

李宁, 于仲坤, 刁慧, 等. 东海陆架盆地 X 凹陷中央背斜带 Y 构造深层低渗-特低渗天然气形成条件及成藏模式[J]. 海洋地质前沿, 2025, 41(5): 22-31.

LI Ning, YU Zhongkun, DIAO Hui, et al. Formation conditions and hydrocarbon accumulation model of deep low to ultra-low permeability gas reservoirs of Y Structure in Central Anticline Belt, X Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2025, 41(5): 22-31.

东海陆架盆地 X 凹陷中央背斜带 Y 构造深层低渗-特低渗天然气形成条件及成藏模式

李宁, 于仲坤, 刁慧, 王皖丽, 丁飞, 余箫

(中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335)

摘要: 油气勘探证实东海 X 凹陷中央背斜带深层低渗-特低渗砂岩储层蕴含丰富的天然气资源, 而针对低渗-特低渗储层油气资源的地质认识尚不深入, 极大地制约了东海油气增储上产。Y 构造是 X 凹陷最大反转背斜构造, 通过对烃源岩特征、储层物性和成岩作用等的深入分析研究, 并结合其热史-埋藏史, 重点阐明了气藏主力产层花港组砂岩的低渗-特低渗演化过程、低渗-特低渗影响因素与储层成岩-成藏耦合关系。研究表明, Y 构造在龙井运动反转期剥蚀量超过 1 200 m, 说明花港组砂岩储层 13 Ma 曾经历历史最大埋深与最高温度, 易形成低渗-特低渗砂岩储层。根据研究区砂岩储层致密化程度及演化特征, 可以将气藏划分为花港组 H3 砂层组成藏未特低渗气藏、H4—H5 边成藏边特低渗气藏和 H8—H12 先特低渗后成藏之气藏。在此基础上, 结合油气成藏过程分析, 建立了中央背斜带“花港组垂向两期充注、龙井组调整运移”成藏模式。

关键词: 东海陆架盆地; X 凹陷; 深层; 低渗-特低渗; 形成条件; 成藏模式

中图分类号: P618.13; P736

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2024.181

0 前言

东海陆架盆地 X 凹陷是中国近海重要的含油气凹陷, 华东地区最大油气产区之一。X 凹陷自 20 世纪 80 年代开展油气勘探以来, 迄今为止勘探发现的气藏主要产层普遍偏深(3 500~4 800 m), 亦即该区一直面临着深层-超深层、低渗-特低渗油气勘探的难题^[1]。“十一五”之前, 针对中浅层储集物性较好的构造圈闭目标的油气勘探取得一些成效但总体油气储量规模小。“十一五”期间, 在中央背斜带深层多个大型圈闭的油气勘探成效显著, 资

源规模巨大, 但主要产层的储集物性普遍介于较好到低渗-特低渗之间。“十一五”之后, 开展了多口海上定向井压裂, 但并未达到预期, 主要问题及难点仍是对深层低渗-特低渗天然气储层的复杂地质条件的认识不深刻以及技术能力不足, 进而制约了东海盆地的油气增储上产。

X 凹陷中央背斜带 Y 构造位于凹陷中央, 构造面积约 700 km², 是 X 凹陷最大反转背斜构造。近年来, 在中央背斜带 Y 构造钻探了多口探井, 取得了商业油气发现。尤其是针对中央背斜带深层(0.1~10)×10⁻³ μm² 低渗-特低渗储层, 通过裸眼-长水平井-油基泥浆钻井在该区深层低渗-特低渗砂岩储层油气勘探领域实现了产能释放获得了高产, 取得了重大突破和发现。通过油气藏及低渗-特低渗气藏的共同开发, 东海地区单井的经济性得到大幅提高, 目前, 深层低渗-特低渗砂岩气资源已成为东海乃至海域增储上产重要的勘探领域。本文聚焦于 X 凹陷中央背斜带 Y 构造花港组主力气层即低渗-特低渗砂岩气层(该砂岩储层埋深大、温度高、

收稿日期: 2024-07-22

资助项目: “十四五”全国油气资源评价项目“中海油矿业权区及周边空白区油气资源评价”(QGYQZYPJ2022-3); 中海石油(中国)有限公司重大科技专项“东海西湖凹陷大中型气田勘探方向及关键技术研究”(KJZX-2023-0101)

第一作者: 李宁(1983—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事海上油气勘探方面的研究与管理工作。E-mail: lining2@cnooc.com.cn

成岩作用强), 重点分析解剖花港组上部砂岩储层和中下部低渗-致密砂岩储层天然气形成条件和成藏模式, 深入研究不同类型砂岩气藏分布富集规律与控制因素, 为该区油气增储上产以及进一步的油气勘探部署及勘探目标评价优选等, 提供决策依据和参考借鉴。

1 基本地质条件

X 凹陷位于东海陆架盆地的东部坳陷带, 东邻钓鱼岛隆褶带, 南部与钓北凹陷相接, 西邻海礁-虎皮礁隆起, 北部与福江凹陷相连(图 1)^[2-5]。在空间分布上, 凹陷呈 NNE 向, 其南北延伸长度超过 500 km, 东西宽度约 120 km, 总面积约 $5.9 \times 10^4 \text{ km}^2$, 为东海陆架盆地内最大的沉积凹陷。

凹陷从晚白垩世至第四纪经历 3 个构造演化阶段: 晚白垩世至始新世断陷阶段、渐新世至中新世拗陷与反转阶段以及上新世至第四纪区域沉降阶段。各阶段构造运动控制了凹陷各个时期的沉积环境,

并影响凹陷内油气形成及储集的基本地质条件。

断陷阶段经历早白垩世末期基隆运动、晚白垩世末期雁荡运动、古新世末—早始新世甌江运动、始新世中期平湖运动、始新世末—早渐新世玉泉运动; 拗陷与反转阶段经历渐新世末期花港运动、中中新世末期至晚中新世早期龙井运动; 区域沉降经历上新世末—早更新世冲绳海槽运动^[6-9]。多期构造运动从断裂形成到沉积发育奠定了凹陷地质面貌和构造格局。特别是在油气资源的形成和分布方面, 构造运动对沉积、沉降的影响决定了烃源岩发育与生烃过程、储层分布与成岩演化以及油气运移与聚集过程。X 凹陷自下而上发育的沉积地层包括: 下始新统八角亭组、中下始新统宝石组、中—上始新统平湖组、渐新统花港组、中新统龙井组和玉泉组、柳浪组、上新统三潭组以及第四系东海群。

始新统平湖组为凹陷主要烃源岩层。在平湖组下段沉积期, 凹陷边缘主要发育了河控三角洲、受潮汐影响三角洲以及潮控三角洲, 凹陷北部为受障壁遮挡的潟湖, 南部为局限海。平湖组中段沉积

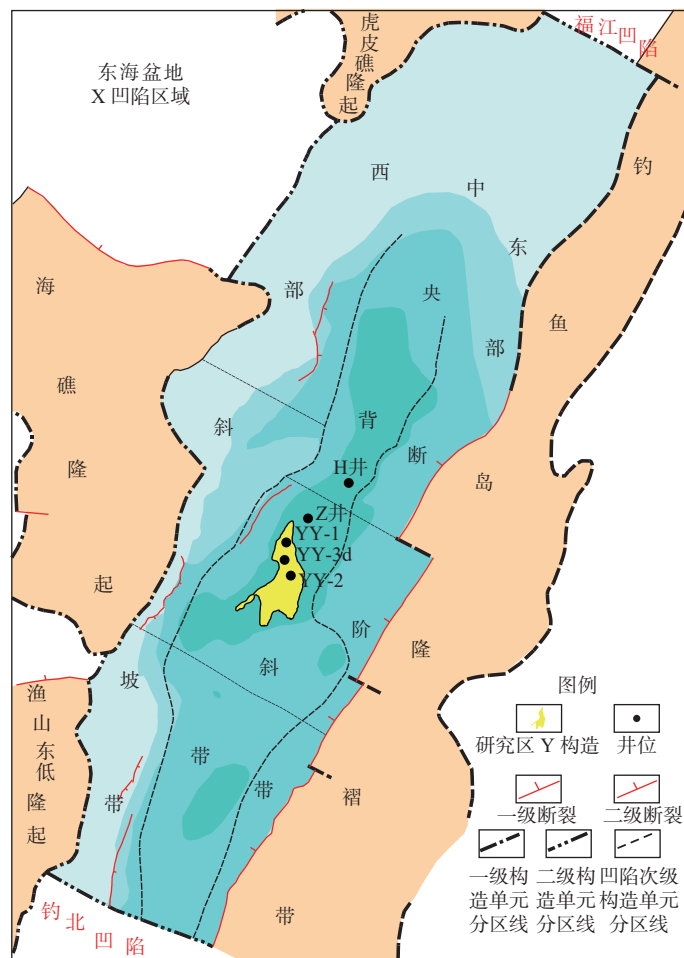


图 1 X 凹陷区域及研究区位置

Fig.1 Locations of X Sag and the study area

期,沉积格局与下段具有继承性,但这一时期沉积中心开始向南迁移。在平湖组上段沉积期,沉积中心进一步向南迁移,北部的潟湖逐渐萎缩消失,代之为大型河控三角洲沉积。此时,凹陷中央主体处于潮间带和潮下带沉积环境,而南部地区仍为潮控局限海环境^[10-13]。

渐新统花港组为凹陷中央背斜带主要储集层^[14],是研究区 Y 构造主力勘探层系(图 1)。花港

组沉积期发育大型辫状河三角洲-浅湖环境。花港组划分为 2 个段、12 个砂层组。其中,花港组上段(T_{20} — T_{21})为 H1—H5 砂层组,花港组下段(T_{21} — T_{30})为 H6—H12 砂层组。花港组上段上部砂层组以泥质沉积为主,为湖泛期泥岩。H1—H2 为凹陷区域性盖层,对天然气保存起到关键作用。H3—H12 砂层组为主要储层发育段,储层埋深介于 3 500~4 800 m,为油气聚集的主要场所(图 2)。

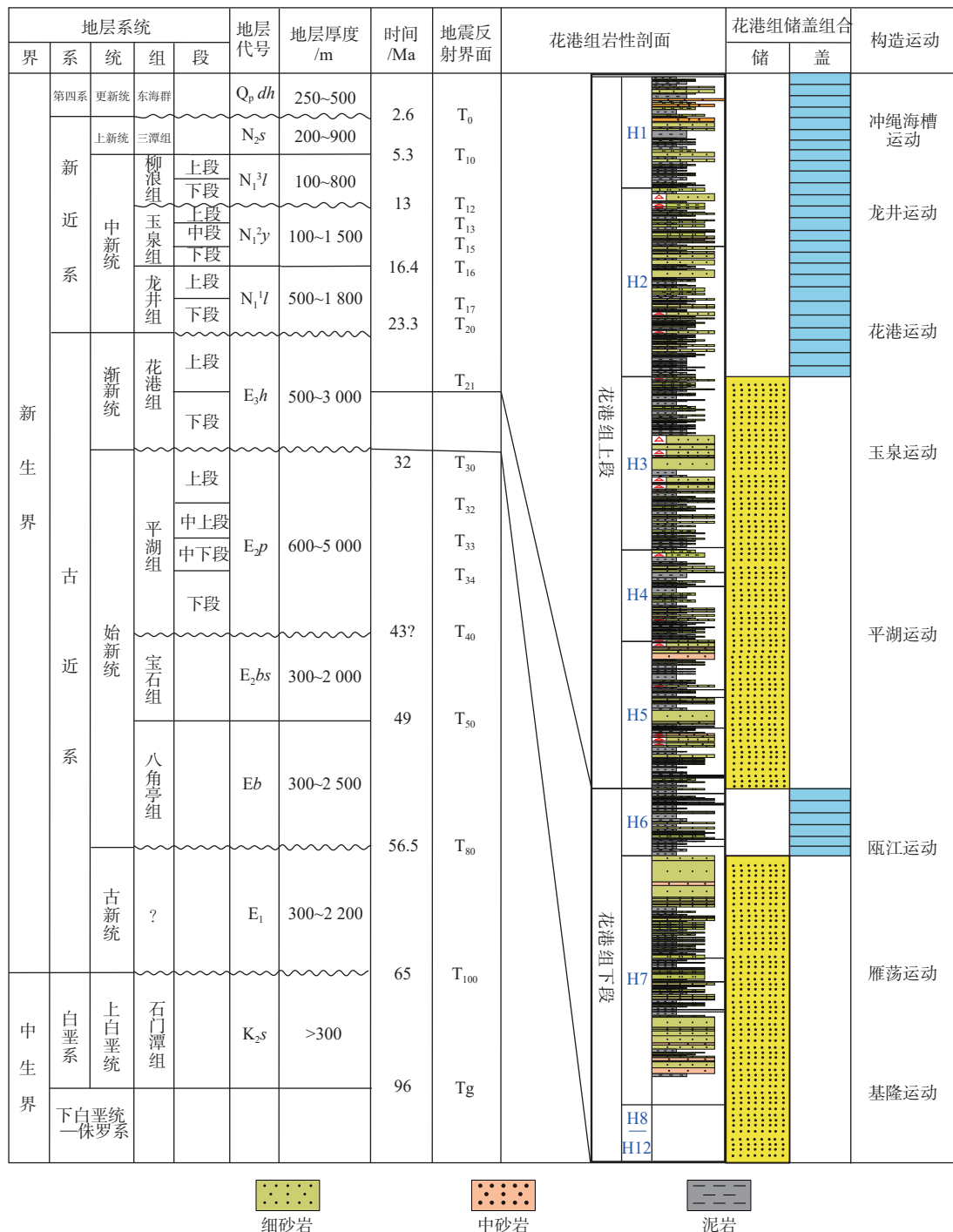


图 2 X 凹陷构造纲要与地层综合柱状图

Fig.2 Tectonic framework and comprehensive stratigraphic histogram of X Sag

2 烃源岩条件

平湖组为海陆过渡相煤系烃源岩, 其形成与凹陷中一晚始新世平湖期强烈断陷作用密切相关。这一时期 X 凹陷的形态和沉积充填主要受边界大断裂活动控制, 构造样式呈现出“东断西超”构造格局。在该构造背景下, 中央背斜带 Y 构造区发育障壁潟湖沉积体系。其中, 凹陷东部边界断裂上升盘钓鱼岛隆褶带作为障壁岛, 由障壁岛东向西方向分别发育了潟湖、潮坪和潮汐影响三角洲沉积体系。

平湖组煤系烃源岩发育 3 种岩石类型: 煤岩、碳质泥岩以及暗色泥岩^[15]。各岩石类型共同构成烃源岩层系。暗色泥岩有机质丰度 TOC 含量平均值为 1.49%, 生烃潜量 S_1+S_2 平均为 3.56 mg/g, 氯仿沥青“A”含量平均为 0.11%, 整体为中等—好烃源岩; 有机质类型氢指数 HI 平均值为 202 mg/gTOC,

整体以Ⅲ型为主。平湖组层段内泥岩以平湖组中段有机质丰度最高, 其次为平湖组上段和下段。平湖组煤岩 TOC 含量平均值为 45.27%, 生烃潜量 S_1+S_2 平均为 120.76 mg/g, 氯仿沥青“A”含量平均为 1.51%, 氢指数 HI 平均值为 261 mg/gTOC, 煤岩氢指数 HI 平均值总体高于泥岩, 为相对富氢的煤岩, 煤岩和碳质泥岩作为有机质富集体均为很好的烃源岩, 有机质类型为Ⅱ₂-Ⅲ。

3 储集层条件

中央背斜带 Y 构造花港组储层埋深在 3 500~4 800 m。多口井实测砂岩物性 3 500 m 以下细砂岩孔隙度 <10%, 渗透率 <1×10⁻³ μm², 测压多为干点或极低的流度点, 储层具有特低渗特征(图 3)。气层含气饱和度低, 储层物性与充注条件制约了深层含气性及勘探成效^[16-18]。

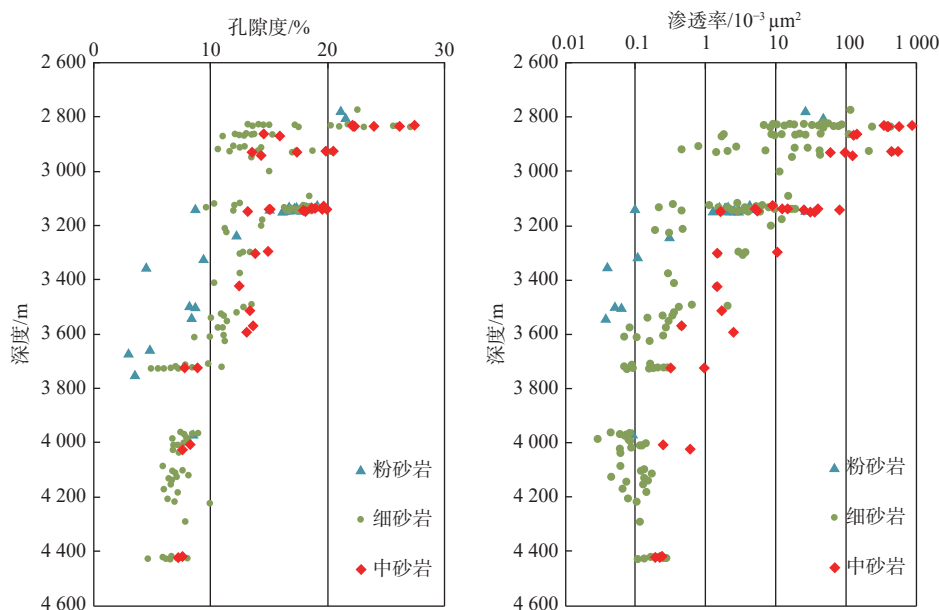


图 3 Y 构造储层物性与埋深关系

Fig.3 Reservoir physical properties of Y Structure gas field

综合储层物性与埋深关系、镜下薄片微观特征和储层压实-胶结作用来看, Y 构造深层储层以中强压实、弱胶结为主, 压实减孔主导储层孔隙度递减(图 4)。龙井运动强烈侧向挤压加剧储层特低渗化, 3 500 m 以深储层中发丝状伊利石及片状绿泥石堵塞喉道致储层特低渗化, 至深度 3 500 m 储层普遍表现为中成岩 B 期物性特征(图 5)。

成岩演化程度随着埋深增加地层埋藏压实作用和地层升温压溶作用加强。从黏土矿物演化序

列来看, H3—H4 为长石溶蚀、高岭石常见, 为中成岩 A 期特征(图 5A、B)。进入 H5 储层, 高岭石消失, 伊蒙混层、丝状搭桥状伊利石常见(图 5C、D、E), 结合上述物性综合判断 Y 构造 3 500 m 进入中成岩 B 期成岩阶段(图 6)。

基于 DST 测试温度计算 Y 构造现今地温梯度为 3.6~3.7 °C/100 m, 结合盆地模拟技术恢复龙井运动前的古地温梯度为 4.1~4.2 °C/100 m^[19]。恢复玉泉组顶面历史埋深、龙井运动造成的反转幅度,

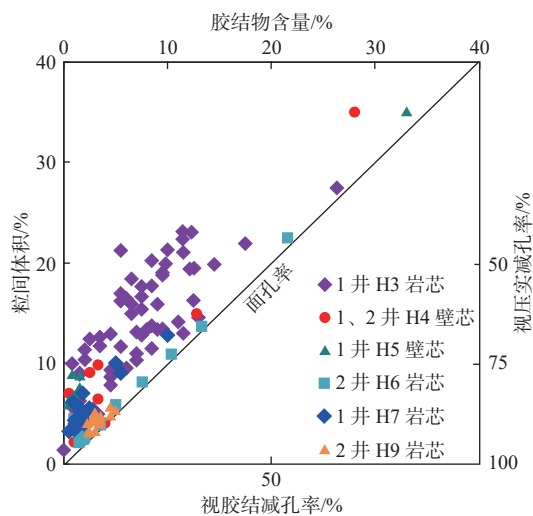


图4 Y构造储层压实-胶结关系

Fig.4 Compaction-cementation relationship in the Y Structure gas field

在X凹陷不同构造时期差异巨大。磷灰石裂变径迹 t - T 轨迹数据恢复花港组储层的埋藏史-热史表明, Y构造龙井运动反转剥蚀量超过1 200 m, 花港组在13 Ma时经历历史最大埋深(比现今深200 m)。在13 Ma时, 砂体埋藏压实、热压溶程度直接决定了储层成岩、孔隙的演化。Y构造H5及以下储层在13 Ma时经历了最大埋深、最高温度, 在该时期砂岩已经特低渗化。

4 成藏过程与成藏模式

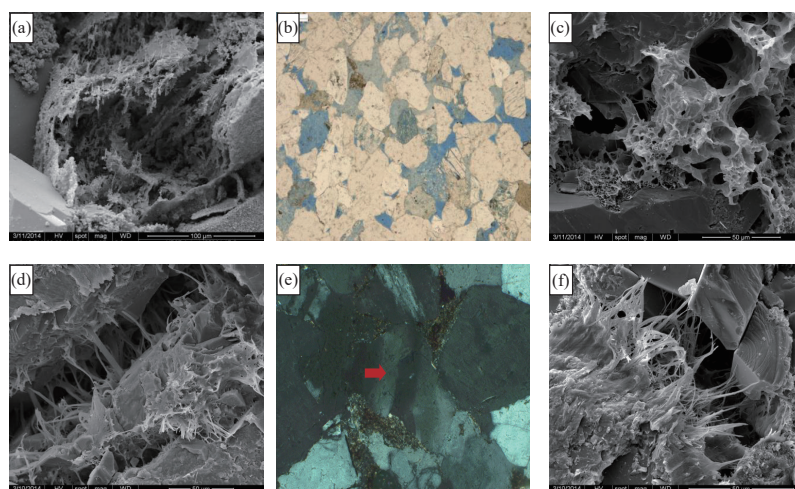
成藏过程与成藏模式研究对象和目的不同, 其

研究方法具有多样性。涉及构造样式、成藏动力、成藏要素匹配关系、断裂的控制作用、充注方式、成藏机理、成藏时间与期次以及油气藏特征等多个方面。

Y构造玉泉组沉积末期, 受龙井运动影响东西向挤压, 构造背斜形态初步形成, 浅部龙井组EW向断层受挤压作用逐渐下断至花港组。龙井运动早幕(T_{15} — T_{12})为构造主幕, 强度大, 至晚幕(T_{10})强度减弱。龙井运动挤压以形成大型背斜, 在构造核部发育不同程度的EW向断层, 将主力气层H3、H4破坏调整至浅部龙井组。

YY-1井H3取芯段含气水层包裹体岩相特征(图7)与颗粒定量荧光丰度(GOI)显示, 在现今气水界面之下包裹体GOI为8%~10%, 岩芯实验QGF数据均明显区别于水层。这表明YY-1井H3为原生气藏遭破坏后的残余气藏, Y构造花港组上段曾经出现过大规模天然气聚集成藏, 现今构造在晚期被EW向断裂破坏, 呈含气水层特征。

Y构造气田花港组包裹体特征表现为两期油气充注。第1期丰度较低(GOI约为1%), 含烃包裹体分布在早期石英颗粒不定向微裂隙或石英颗粒次生加大边内, 油气两相呈黄绿色-绿色荧光显示; 第2期为主充注期(GOI为10%~12%), 含烃包裹体分布在切穿早期石英颗粒微裂隙或切穿加大边的晚期(共轭)的微裂隙内, 油气两相或富气相呈蓝绿色-蓝色荧光显示。H3包裹体均一温度主峰为110~130℃, H7包裹体均一温度主峰为130~



(a) H3, 3 090 m, 长石溶蚀及其产物高岭石, 1 137×; (b) H3, 3 090 m, 粒间孔、粒内孔发育, 50×; (c) H5, 3 532 m, 蜂窝状、片状伊利石充填孔隙, 1 648×; (d) H7, 4 006 m, 搭桥状伊利石堵塞喉道, 1 366×; (e) H7, 3 988.1 m, 强挤压造成石英呈波状消光, 20×10; (f) H7, 4 183 m, 丝状伊利石堵塞喉道, 2 219×

图5 Y构造YY-1井储层典型微观特征

Fig.5 Typical microscopic characteristics of reservoir rocks in Well YY-1 of Y Structure gas field reservoir

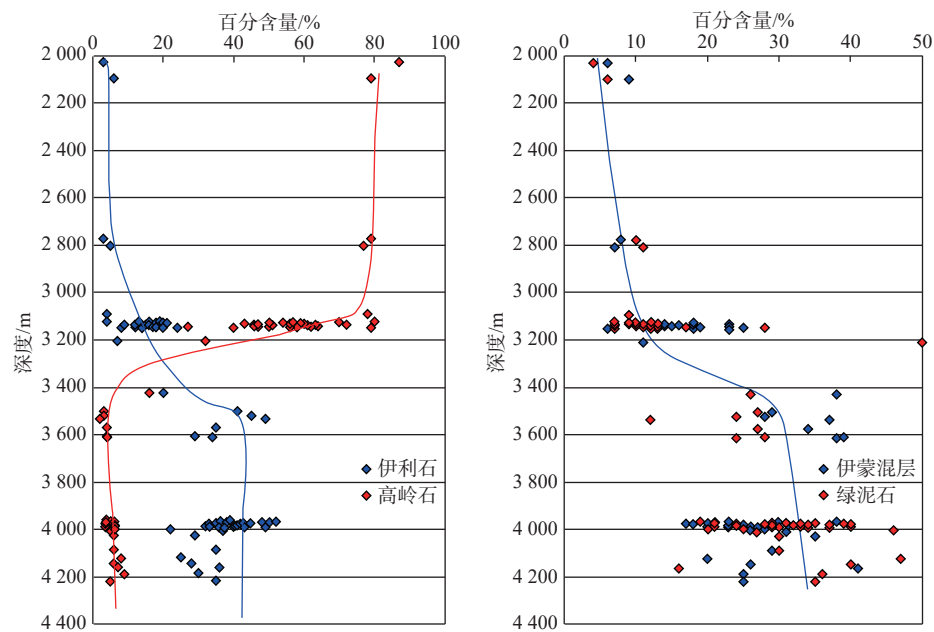


图 6 Y 构造黏土矿物含量与埋深关系
Fig.6 Evolution sequence of clay minerals in Y Structure

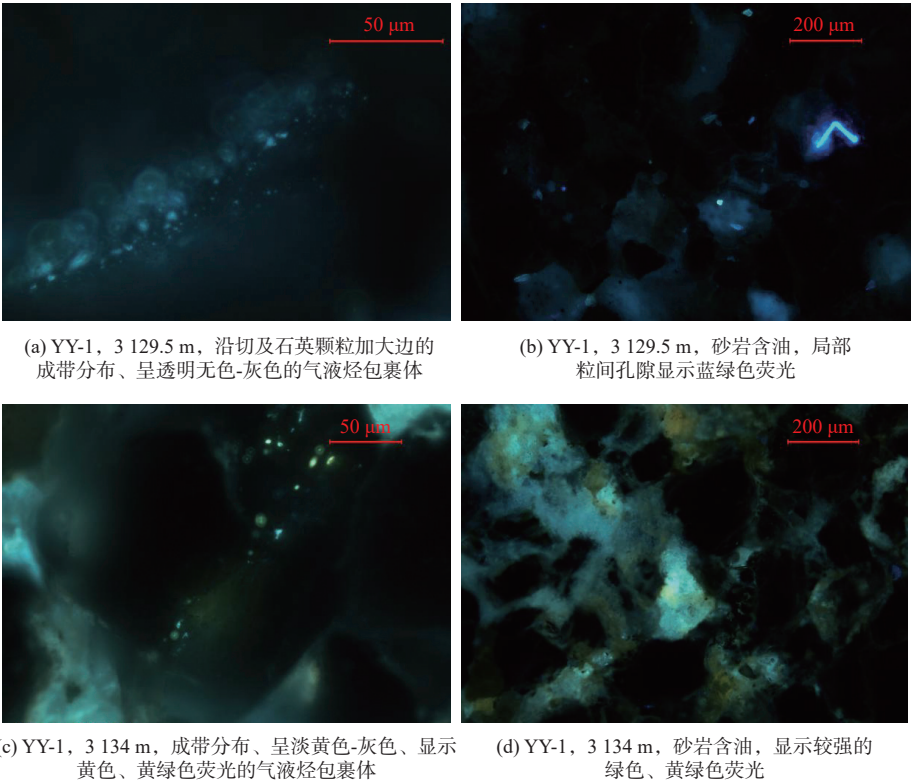


图 7 YY-1 井 H3 取芯段包裹体荧光特征
Fig.7 Microscopic characteristics of inclusions in H3 coring section of Well YY-1

150 ℃(图 8), 结合埋藏史、热史及构造演化特征, 明确 Y 构造气田在 13~10 Ma 主充注期以气烃为主, 该期天然气甲烷稳定碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}(\text{‰})$ 介于 $-34.4\text{‰} \sim -32.1\text{‰}$ 。次充注期为 5 Ma 以来晚期高熟气(甲烷 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 介于 $-29.2\text{‰} \sim -30.9\text{‰}$)的补

充充注, 此时部分高熟天然气通过断裂调整至龙井组, 与龙井组腐殖烃源岩所生低熟气混合, 呈现甲烷稳定碳同位素偏轻的现象(-38.1‰)(图 9, 表 1)。

通过以上关键成藏时间厘定, 明确主成藏期

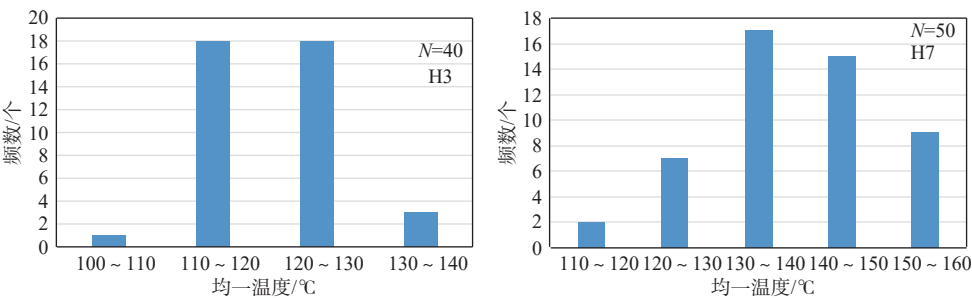


图 8 YY-1 井花港组包裹体均一温度特征

Fig.8 Characteristics of inclusions at homogenization temperature in Huagang Formation of Well YY-1

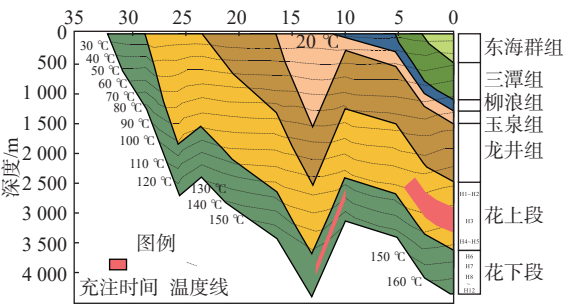


图 9 Y 构造埋藏史-热史-油气充注史

Fig.9 Burial history-thermal history-oil and gas filling history of Y Structure

(13~10 Ma)H3 储层埋深在 3 200 m 左右, 储层孔隙度为 15%~20%, 储层渗透率 $>10\times10^{-3}\mu\text{m}^2$, 属于成藏未特低渗气藏; H4—H5 埋深为 3 300~3 700 m, 储层孔隙度为 10%~15%, 储层渗透率为 $(1\sim10)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$, 属于边成藏边特低渗气藏; 花下段储层埋深 $>3\,700\text{ m}$, 储层孔隙度 $<10\%$, 储层渗透率 $<1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$, 为先特低渗后成藏气藏(图 3)。

通过 Y 构造早、晚两期断裂分析, 明确 NE 向主气源断层、EW 向调整断层具有明显分期性。

表 1 Y 构造天然气甲烷稳定碳同位素及成熟度表

Table 1 Stable carbon isotope and maturity of natural gas methane in Y Structure

井号	深度/m	层位	样品	$\delta^{13}\text{C}_1/\text{‰}$	$\delta^{13}\text{C}_2/\text{‰}$	$\delta^{13}\text{C}_3/\text{‰}$	天然气成熟度
				甲烷	乙烷	丙烷	
YY-1	4 085~4 105	花下段H7	DST	-34.4	-28.3	-27.1	1.48
	2 933~2 938.5	花上段H2	DST	-32.1	-25.4	-23.4	1.62
YY-3d	3 008	花上段H3	MDT	-32.5	-25.6	-23.0	1.59
	3 269	花上段H4	MDT	-31.9	-25.9	-23.8	1.24
	1 393.98	龙井组	MDT	-39.6	-25	-23.6	1.08
	1 482.72	龙井组	MDT	-38.1	-25.0	-23.6	1.27
H井	3 873~3 903	花上段	DST	-30.5	-24.7	-23.5	1.72
	3 462~3 491	花上段	DST	-30.7	-24.0	-23.1	1.71
	3 493~3 507	花上段	DST	-30.7	-24.0	-23.1	1.71
Z井	3 769~3 799	花上段H3	DST	-30.9	-24.0	-24.0	1.69
	3 709~3 739	花上段H3	DST	-29.8	-23.8	-23.6	1.77
	3 447.2~3 456.1	花上段H2	DST	-29.2	-23.3	-22.3	1.81
	3 177~3 181/ 3 186~3 199	花上段H1	DST	-29.9	-23.5	-22.7	1.76
	4 240~4 352.76	花上段H5	DST	-30.4	-25.3	-23.3	1.73
	3 673~3 705	花上段H3	DST	-31.3	-26.0	-25.5	1.67
	3 570	花上段H2	DST	-29.6	-23.4	-22.3	1.78

注: *天然气成熟度计算公式: $\delta^{13}\text{C}_1(\text{‰})\approx58.67\times\ln R_0-44.37^{[20]}$ 。

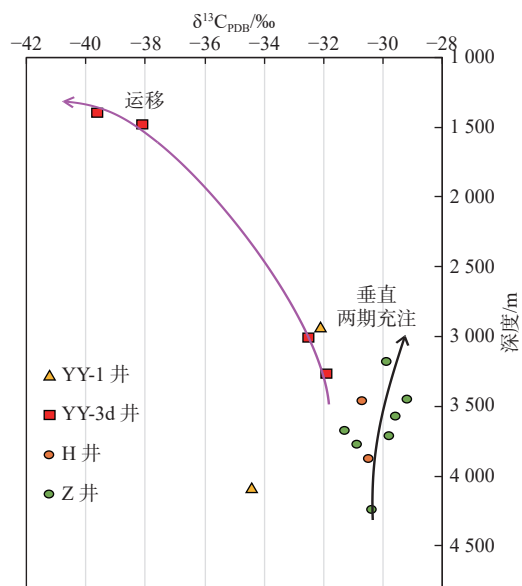


图 10 Y 构造天然气碳同位素运移

Fig.10 Gas carbon isotope migration of Y Structure

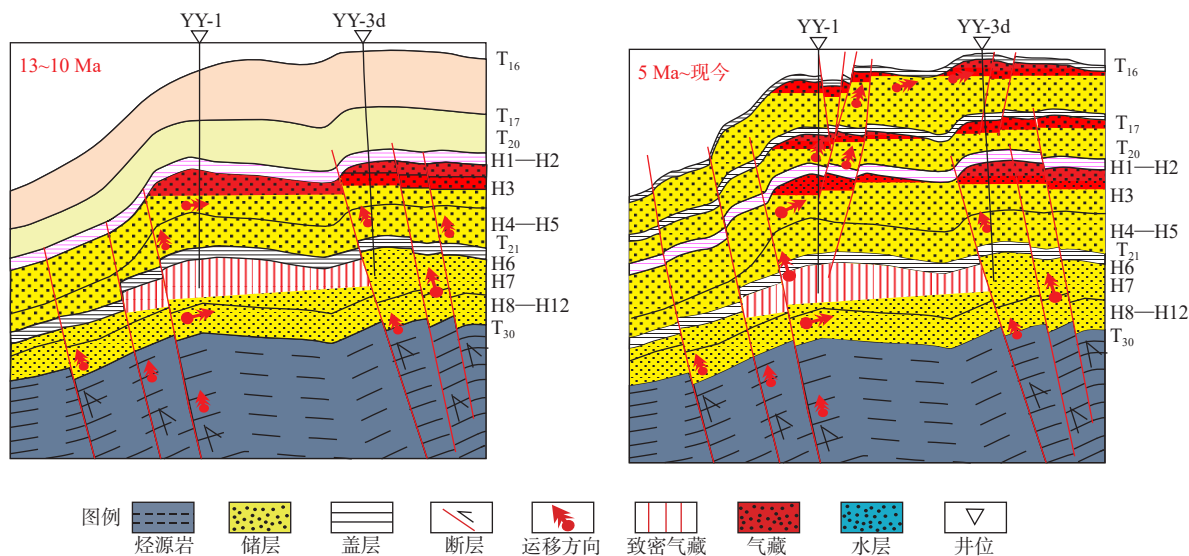


图 11 Y 构造油气运移成藏模式

Fig.11 Oil and gas migration and accumulation model of Y Structure

5 结论

(1) 平湖组煤系烃源岩主要包括煤、碳质泥岩和暗色泥岩, 平湖组暗色泥岩为中等—好烃源岩, 有机质类型以Ⅲ型为主, 平湖组层内平湖组中段有机质丰度最高, 其次为平湖组上段、下段。煤和碳质泥岩作为有机质富集体均为很好的烃源岩, 有机质类型为Ⅱ₂-Ⅲ型。中央背斜带烃源岩厚度大、成熟度高、生烃强度大, 为深层低渗-特低渗储层提供强充注动力和天然气资源供给。

(2) Y 构造龙井运动反转剥蚀量超过 1 200 m,

NE 向气源断层长期具有运移能力, EW 向晚期调整断层在柳浪组沉积时期(龙井运动晚幕)下断至 H3 层。Y 构造天然气碳同位素呈现下重上轻的特征, 表明 H3 为气藏遭破坏后的残余气藏, 龙井组天然气为调整后热成因气与浅层生物气混合特征(图 10)。此外, YY-3d 井位于 YY-1 井构造高部位, 推测为 YY-1 井区调整横向运移至 YY-3d 区成藏。H3 气藏主成藏期为 13~10 Ma(龙井运动), 油气包裹体丰度较高(GOI 为 8%~10%), 5 Ma 为 EW 向晚期断裂调整成藏期。

综合构造演化史、埋藏史-热史、地球化学分析, 明确 Y 构造气藏的主要成藏过程, 建立“花港组垂向两期充注、龙井组调整运移”成藏模式(图 11), 指出 Y 构造翼部花港组无 EW 向断裂破坏原生气藏、核部浅层龙井组调整型气藏为勘探有利区。

花港组在 13 Ma 时经历历史最大埋深(比现今深 200 m), 此时砂体埋藏深度、热成岩程度直接控制了储层孔隙-渗透率的成岩演化。Y 构造经历了最大埋深、最高温度时(13 Ma), H3 储层埋深 3 200 m 左右, 储层孔隙度为 15%~20%, 属于成藏未特低渗气藏; H4—H5 埋深为 3 300~3 700 m, 储层孔隙度为 10%~15%, 属于边成藏边特低渗气藏; 花下段储层埋深 > 3 700 m, 储层孔隙度 < 10%, 为先特低渗后成藏气藏。

(3) 主气源断层、东西向调整断层具有明显分期性, 主气源断裂长期具有运移能力, 东西向晚期断层在柳浪组沉积时期(5 Ma)下断至 H3 主力目的

层。Y 构造 YY-1 井 H3 表现为遭破坏后残余气藏, YY-3d 井 H3 表现为未被破坏气藏, 龙井组上段为调整型气藏。在成藏过程分析基础上, 建立了“花港组垂向多期充注、龙井组调整运移”成藏模式。

参考文献:

- [1] 周心怀. 西湖凹陷地质认识创新与油气勘探领域突破 [J]. 中国海上油气, 2020, 32(1): 1-12.
ZHOU X H. Geological understanding and innovation in Xihu Sag and breakthroughs in oil and gas exploration[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(1): 1-12.
- [2] 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 Y Z, ZOU W, CHENG Z Y, 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.
- [3] 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 J S, ZHANG G D, LIU Y. 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.
- [4] 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 Z Y, ZHANG Z D, LI S P, 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.
- [5] 王欣, 李峰, 沈娇, 等. 西湖凹陷杭州斜坡带平湖组沉积体系及演化 [J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(4): 57-68.
WANG X, LI F, SHEN J, et al. Evolution of sedimentary system of Pinghu Formation in Hangzhou slope belt, Xihu Sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 57-68.
- [6] 沈文超, 邵龙义, 周倩羽, 等. 西湖凹陷古近系平湖组泥质岩地球化学特征及其地质意义 [J]. 地质学报, 2022, 96(6): 2078-2093.
SHEN W C, SHAO L Y, ZHOU Q Y, et al. Geochemistry of argillaceous rocks of the Eocene Pinghu Formation from Xihu Depression in East China Sea Basin and its geological significance[J]. Acta Geologica Sinica, 96(6): 2078-2093.
- [7] 蒋一鸣, 何新建, 唐贤君, 等. 钓鱼岛隆褶带物质构成及东海西湖凹陷原型盆地东边界再认识 [J]. 地球科学, 2019, 44(3): 773-783.
JIANG Y M, HE X J, TANG X J, et al. Material composition of Diaoyu Islands folded zone and reanalysis of eastern boundary of prototype basin of Xihu Sag in East China Sea[J]. Earth Science, 2019, 44(3): 773-783.
- [8] 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 H, ZOU W, LI N, 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.
- [9] 张宙, 何新建, 唐贤君, 等. 东海盆地西湖凹陷构造圈闭特征及其油气藏类型 [J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(3): 27-35.
ZHANG Z, HE X J, TANG X J, et al. Structural trap characteristics and reservoir types in Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(3): 27-35.
- [10] 李天军, 黄志龙, 郭小波, 等. 东海盆地西湖凹陷平湖斜坡带平湖组煤系原油地球化学特征与油-源精细对比 [J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 432-444.
LI T J, HUANG Z L, GUO X B, et al. Geochemical characteristics of crude oil from coal measure source rocks and fine oil-source correlation in the Pinghu Formation in Pingbei slope belt, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 432-444.
- [11] 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 Y M, DIAO H, ZENG W Q. Coal source rock conditions and hydrocarbon generation model of Pinghu Formation in Xihu Depression, East China Sea Shelf Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2020, 39(3): 30-39.
- [12] 刘英辉, 蔡华, 段冬平, 等. 西湖凹陷平湖地区平湖组海侵体系域潮控三角洲-潮坪沉积特征及模式 [J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(1): 33-40.
LIU Y H, CAI H, DUAN D P, et al. The sedimentary characteristics of tidal delta and tidal flat in transgressive system tract of Pinghu Formation in Pinghu area, Xihu Sag[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(1): 33-40.
- [13] 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 D H, DU X B, LI K, 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 & Experiment, 2022, 44(5): 771-779, 789.
- [14] 陈春峰, 徐东浩, 张银国, 等. 西湖凹陷中北部花港组上段浅水辫状河三角洲发育特征 [J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(10): 39-48.
CHEN C F, XU D H, ZHANG Y G, et al. Shallow braided river delta in the upper Huagang Formation in the central-northern part of Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(10): 39-48.
- [15] 张迎朝, 胡森清, 刘金水, 等. 东海盆地 X 凹陷天然气成藏条件与成藏模式 [J]. 中国海上油气, 2022, 34(1): 27-35.
ZHANG Y Z, HU S Q, LIU J S, et al. Gas accumulation conditions and mode in X Sag of East China Sea Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(1): 27-35.
- [16] 周心怀, 徐国盛, 崔恒远, 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裂缝发育特征与油气成藏关系 [J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(3): 462-475.
- ZHOU X H, XU G S, CUI H Y, et al. Fracture development and hydrocarbon accumulation in tight sandstone reservoirs of the Paleogene Huagang Formation in the central reversal tectonic belt of the Xihu Sag, East China Sea[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 462-475.
- [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 N, XU Z Z, ZHONG R Q, 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] 张武, 邹玮, 侯国伟, 等. 西湖凹陷中部深层甜点气藏发育条件与分布预测 [J]. *中国海上油气*, 2024, 36(5): 83-93.
- ZHANG W, ZOU W, HOU G W, et al. Development conditions and distribution prediction of deep sweet spot gas reservoirs in the middle of Xihu Sag[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(5): 83-93.
- [19] 沈伟锋, 于仲坤, 刁慧, 等. 西湖凹陷热流演化史模拟及成藏意义 [J]. *中国海上油气*, 2020, 32(1): 42-53.
- SHEN W F, YU Z K, DIAO H, et al. Simulation of heat flow evolution history in Xihu Sag and its significance for hydrocarbon accumulation[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2020, 32(1): 42-53.
- [20] 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*, 2019, 31(3): 50-60.
- CHENG X, HOU D J, ZHAO Z, 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.

Formation conditions and hydrocarbon accumulation model of deep low to ultra-low permeability gas reservoirs of Y Structure in Central Anticline Belt, X Sag, East China Sea Shelf Basin

LI Ning, YU Zhongkun, DIAO Hui, WANG Wanli, DING Fei, YU Qing

(Shanghai Branch of CNOOC (China) Ltd., Shanghai 200335, China)

Abstract: Oil and gas exploration has confirmed that the deep low to ultra-low permeability sandstone reservoirs in the central anticline of the X Sag in the East China Sea contain abundant natural gas resources. However, the geological understanding of oil and gas resources in low-permeability to ultra-low permeability reservoirs is not yet deep, which greatly restricted the increases of oil and gas reserves and production in the East China Sea. The Y Structure is the largest inversion anticline structure in the X Sag. Through in-depth analysis on the characteristics of source rocks, reservoir properties, and diagenesis, combined with its thermal burial history, we elucidated the evolution process of low to ultra-low permeability sandstones in the main production layer of the gas reservoir, and clarified the impact factors on the low to ultra-low permeability and the coupling relationship between reservoir diagenesis and reservoir formation. Results show that during the reversal period of the Longjing Movement, the amount of the thickness eroded from the Huagang Formation in the Y Structure exceeded 1 200 m, indicating that the sandstone reservoir of the Huagang Formation experienced the maximum burial depth in history and the highest temperature in 13 Ma, making it easy to form low to ultra-low permeability sandstone reservoirs. According to the degree of densification and evolutionary characteristics of sandstone reservoirs in the research area, three sets of the gas reservoirs were recognized: the H3 sand layer of the Huagang Formation composed of low-permeability gas reservoirs, the H4-H5 reservoir formed while forming ultra-low permeability gas reservoirs, and the H8-H12 reservoir formed first and then ultra-low permeability gas reservoirs. On this basis, combined with the analysis of the process of oil and gas reservoir formation, a reservoir formation model of “two-stage vertical filling in Huagang Formation and adjustment-migration in Longjing Formation” was established in the central anticline belt.

Key words: East China Sea Shelf Basin; X Sag; deep layer; low and ultra-low permeability; formation conditions; accumulation model