叠加背景下复杂输导体系的控运、控藏机制。

参 考 文 献

- [1] 刘春锋,蒋一鸣,李宁,等. 西湖凹陷西次凹古近系花港组—平湖组深层油气成藏过程[J]. 地质学报, 2024, 98(1): 231-246.
LIU Chunfeng, JIANG Yiming, LI Ning, et al. Hydrocarbon accumulation process in the deep of Paleogene Huagang Formation and Pinghu Formation in the western subsag of Xihu sag[J]. Acta Geologica Sinica, 2024, 98(1): 231-246.
- [2] 陶士振,邹才能. 东海盆地西湖凹陷天然气成藏及分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 103-110.
TAO Shizhen, ZOU Caineng. Accumulation and distribution of natural gases in Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 103-110.
- [3] 张迎朝,蒋一鸣,刁慧,等. 东海盆地西湖凹陷低渗—特低渗天然气勘探开发实践、地质新认识及资源潜力[J]. 石油学报, 2025, 46(6): 1074-1088.
ZHANG Yingzhao, JIANG Yiming, DIAO Hui, et al. Exploration and development practice, new geological understanding and resource potential of low to ultra-low permeability gas reservoirs in Xihu sag of East China Sea Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(6): 1074-1088.
- [4] 周心怀,蒋一鸣,唐贤君. 西湖凹陷成盆背景、原型盆地演化及勘探启示[J]. 中国海上油气, 2019, 31(3): 1-10.
ZHOU Xinhui, JIANG Yiming, TANG Xianjun. Tectonic setting, prototype basin evolution and exploration enlightenment of Xihu Sag in East China Sea Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(3): 1-10.
- [5] 张喜淳,徐昉昊,徐国盛,等. 西湖凹陷古近系平湖组“断—脊—砂”耦合成藏差异性[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2025, 52(2): 344-361.
ZHANG Xichun, XU Fanghao, XU Guosheng, et al. Fault tectonic ridge sand body hydrocarbon accumulation in the Pinghu Formation of Paleogene in Xihu Sag[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2025, 52(2): 344-361.
- [6] 张迎朝,邹玮,陈忠云,等. 东海陆架盆地西湖凹陷中央反转构造带古近系花港组气藏“先汇后聚”机制及地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1256-1269.
ZHANG Yingzhao, ZOU Wei, CHEN Zhongyun, et al. The mechanism of “convergence ahead of accumulation” and its geological significance for gas reservoirs in Paleogene Huagang Formation across the central inverted structural zone of Xihu Depression, East China Sea Shelf Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1256-1269.
- [7] 刘金水,邹玮,李宁,等. “储保耦合”控藏机制与西湖凹陷大中型油气田勘探实践[J]. 中国海上油气, 2019, 31(3): 11-19.
LIU Jinshui, ZOU Wei, LI Ning, et al. Hydrocarbon accumulation control mechanism of reservoir-conservation coupling and its large and medium-sized fields exploration practice in Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(3): 11-19.
- [8] 周荔青,江东辉,张尚虎,等. 东海西湖凹陷大中型油气田形成条件及勘探方向[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 803-812.
ZHOU Liqing, JIANG Donghui, ZHANG Shanghu, et al. Formation conditions and exploration direction of large and medium oil and gas reservoirs in Xihu Sag, East China Sea[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(5): 803-812.
- [9] 李志远,黄志龙,马崇林,等. 西湖凹陷西次凹平湖组储层质量控制因素与孔隙演化[J]. 中国海上油气, 2023, 35(5): 47-60.
LI Zhiyuan, HUANG Zhilong, MA Chonglin, et al. Reservoir quality control factors and pore evolution of Pinghu Formation in the western sub-sag of Xihu Sag[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 47-60.
- [10] 肖晓光. 西湖凹陷深层有效储层形成机理及深度下限研究[J]. 高校地质学报, 2023, 29(4): 630-643.
XIAO Xiaoguang. Study on genetic mechanism and lower limit of deep effective reservoirs in the Xihu Sag[J]. Geological Journal of China Universities, 2023, 29(4): 630-643.
- [11] 张铜磊,李宁,覃军,等. 西湖凹陷平湖斜坡带平湖组原油地球化学特征及勘探启示[J]. 中国海上油气, 2025, 37(4): 37-49.
ZHANG Tonglei, LI Ning, QIN Jun, et al. Geochemical characteristics and exploration implications of crude oil in Pinghu Formation of Pinghu Slope, Xihu Sag[J]. China Offshore Oil and Gas, 2025, 37(4): 37-49.
- [12] 蒋一鸣,刁慧,曾文倩. 东海盆地西湖凹陷平湖组煤系烃源岩条件及成烃模式[J]. 地质科技通报, 2020, 39(3): 30-39.
JIANG Yiming, DIAO Hui, ZENG Wenqian. Coal source rock conditions and hydrocarbon generation model of Pinghu Formation in Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2020, 39(3): 30-39.
- [13] 郭刚,苏圣民,徐建永,等. 东海盆地西湖凹陷平湖斜坡K构造带油气沿断层走向运聚模式及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(3): 393-404.
GUO Gang, SU Shengmin, XU Jianyong, et al. Hydrocarbon migration and accumulation patterns along fault strike and controlling factors of the K structural belt in the Pinghu Slope, Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(3): 393-404.
- [14] 蒋一鸣,邵龙义,李帅,等. 西湖凹陷平湖构造带平湖组沉积体系及层序地层研究[J]. 现代地质, 2020, 34(1): 141-153.
JIANG Yiming, SHAO Longyi, LI Shuai, et al. Deposition

- system and stratigraphy of Pinghu Formation in Pinghu tectonic belt, Xihu Sag[J]. *Geoscience*, 2020, 34(1): 141-153.
- [15] 李宁, 刘建斌, 李帅, 等. 地形-河流-潮汐耦合作用及其对沉积体系的控制——以西湖凹陷平湖斜坡为例[J]. *海相油气地质*, 2025, 30(4): 326-342.
- LI Ning, LIU Jianbin, LI Shuai, et al. The coupling effects of topography-river-tide and their control on sedimentary systems: Taking the Pinghu slope in Xihu Sag as an example[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2025, 30(4): 326-342.
- [16] 朱振鑫, 郝伟航, 李勇霖, 等. 东海陆架盆地西湖凹陷西斜坡中部平湖组沉积特征及其控制因素[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2026, 46(1): 1-14.
- ZHU Zhenxin, HAO Weihang, LI Yonglin, et al. Deposition evolution and controlling factors of the Pinghu Formation in the central Western Slope of the Xihu Sag, East China Shelf Basin[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2026, 46(1): 1-14.
- [17] 郑欣, 江东辉, 李昆, 等. 断裂-地貌-沉积坡折控砂模式及油气勘探意义——以东海盆地西湖凹陷保俶斜坡带北段为例[J]. *岩性油气藏*, 2025, 37(4): 95-104.
- ZHENG Xin, JIANG Donghui, LI Kun, et al. Sand control patterns of fault-landforms-sedimentary slope break and their significance for oil and gas exploration: A case study of the northern section of Baochu slope zone in Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2025, 37(4): 95-104.
- [18] 江东辉, 杜学斌, 李昆, 等. 东海西湖凹陷保俶斜坡带平湖组“古地貌—古水系—古坡折”特征及其对沉积体系的控制[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(5): 771-779, 789.
- JIANG Donghui, DU Xuebin, LI Kun, et al. Distribution of sedimentary system multi-controlled by palaeo-geomorphology, water system and break during the deposition of Pinghu Formation, Baochu slope belt, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2022, 44(5): 771-779, 789.
- [19] 徐东浩, 秦兰芝, 李帅, 等. 西湖凹陷平北斜坡平湖组潮坪环境砂体沉积模式及控制因素[J]. *中国海上油气*, 2024, 36(5): 57-67.
- XU Donghao, QIN Lanzhi, LI Shuai, et al. Sedimentary models and controlling factors of sand bodies in tidal flat environment of Pinghu Formation on Pingbei Slope of Xihu Sag[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(5): 57-67.
- [20] 陈忠云, 杜学斌, 李帅. 东海西湖凹陷平湖斜坡带平湖组沉积体系平面分区特征及差异性展布[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(5): 780-789.
- CHEN Zhongyun, DU Xuebin, LI Shuai. Distributional signatures of depositional system of Pinghu Formation, Pinghu slope, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2022, 44(5): 780-789.
- [21] 陈哲, 张昌民, 侯国伟, 等. 东海陆架盆地西湖凹陷平湖组断层组合样式及其控砂机制[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(4): 824-837.
- CHEN Zhe, ZHANG Changmin, HOU Guowei, et al. Fault distribution patterns and their control on sand bodies in Pinghu Formation of Xihu Sag in East China Sea Shelf Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(4): 824-837.
- [22] 郭刚, 苏圣民, 徐建永, 等. 东海盆地西湖凹陷平湖斜坡油气差异富集特征及主控因素[J]. *石油实验地质*, 2025, 47(3): 530-540.
- GUO Gang, SU Shengmin, XU Jianyong, et al. Differential characteristics and main controlling factors of hydrocarbon enrichment in Pinghu Slope, Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2025, 47(3): 530-540.
- [23] 倪智勇, 张紫东, 李思澎, 等. 西湖凹陷平湖斜坡构造带油藏成藏期次厘定[J]. *石油科学通报*, 2022, 7(3): 281-293.
- NI Zhiyong, ZHANG Zidong, LI Sipeng, et al. The oil accumulation period in the Pinghu slope tectonic belt of the Xihu Sag[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2022, 7(3): 281-293.
- [24] 徐陈杰, 叶加仁, 刘金水, 等. 东海西湖凹陷天然气成藏时期的关键证据: 气烃包裹体[J]. *天然气工业*, 2021, 41(11): 64-73.
- XU Chenjie, YE Jiaren, LIU Jinshui, et al. Key evidence of gas accumulation period in Xihu Sag of the East China Sea Shelf Basin: Gas hydrocarbon inclusion[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(11): 64-73.
- [25] 刘志峰, 李林致, 李峰, 等. 西湖凹陷西部斜坡带油气成藏主控因素与勘探新领域[J]. *海相油气地质*, 2025, 30(1): 71-81.
- LIU Zhifeng, LI Linzhi, LI Feng, et al. Main controlling factors of oil and gas accumulation and new exploration fields in the western slope zone of Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2025, 30(1): 71-81.
- [26] 陈智远, 徐志星, 徐国盛, 等. 东海盆地西湖凹陷中央反转构造带异常高压与油气成藏的耦合关系[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(3): 570-581.
- CHEN Zhiyuan, XU Zhixing, XU Guosheng, et al. Coupling relationship between abnormal overpressure and hydrocarbon accumulation in a central overturned structural belt, Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(3): 570-581.
- [27] 张武. 西湖凹陷古近系始新统平湖组低渗-致密背景下优质储层特征及分布预测[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2023, 50(2): 162-171.
- ZHANG Wu. Characteristics and distribution prediction of high-quality reservoirs under the background of low permeability and tightness of Paleogene Eocene Pinghu Formation in Xihu Sag[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2023, 50(2): 162-171.
- [28] 廖响, 徐昉昊, 徐国盛, 等. 西湖凹陷平湖斜坡带K区平湖组—花港组油气成藏主控因素及成藏模式[J]. *矿物岩石*, 2024, 44(4): 138-150.
- LIAO Xiang, XU Fanghao, XU Guosheng, et al. Main controls

- and hydrocarbon accumulation model of the Pinghu Formation-Huangang Formation in area K of the Xihu Sag Pinghu slope zone [J]. *Mineralogy and Petrology*, 2024, 44(4): 138-150.
- [29] 王辉, 秦兰芝, 徐靖琦, 等. 中国东海陆架盆地西湖凹陷西部斜坡带古近系宝石组沉积充填特征[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(3): 910-925.
- WANG Hui, QIN Lanzhi, XU Jingqi, et al. Sedimentary filling characteristics of the Paleogene Baoshi Formation in the western slope of Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(3): 910-925.
- [30] 王超, 陈忠云, 秦兰芝, 等. 西湖凹陷天台斜坡带物源交汇区古近系碎屑锆石形态学与年代学示踪[J]. *石油地质与工程*, 2023, 37(6): 29-35, 41.
- WANG Chao, CHEN Zhongyun, QIN Lanzhi, et al. Morphological and chronological tracing of Paleogene detrital zircons in the provenance intersection area of Tiantai slope in Xihu Sag [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2023, 37(6): 29-35, 41.
- [31] 钟锴, 朱伟林, 高顺莉, 等. 东海陆架盆地形成演化及油气成藏关键地质问题[J]. *地球科学*, 2018, 43(10): 3485-3497.
- ZHONG Kai, ZHU Weilin, GAO Shunli, et al. Key geological questions of the formation and evolution and hydrocarbon accumulation of the East China Sea Shelf Basin [J]. *Earth Science*, 2018, 43(10): 3485-3497.
- [32] 李居云, 姜波, 屈争辉, 等. 东海西湖凹陷构造演化及控煤作用[J]. *煤田地质与勘探*, 2016, 44(5): 22-27.
- LI Juyun, JIANG Bo, QU Zhenghui, et al. Tectonic evolution and control of coal in Donghai Xihu Sag [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2016, 44(5): 22-27.
- [33] 何贤科, 李文俊, 段冬平, 等. 西湖凹陷平湖斜坡北段平湖组薄煤层与泥岩的微观岩石学特征及其沉积学意义[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2024, 44(2): 210-222.
- HE Xianke, LI Wenjun, DUAN Dongping, et al. Micro-petrological characteristics and its sedimentological significance of thin coal seam and mudstone in Pinghu Formation in the northern part of Pinghu Slope, Xihu Sag [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2024, 44(2): 210-222.
- [34] 朱茂林, 刘震, 张枝焕, 等. 西湖凹陷平北地区平湖组下段烃源岩分布地震预测[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2022, 42(1): 170-183.
- ZHU Maolin, LIU Zhen, ZHANG Zhihuan, et al. Seismic prediction of source rock distribution in the Lower Member of Pinghu Formation in the Pingbei area of Xihu Sag [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2022, 42(1): 170-183.
- [35] 田杨, 叶加仁, 雷闯, 等. 断陷盆地海陆过渡相烃源岩发育模式: 以西湖凹陷平湖组为例[J]. *地球科学*, 2019, 44(3): 898-908.
- TIAN Yang, YE Jiaren, LEI Chuang, et al. Development model for source rock of marine-continental transitional face in faulted basins: A case study of Pinghu Formation in Xihu Sag [J]. *Earth Science*, 2019, 44(3): 898-908.
- [36] CHENG Xiong, HOU Dujie, ZHOU Xinhui, et al. Organic geochemistry and kinetics for natural gas generation from mudstone and coal in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 118: 104405.
- [37] 刁慧, 邹玮, 李宁, 等. 东海盆地西湖凹陷武云亭构造油气来源与成藏模式[J]. *地质科技通报*, 2020, 39(3): 110-119.
- DIAO Hui, ZOU Wei, LI Ning, et al. Hydrocarbon origin and reservoir forming model of Wuyunting structure in Xihu Depression, East China Sea Basin [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2020, 39(3): 110-119.
- [38] 沈玉林, 秦勇, 郭英海, 等. 基于米氏聚煤旋回划分的西湖凹陷平湖组煤系烃源岩发育特征[J]. *石油学报*, 2016, 37(6): 706-714.
- SHEN Yulin, QIN Yong, GUO Yinghai, et al. Development characteristics of coal-measure source rocks divided on the basis of Milankovich coal accumulation cycle in Pinghu Formation, Xihu Sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(6): 706-714.
- [39] 程熊, 侯读杰, 赵喆, 等. 西湖凹陷天然气成因及来源分析[J]. *中国海上油气*, 2019, 31(3): 50-60.
- CHENG Xiong, HOU Dujie, ZHAO Zhe, et al. Analysis on the genesis and source of natural gas in Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31(3): 50-60.
- [40] BERNARD B, BROOKS J M, SACKETT W M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas sources in marine sediments [C]//Offshore Technology Conference, Houston, 1977. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1977: OTC-2934-MS.
- [41] 曹倩, 徐旭辉, 曾广东, 等. 东海盆地西湖凹陷天然气及原油地化特征分析[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(5): 627-632.
- CAO Qian, XU Xuhui, ZENG Guangdong, et al. Geochemical characteristics of natural gases and crude oils in the Xihu Sag of East China Sea Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2015, 37(5): 627-632.
- [42] FILDANI A, HANSON A D, CHEN Zhengzheng, et al. Geochemical characteristics of oil and source rocks and implications for petroleum systems, Talara Basin, northwest Peru [J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(11): 1519-1545.
- [43] MOLDOWAN J M, SEIFERT W K, GALLEGOS E J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks [J]. *AAPG Bulletin*, 1985, 69(8): 1255-1268.
- [44] HUANG W Y, MEINSCHEN W G. Sterols as ecological indicators [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1979, 43(5): 739-745.
- [45] PETERS K E, FRASER T H, AMRIS W, et al. Geochemistry of crude oils from eastern Indonesia [J]. *AAPG Bulletin*, 1999, 83(12): 1927-1942.
- [46] 杨潘, 李磊, 陈忠云, 等. 东海盆地西湖凹陷平北地区平湖组复杂地貌与河潮交互作用及沉积响应[J]. *地质论评*, 2025, 71(4): 1265-1276.

- YANG Pan, LI Lei, CHEN Zhongyun, et al. Complex geomorphology and fluvio-tidal interaction and sedimentary response of the Pinghu Formation in Pingbei area, the Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *Geological Review*, 2025, 71 (4): 1265–1276.
- [47] 董伟良, 黄保家. 南海莺—琼盆地煤型气的鉴别标志及气源判识[J]. *天然气工业*, 2000, 20(1): 23–27.
- DONG Weiliang, HUANG Baojia. Identification marks and source discrimination of the coal-type gas in YGH and QDN basins of South China Sea [J]. *Natural Gas Industry*, 2000, 20 (1): 23–27.
- [48] GAN Jun, GAO Zhiye, LIU Zhaochen, et al. Deep-water hydrocarbon accumulation controlled by a structural ridge: The Baodao step-fault zone in the Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2025, 292: 106743.
- [49] 熊斌辉, 王春红, 张锦伟, 等. 西湖凹陷古近系平湖组煤层分布及油气意义[J]. *海洋石油*, 2007, 27(3): 27–33, 40.
- XIONG Binhui, WANG Chunhong, ZHANG Jinwei, et al. The distribution and exploration implications of coal beds of Pinghu Formation, Paleogene in Xihu Sag [J]. *Offshore Oil*, 2007, 27 (3): 27–33, 40.
- [50] 谢晓军, 熊连桥, 陈莹, 等. 西湖凹陷平湖组低渗储层特征及“甜点”主控因素分析[J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(30): 12890–12900.
- XIE Xiaojun, XIONG Lianqiao, CHEN Ying, et al. Low permeability reservoir characteristics and controlling factors of “sweet points” of Pinghu Formation in Xihu Sag [J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(30): 12890–12900.
- [51] 赵洪, 蒋一鸣, 常吟善, 等. 西湖凹陷平湖组基于沉积相标志的沉积特征研究[J]. *上海国土资源*, 2018, 39(1): 88–92.
- ZHAO Hong, JIANG Yiming, CHANG Yinshan, et al. Study on sedimentary characteristics of the Pinghu Formation based on sedimentary facies markers in Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *Shanghai Land & Resources*, 2018, 39(1): 88–92.
- [52] 蔡华, 张建培, 唐贤君. 西湖凹陷断裂系统特征及其控藏机制[J]. *天然气工业*, 2014, 34(10): 18–26.
- CAI Hua, ZHANG Jianpei, TANG Xianjun. Characteristics of the fault systems and their control on hydrocarbon accumulation in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(10): 18–26.
- [53] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 437–452.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 437–452.
- [54] 薛永安, 杨海风, 徐春强, 等. 渤海湾盆地垦利6-1亿吨级岩性油田成藏条件及勘探关键技术[J]. *石油学报*, 2022, 43 (2): 307–324.
- XUE Yongan, YANG Haifeng, XU Chunqiang, et al. Accumulation conditions and key technologies for exploration of Kenli6-1 as the hundred-million-ton-level lithologic oilfield in Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43 (2): 307–324.
- [55] 庞雄奇, 李素梅, 金之钧, 等. 排烃门限存在的地质地球化学证据及其应用[J]. *地球科学*, 2004, 29(4): 384–390.
- PANG Xiongqi, LI Sumei, JIN Zhijun, et al. Geochemical evidences of hydrocarbon expulsion threshold and its application [J]. *Earth Science*, 2004, 29(4): 384–390.
- [56] 张磊, 李莎, 罗波波, 等. 东濮凹陷北部古近系沙三段超压岩性油气藏成藏机理[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(4): 57–70.
- ZHANG Lei, LI Sha, LUO Bobo, et al. Accumulation mechanism of overpressured lithologic reservoirs of the third member of Paleogene Shahejie Formation in northern Dongpu Sag [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(4): 57–70.
- [57] CARR A D. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16(4): 355–377.
- [58] 秦兰芝, 徐东浩, 李帅, 等. 东海盆地西湖凹陷平湖斜坡带宝团区碎屑潮坪层序特征、沉积响应及控砂因素[J]. *地层学杂志*, 2024, 48(4): 392–403.
- QIN Lanzhi, XU Donghao, LI Shuai, et al. Sequence characteristics, sedimentary responses, and sand-controlling factors of elastic tidal flat in Baotuan area, Pinghu slope belt, Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *Journal of Stratigraphy*, 2024, 48(4): 392–403.
- [59] 李军亮, 刘惠民, 魏晓亮, 等. 咸化湖盆页岩自生矿物特征及其对微观孔隙发育的控制作用——以渤海湾盆地济阳凹陷沙河街组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(6): 1980–1997.
- LI Junliang, LIU Huimin, WEI Xiaoliang, et al. Authigenic minerals and their control over micro-pore development for saline lacustrine shales: A case study of the Shahejie Formation, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46 (6): 1980–1997.
- [60] 沈珊, 杨鹏程, 张如凤, 等. 西湖凹陷保叔斜坡K构造异常高压分布特征及主要成因[J]. *海洋石油*, 2024, 44(1): 1–7.
- SHEN Shan, YANG Pengcheng, ZHANG Rufeng, et al. Distribution characteristics and genesis of overpressure in K structure of Baochu slope in Xihu Sag [J]. *Offshore Oil*, 2024, 44 (1): 1–7.
- [61] 刘金水, 张国栋, 刘云. 西湖凹陷A洼陷异常高压封存箱成因机制与控藏作用[J]. *中国海上油气*, 2023, 35(3): 25–33.
- LIU Jinshui, ZHANG Guodong, LIU Yun. Origin mechanism of abnormal high-pressure compartment in A sub-sag of Xihu sag and its controlling effect on reservoir formation [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(3): 25–33.
- [62] 刘景东, 蒋有录. 东濮凹陷中央隆起带北部古近系异常高压与油气成藏的关系[J]. *天然气工业*, 2012, 32(12): 30–36.
- LIU Jingdong, JIANG Youlu. Relationship between abnormal

- overpressure and hydrocarbon accumulation in the Paleogene of the northern central uplift belt of the Dongpu Sag[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(12): 30–36.
- [63] 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—新近系三亚组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(3): 876–893.
- 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.
- [64] 查明, 曲江秀, 张卫海. 异常高压与油气成藏机理[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(1): 19–23.
- ZHA Ming, QU Jiangxiu, ZHANG Weihai. The relationship between overpressure and reservoir forming mechanism [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(1): 19–23.
- [65] 操应长, 远光辉, 王艳忠, 等. 典型含油气盆地深层富长石碎屑岩储层长石溶蚀接力成孔认识及其油气地质意义[J]. *中国科学: 地球科学*, 2022, 52(9): 1694–1725.
- CAO Yingchang, YUAN Guanghui, WANG Yanzhong, et al. Recognition of plagioclase-rich detrital rock reservoirs in deep oil-gas bearing basins: Plagioclase-dissolution relay porogenetic mechanism and its petroleum-geological significance[J]. *Science China Earth Sciences*, 2022, 52(9): 1694–1725.
- [66] 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.
- [67] 张庄, 庞江, 杨映涛, 等. 川西坳陷中段须家河组四段砂岩中碳酸盐胶结物碳、氧同位素特征及成因探讨[J]. *地质学报*, 2022, 96(6): 2094–2106.
- ZHANG Zhuang, PANG Jiang, YANG Yingtao, et al. Carbon and oxygen isotope characteristics and genesis of carbonate cements in sandstone of the 4th Member of the Xujiahe Formation in the central western Sichuan Depression, Sichuan Basin, China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(6): 2094–2106.
- [68] 肖晓光, 秦兰芝, 张武, 等. 西湖凹陷平湖组碳酸盐胶结物形成机制及其对储层的影响[J]. *地质科学*, 2021, 56(4): 1062–1076.
- XIAO Xiaoguang, QIN Lanzhi, ZHANG Wu, et al. The origin of carbonate cements and the influence on reservoir quality of Pinghu Formation in Xihu Sag[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2021, 56(4): 1062–1076.
- [69] 卢欢, 徐长贵, 王清斌, 等. 碳酸盐胶结物形成机制及其对渤海海域C12和Q17构造中生界碎屑岩储层的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(6): 1270–1280.
- LU Huan, XU Changgui, WANG Qingbin, et al. Genetic mechanism of carbonate cements and its impact on the Mesozoic clastic reservoir quality of the C12 and Q17 structures, Bohai Sea area[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(6): 1270–1280.
- [70] 孙思尧, 范昌育, 蒲仁海, 等. 西湖凹陷平湖构造带断裂垂向封闭性研究[J]. *断块油气田*, 2022, 29(3): 353–359.
- SUN Siyao, FAN Changyu, PU Renhai, et al. Research on vertical sealing of faults in Pinghu structural belt of Xihu Sag[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(3): 353–359.
- [71] 赵贤正, 金凤鸣. 断陷斜坡油气藏形成分布与精细勘探: 以冀中坳陷及二连盆地为例[M]. 北京: 科学出版社, 2012.
- ZHAO Xianzheng, JIN Fengming. Formation, distribution, and detailed exploration of hydrocarbon reservoirs on fault depression slopes: A case study of Jizhong Depression and the Erlian Basin [M]. Beijing: Science Press, 2012.
- [72] 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.

(编辑 张 晟)