

引用本文: 江东辉, 杨鹏程, 程雪彤, 等. 北部湾盆地海中凹陷勘探思路创新及 H3X 井钻后认识[J]. 石油实验地质, 2025, 47(2): 223-234.
DOI: 10.11781/sydz2025020223.

JIANG Donghui, YANG Pengcheng, CHENG Xuotong, et al. Innovative exploration and post-drilling insights from H3X well in Haizhong Sag of Beibuwan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(2): 223-234. DOI: 10.11781/sydz2025020223.

北部湾盆地海中凹陷勘探思路创新及 H3X 井钻后认识

江东辉¹, 杨鹏程¹, 程雪彤¹, 曹倩², 余永琪¹, 牛华伟¹

1. 中国石化 上海海洋油气分公司, 上海 200120;

2. 中国石化 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126

摘要: 北部湾盆地海中凹陷前期历经几十年油气勘探, 一直未取得商业发现, 分析认为受“优质烃源岩不落实, 规模储层发育区不清以及有利成藏区带不明”3 个方面问题的制约。为了实现该地区的勘探突破, 按照盆地分析的思路, 重新开展了关键成藏要素的落实, 基于原型盆地恢复以及“三古”特征明确了海中凹陷发育始新统流沙港组优质烃源岩; 重新厘定了源—汇体系, 发现在湘西南低凸起倾末端的海中陡坡带地貌平缓地区发育三角洲—滩坝有利沉积体系; 按照“近大型导油气断裂带和储层发育区”的勘探思路, 优选了海中陡坡带作为下步勘探的最有利区带。按照该思路部署的 H3X 井取得了高产突破, 证实了海中凹陷为富生烃凹陷, 油气主要来自于流沙港组, 早油晚气, 两期成藏; 证实了海中陡坡带发育三角洲—滩坝砂沉积体系, 滩坝砂虽单层薄但累厚大, 深层储层受裂缝的有效改造物性变好; 进一步明确了海中凹陷陡坡带是湘西探区规模增储的重要方向, 划分为“上部常压构造圈闭”和“下部超压构造—岩性圈闭”2 套成藏系统, 断砂输导的匹配和有效储层的发育是成藏的关键要素, 海三构造高部位是重点扩储方向, 海四构造是首要的突破方向。

关键词: 油气勘探思路; 油气有利区带; 涠洲组; 流沙港组; 海中凹陷; 北部湾盆地

中图分类号: TE132.1

文献标识码: A

DOI: 10.11781/sydz2025020223

Innovative exploration and post-drilling insights from H3X well in Haizhong Sag of Beibuwan Basin

JIANG Donghui¹, YANG Pengcheng¹, CHENG Xuotong¹, CAO Qian², YU Yongqi¹, NIU Huawei¹

1. Shanghai Offshore Oil & Gas Company, SINOPEC, Shanghai 200120, China;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China

Abstract: The Haizhong Sag of the Beibuwan Basin has undergone decades of oil and gas exploration, but no commercial achievements have been made. Previous analysis suggested that this is primarily constrained by three key issues: indefiniteness of high-quality source rocks, unclear large-scale reservoir developing zone, and unknown profitable hydrocarbon accumulation. To achieve exploration breakthroughs in the region, key factors controlling reservoir formation were reexamined and confirmed based on basin analysis methodologies. By reconstructing the prototype basin and analyzing the characteristics of paleobathymetric, paleogeomorphology, and paleo-provenance, the study identified that the Haizhong Sag developed high-quality source rocks of the Eocene Liushagang Formation. The source-to-sink system was redefined, revealing the presence of a favorable delta-beach bar sedimentary system in the relatively flat areas of the steep slope zone of the Haizhong Sag at the distal end of the Weixinan low uplift. Guided by the exploration strategy of exploring reservoirs near major fault zones of hydrocarbon transport and reservoir development areas, the steep slope zone in the Haizhong Sag was selected as the most favorable area for future exploration. The H3X well, deployed based on this strategy, achieved production breakthrough, confirming the Haizhong Sag as a hydrocarbon-rich sag with favorable conditions for dual-source hydrocarbon supply. The oil and gas mainly originated from the deeply buried Liushagang Formation of the Haizhong Sag. Oil formed in early stage and gas formed in late stage, with two periods of accumulation. The study also confirmed that the Haizhong steep

收稿日期 (Received): 2024-11-08; 修订日期 (Revised): 2025-02-13; 出版日期 (Published): 2025-03-28.

作者简介: 江东辉 (1983—), 男, 博士, 高级工程师, 从事海洋石油地质和区域地质研究。E-mail: jiangdonghui.shhy@sinopec.com.

通信作者: 杨鹏程 (1988—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事海洋石油地质研究。E-mail: yangpch.shhy@sinopec.com.

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

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

zone developed a delta-beach bar sand sedimentary system. The single layer of beach-bar sand is thin, but the accumulated thickness is large. The deep reservoirs have been significantly improved by the crack modification with better physical property. Furthermore, it clarified that the steep slope zone in the Haizhong Sag is a critical target for large-scale reserve increase in Weixi area. Two hydrocarbon accumulation systems were identified, including the upper normal-pressure structural traps as well as the lower overpressure structural and lithologic traps. The connections between sand body and fault and the development of effective reservoirs are key elements for accumulation. The high position of the Hai-3 structure is the key target for reserve expansion, while the Hai-4 structure is the priority for new breakthroughs.

Key words: oil and gas exploration strategy; favorable oil and gas accumulation zones; Weizhou Formation; Liushagang Formation; Haizhong Sag; Beibuwan Basin

1 研究概况

H3X 井是 2024 年中国石化部署在北部湾盆地海中凹陷北部陡坡带的 1 口风险探井,该井在涠洲组钻获近百米油气层,其中涠三段上部裸眼测试获油 738 m³/d、气 28×10⁴ m³/d 的高产,创海中凹陷油气日产最高记录。H3X 井的重大突破,证实了海中凹陷具备持续勘探的资源潜力,也为进一步扩大中石化涠洲油田产建规模奠定了资源基础。

北部湾盆地为新生代陆内裂谷盆地,总面积 2.2×10⁴ km²,以企西隆起为界,可划分为北部坳陷和南部坳陷,其中北部坳陷自南向北依次划分为海中凹陷、涠西南低凸起、涠西南凹陷和乐民凹陷 4 个二级构造单元^[1](图 1a)。研究区自北向南,横跨涠西南凹陷 D 洼、涠西南低凸起倾末端以及海中凹陷的主体。涠西南凹陷 D 洼可进一步划分为 D 洼西部陡坡带、D 洼北部断阶带、D 洼北部张扭带和 D 洼东部斜坡带;海中凹陷进一步划分为

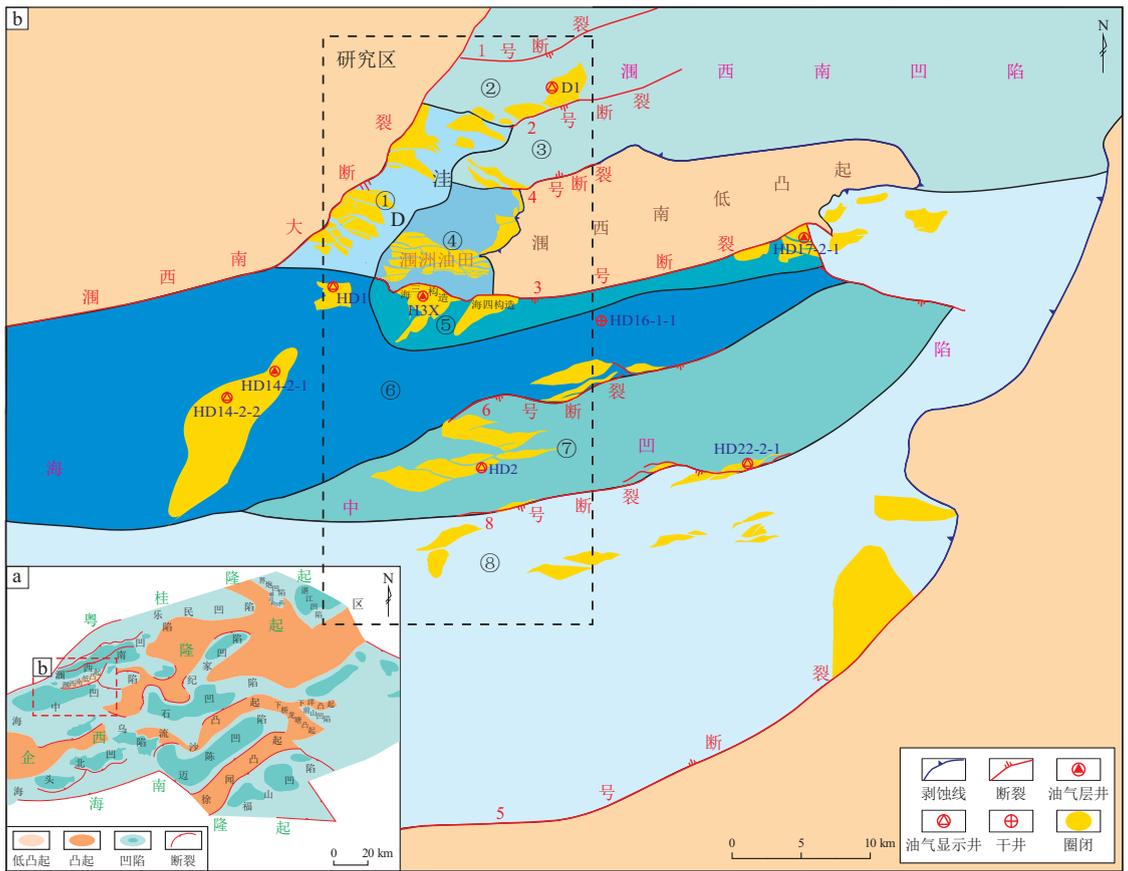


图 1 北部湾盆地构造分区(a)及北部坳陷涠洲组构造区划(b)

据参考文献[1,2],有修改。

- ①D 洼西部陡坡带;②D 洼北部断阶带;③D 洼北部张扭带;④D 洼东部斜坡带;⑤海中北部陡坡带;⑥海中中部洼槽带;
- ⑦海中南部斜坡内带;⑧海中南部斜坡外带。

Fig.1 Structural division of Beibuwan Basin (a) and structural zoning of Weizhou Formation in northern depression (b)

海中北部陡坡带、海中中部洼槽带、海中南部斜坡内带和海中南部斜坡外带(图 1b)。

北部拗陷新生代构造演化主要经历了断陷和拗陷两大阶段,古近纪是主要的断陷期,又分为古新世断陷 I 幕、始新世断陷 II 幕和渐新世断陷 III 幕;受区域构造应力影响拉张方向呈顺时针变化,从古新世 NE—SW 向拉张逐步过渡到始新世 NNW—SSE 向拉张,再到渐新世 SN 向拉张,渐新世末受南海运动影响挤压抬升剥蚀,海中凹陷为近 EW 向展布,为“厚流沙港组、厚涠洲组型”结构^[2-3]。新近纪盆地进入拗陷阶段,受东沙运动的影响发生了左行走滑压扭,在海中凹陷中部洼槽带可见明显的挤压构造。北部拗陷自下而上发育古新统长流组、始新统流沙港组、渐新统涠洲组、中新统下洋组、角尾组、灯楼角组、上新统望楼港组和第

四系,形成了流沙港组、涠洲组、中新统多套储盖组合;海中凹陷埋深较大,主要勘探目的层为渐新统涠洲组(图 2)。

海中凹陷前期共有钻井 10 口,仅在中部洼槽带发现了 HD14-2 含油气反转构造,证实了凹陷具备基本的成藏条件,但后续评价效果不佳,海中凹陷未有商业发现^[4]。分析认为,海中凹陷的勘探主要面临 3 方面的问题:一是主洼(东洼和西洼)目前无井钻遇流沙港组优质烃源岩,海中凹陷是否为富生烃凹陷认识不清,制约了持续勘探的信心;二是中部洼槽带和北部陡坡带已钻井显示涠洲组缺砂,规模储集体发育区不明;三是已钻井效果差,成藏富集因素和有利区带认识不清,突破方向不明确。针对上述 3 个问题,利用新的井、震和分析化验资料,攻关富生烃凹陷判别、有利沉积体系

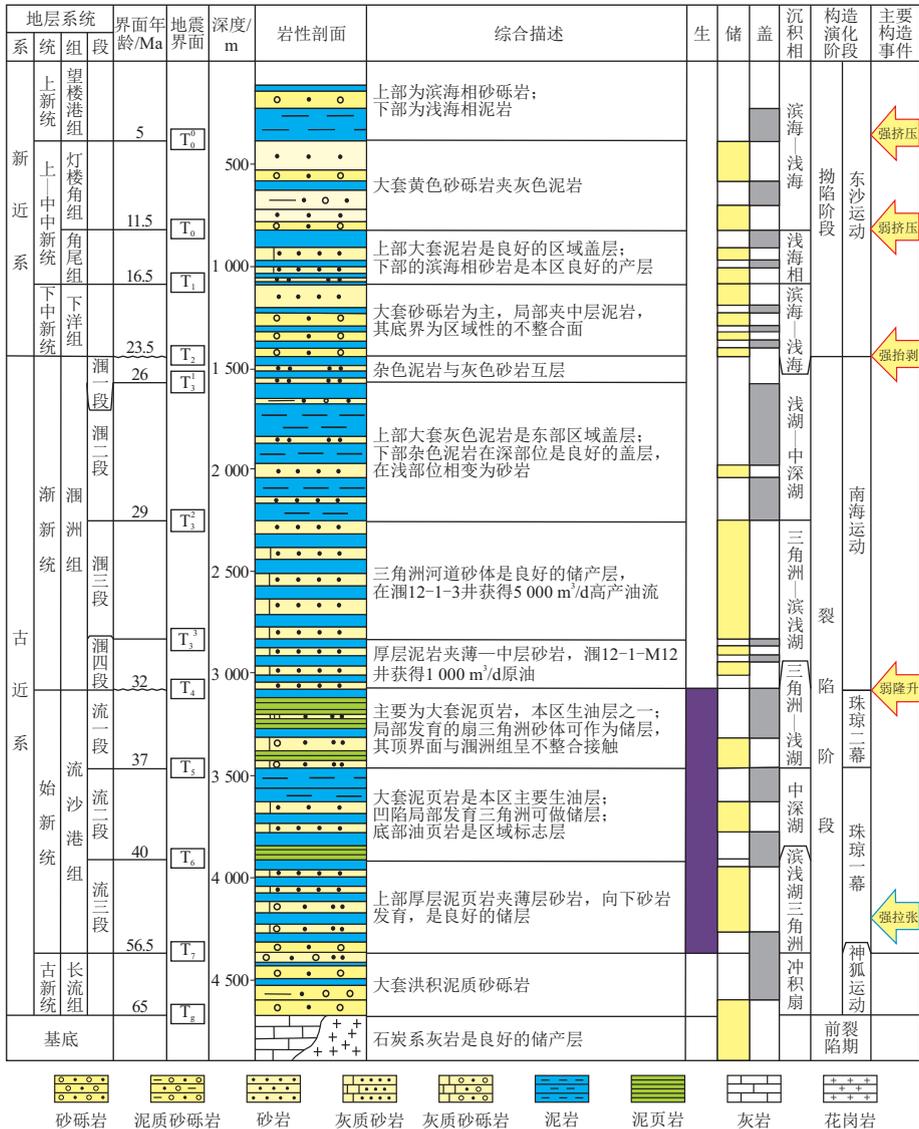


图 2 北部湾盆地北部拗陷地层综合柱状图

Fig.2 Comprehensive stratigraphic column of northern depression of Beibuwan Basin

分布和成藏富集因素分析,形成了海中凹陷勘探评价理论和技术体系,优选海中陡坡带为最有利成藏区带部署了 H3X 井,验证了钻前认识,并获得了高产突破。

2 海中凹陷勘探思路创新

2.1 明确海中凹陷为富烃凹陷

前人研究认为涠西南凹陷 D 洼为涠西南凹陷的边缘次洼,已钻井证实发育流沙港组优质烃源岩,但对于海中凹陷是否发育流沙港组烃源岩一直存在争议^[5-8]。本次研究重建了始新世凹陷原型结构,结合基于“三古”特征的优质烃源岩判识,提出“始新世北部拗陷发育统一湖盆、原涠西南凹陷 D 洼为海中凹陷北部次洼”的新认识,明确了海中凹陷发育流沙港组优质烃源岩。

2.1.1 原型盆地分析

通过区域构造演化分析,明确了流沙港组沉积期为断陷强烈发育阶段,流沙港组沉积后区域隆升,形成了 T_4 不整合面,利用二、三维地震资料对北部拗陷该界面的剥蚀厚度进行了恢复,最终得到了流沙港组的原始沉积厚度。结果显示,流沙港组原始厚度整体上呈现“中间厚、南北薄”的格局,具有涠西南凹陷、海中凹陷 2 个沉积中心(图 3),且

二者在始新世整体连通,为统一湖盆。按照前期构造格局的认识,海中凹陷内部发育西洼和东洼 2 个次洼,涠西南凹陷内部发育 A 洼、B 洼、C 洼和 D 洼 4 个次洼,二者的分界为涠西南低凸起。本次研究发现,涠西南低凸起在流沙港组沉积时期为水下低凸起,并未完全分割海中凹陷和涠西南凹陷,二者弱分割的位置位于探区北部张扭带,原涠西南凹陷 D 洼应隶属于海中凹陷,为海中北洼。由于海中北洼流沙港组优质烃源岩得到了证实,推测海中凹陷主洼(东洼和西洼)同样发育优质烃源岩,且烃源岩厚度、埋深更大,潜力也更大。

2.1.2 基于“三古”特征的优质烃源岩判识

一个凹陷能否成为富油凹陷,其核心为是否发育优质烃源岩^[9]。对于湖相优质烃源的判识,通常是利用古地貌、沉积相和地震相进行定性判断,但预测精度往往较低。前人研究表明,古环境、古水深和古沉积速率是优质烃源岩判识的重要参考指标^[9-10]。本次研究采集了海中凹陷北洼 4 口井 34 个岩屑、16 个岩心数据,通过与涠西南主洼的对比分析^[11],建立了基于微量元素的“三古”富生烃凹陷定量判识标准(表 1),明确了海中凹陷同样为富烃凹陷。

从古环境来看,通常优质烃源岩主要形成于偏还原的环境中, $V/(V+Ni)$ 、 Cu/Zn 参数能反映水体氧化/还原条件, $V/(V+Ni)$ 比值大于 0.6 代表还原环境。涠西南凹陷与海中凹陷北洼该比值都在 0.68~0.78 左右,表明水体为较还原环境且具有一致性。 Cu/Zn 同样可以指示沉积环境,通常认为 Cu/Zn 比值小于 0.21 代表还原环境。统计分析认为,海中凹陷 Cu/Zn 比值为 0.23~0.32,表明为弱还原—还原沉积环境(表 1)。

从古水深来看, Zr/Al 比值可以判断古水深,通过对涠西南凹陷的统计,当 Zr/Al 大于 20×10^{-4} 时,代表了深水沉积环境。海中凹陷 Zr/Al 比值介于 $(15 \sim 42) \times 10^{-4}$ 之间,平均值为 29×10^{-4} ,表明海中凹陷流沙港组沉积期水体较深,具备优质烃源岩发育条件(表 1)。

从古沉积速率来看,涠西南凹陷 A 洼、B 洼及

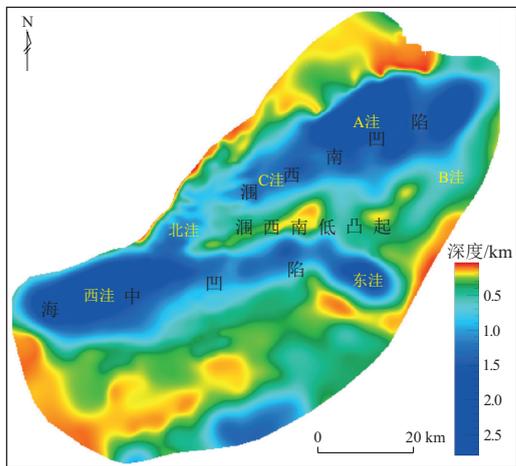


图 3 北部湾盆地北部拗陷流沙港组沉积期盆地原型

Fig.3 Basin prototype of Liushagang Formation during sedimentary periods in northern depression of Beibuwan Basin

表 1 北部湾盆地边缘富生烃凹陷定量判识标准

Table 1 Quantitative identification criteria for hydrocarbon-rich sags around Beibuwan Basin margins

古环境	指标参数		古水深	指标参数 (Zr/Al)/ 10^{-4}	有机质发育条件	指标参数 古沉降速率/(m/Ma)
	$V/(V+Ni)$	Cu/Zn				
氧化环境	<0.46	>0.35	浅水	<20	有机质保存不利	<70
弱还原环境	0.46~0.60	0.21~0.35	深水	>20	有机质保存有利	>70
还原环境	>0.60	<0.21				

海中凹陷西洼流沙港组沉积中心的沉积速率(地层厚度/沉积时间)分别为 184.2、157.9、166.7 m/Ma,可见涠西南凹陷主洼与海中凹陷主洼沉降速率基本一致。另外,海中北洼与涠西南 C 洼沉积中心沉积速率均在 70 m/Ma 左右,均证实了优质烃源岩的发育,推测沉降速率更大的海中主洼也具备发育优质烃源岩的基础条件。

2.2 海中凹陷涠洲组发育三角洲—滩坝沉积

已钻井表明,除海中凹陷南部斜坡带涠洲组砂体发育程度较高外,中部洼槽带和北部陡坡带普遍含砂率低,海中陡坡带是否存在规模储集体是勘探成败的关键。本次研究进一步厘定了源—汇体系,明确了位于涠西南低凸起倾末端的海中陡坡带地貌平缓,发育三角洲—滩坝沉积体系,具有规模储集体发育条件。

2.2.1 物源体系

研究认为北部坳陷主要存在三大物源^[12],即西部万山隆起物源、东部企西隆起物源(含涠西南低凸起)和南部企西隆起物源。重矿物研究表明^[12],西部万山隆起物源以锆石、赤褐铁矿、白钛矿组合为主,受涠西南大断裂影响,物源影响范围小;南部企西隆起物源以赤铁矿含量高为特征,物源向海中南部斜坡带推进较远,HD17-2-1 和 HD16-1-1 井证实了来自南部企西隆起物源;东部企西隆起物源(含涠西南低凸起)以石榴石为主,物源沿低凸起向西部供源,涠洲油田钻井证实其主要来自东部物源体系。分析三大物源特点,认为海中陡坡带主要受东部企西隆起物源的影响,其与涠洲油田一断之隔,且由于涠西南低凸起自东向西倾

伏,沉积体系类型可能存在差异,东部陡坡背景下可发育扇三角洲,向西逐渐过渡为三角洲和滩坝砂沉积体系。

2.2.2 沉积体系类型及分布

通过井—震结合在海中凹陷开展高精度层序地层划分,涠洲组划分三级层序 6 个,划分四级层序(体系域) 13 个,分析认为涠洲组有 SQ4-TST、SQ5-TST、SQ5-HST、SQ6-LST+TST、SQ8-TST 共 5 个体系域砂体相对发育。在高精度层序地层格架下,精细开展了源—汇特征分析及沉积体系空间配置研究。对于涠二段 SQ8-TST,地震剖面识别出明显 U 型水道,推测发育东部企西隆起物源的三角洲沉积体系(图 4a,图 5a)。对于涠三段 SQ6-LST,其是涠洲油田主要富砂层段,在海中陡坡带识别了海四构造古沟谷,沿物源方向识别出明显前积反射的三角洲砂体,多套主力砂体纵向叠置^[13];而对于海三构造,位于古沟谷侧翼,地貌相对平缓,地貌以杂乱反射为主,推测发育滩坝沉积体系(图 4b,图 5b-c)。研究认为,海中陡坡带倾末端主要发育东部企西隆起物源影响的三角洲—滩坝砂沉积体系,已钻井大多位于三角洲或滩坝体系侧缘,陡坡带具备规模储层的发育条件。

2.3 优选海中陡坡带为最有利区带

从已钻井来看,海中凹陷仅洼槽带 HD14-2-1 井取得了油气突破,其余钻井效果不佳。通过典型井解剖和关键成藏要素分析,进一步明确了海中凹陷储层和输导体系是油气成藏富集的关键,提出“近大型导油气断裂带和储层发育区”的勘探思路;提出海中陡坡带位于生烃中心,三角洲—滩坝

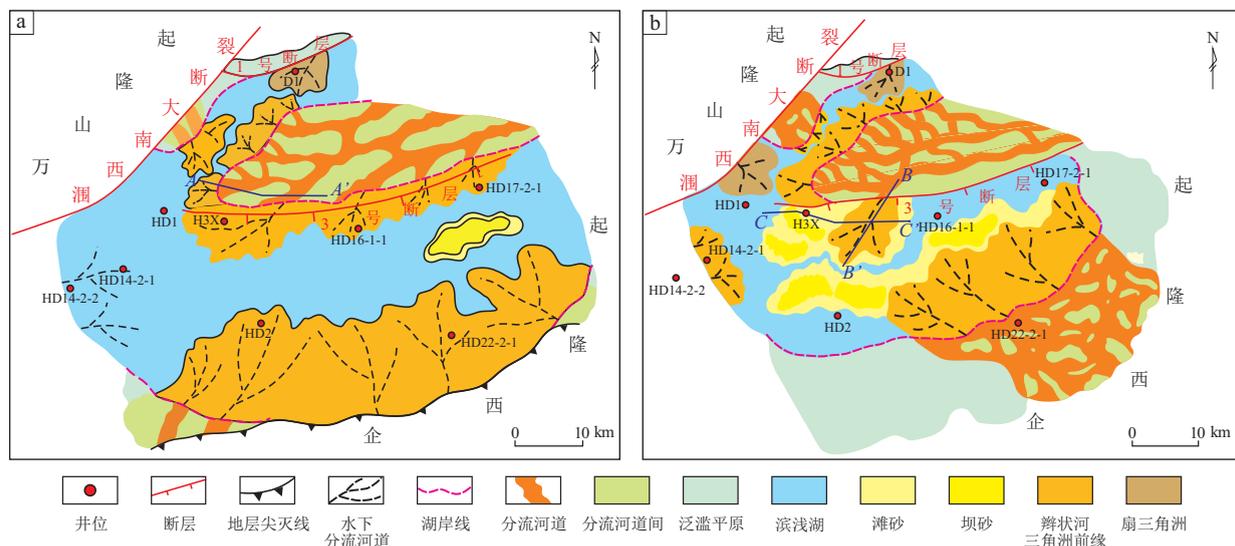


图 4 北部湾盆地北部坳陷涠二段 SQ8-TST(a)、涠三段 SQ6-LST(b) 沉积相

Fig.4 Sedimentary facies of Wei-2 member SQ8-TST (a) and Wei-3 member SQ6-LST (b) in northern depression of Beibuwan Basin

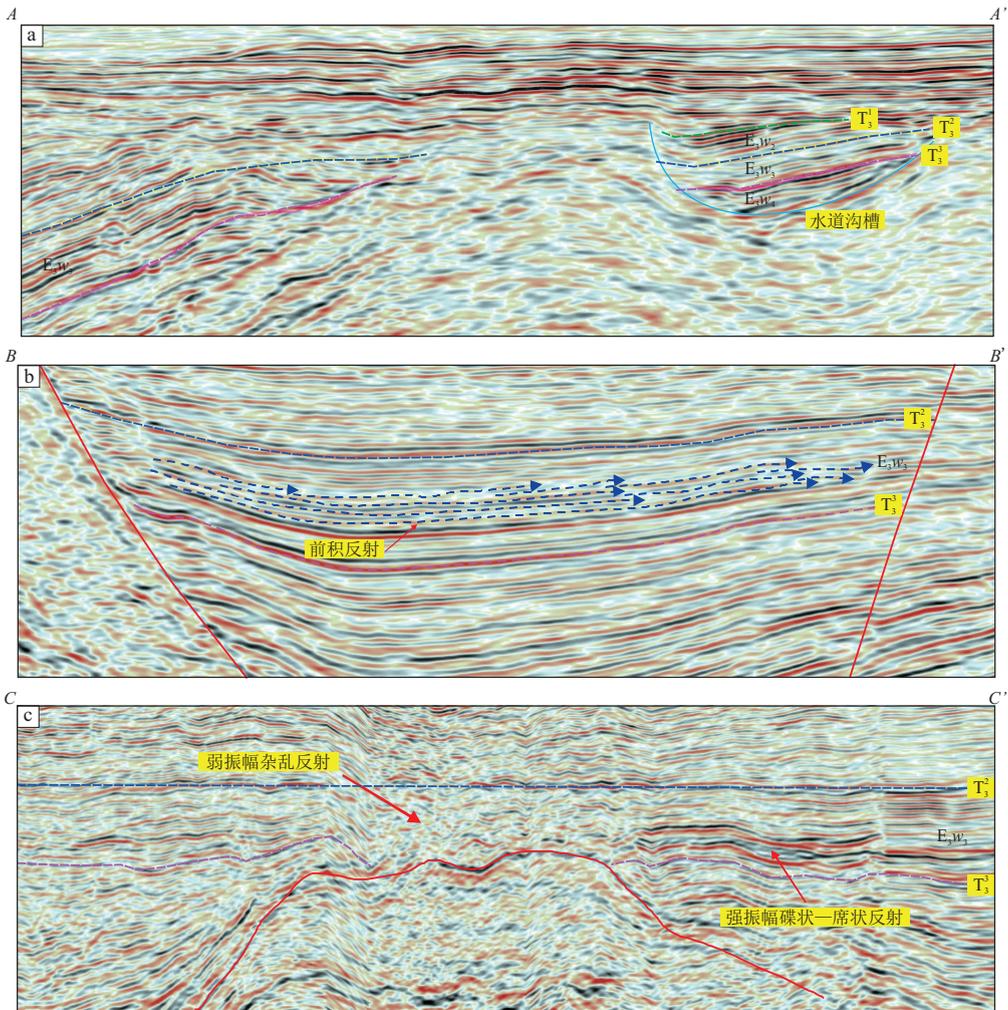


图 5 北部湾盆地海中凹陷地震反射特征
剖面位置见图 4。

Fig.5 Seismic reflection features of Haizhong Sag in Beibuwan Basin

砂储层发育,且 3 号断裂带垂向输导好,是最有利的突破区带。

2.3.1 典型井解剖

对海中凹陷洼槽带、斜坡带和陡坡带等不同区带的典型钻井进行解剖,明确了储层和输导体系是海中凹陷成藏的关键要素。洼槽带已钻 HD14-2-1 井、HD14-2-2 井和海 1 井,其中 HD14-2-1 井部署在 HD14-2 反转构造的高部位,全井见 110 m/39 层油气显示,涠二段综合解释气层 7.4 m/2 层,涠二段测试日产气 $42 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、油 11 m^3 、水 80 m^3 ,但圈闭充满度较低。分析认为,HD14-2 反转构造形成时间晚(10.4 Ma),错过了渐新世生油高峰期(16.5~10.4 Ma),而在中新世生气高峰期,发育涠洲组近千米的偏泥地层,油气垂向运移困难,导致充满程度低,断一砂垂向输导是富集的关键。南部斜坡外带已钻井包括 HD22-2-1 等 5 口井,钻井显示涠洲组储层较为发育,但未见好的油气显示,

分析认为失利的主要原因是远离生烃中心,缺乏输导体系。南部斜坡带仅有一口钻井——海 2 井,分析认为该井涠洲组砂体不发育,缺乏侧向输导体系是失利的主要原因。北部陡坡带东部有 HD17-2-1 井,该井见油气显示 36 m/8 层,荧光 2 m/1 层,但涠洲组砂体为三角洲前缘远端相带,且由于埋深较大为特低孔、特低渗储层,因此该井未成藏富集的原因主要是储层差。

2.3.2 关键成藏要素分析

构造演化分析表明,北部坳陷渐新世沉积中心自北向南逐渐迁移至海中凹陷,受 3 号断裂的控制,海中凹陷沉积了厚层的涠洲组,地层结构为“厚流沙港组、厚涠洲组型”。较之于涠西南凹陷,巨厚涠洲组的发育对海中凹陷油气成藏产生了深远的影响。一是海中凹陷烃源岩演化程度明显高于涠西南凹陷,分析表明海中凹陷渐新世末达到生油高峰,中新世以来开始生气,海中凹陷具有持续

生烃、早油晚气的特征,圈—源匹配非常关键;二是海中凹陷在巨厚涠洲组盖层控制下,油气垂向运移相对困难,大量的油气在深层富集成藏,形成了原生气藏,要在涠洲组寻找次生气藏,必然要寻找垂向油源断裂发育的强输导区;三是海中凹陷埋深较大,涠洲组能否形成物性较好的有效储层,决定了成藏的规模。通过关键成藏要素分析,认为断裂输导和储层是海中凹陷成藏的关键,勘探有利方向应靠近大型导油气断裂发育区以及物源充足的沉积相带。

2.3.3 有利区带优选

综合已钻井解剖和关键成藏要素分析,提出寻找“近大型导油气断裂带和储层发育区”的勘探思路,并开展区带评价优选工作。综合分析认为,海中凹陷北部陡坡带临近海中生烃中心,涠洲组发育三角洲—滩坝规模储集体,发育3号及伴生断裂组成的高效输导体系,并且圈闭具有定型早、时空匹配好的特点,各种成藏关键要素匹配最好,评价优选为最有利的突破区带(图6)。2024年在北部陡坡带海三构造上部署实施了H3X井,取得了重大突破。

3 H3X井钻后关键成藏要素再认识

3.1 证实海中凹陷富烃、油气两期成藏

3.1.1 烃源岩评价

H3X井虽未钻揭流沙港组优质烃源岩,但从

揭示的涠洲组三、四段煤系烃源岩来看,整体有机质丰度不高,因此推测海中凹陷发育流沙港组主力和涠洲组次要2套烃源岩层系,具有双源供烃的有利条件。海中北洼钻井证实,流沙港组是一套高丰度(平均TOC含量大于2.0%)、I—II₁型的烃源岩^[14-15],整体处于成熟—高熟(R_o 为1.3%~2.0%)阶段,生烃中心位于海中西洼和北洼,最厚1000m;H3X井临近生烃中心,流沙港组厚度400m,生烃强度 $(16\sim32)\times 10^6$ t/km²。钻井实测数据揭示,涠洲组是一套低丰度(平均TOC含量为0.6%)、II₂—III型、低熟—成熟(R_o 为0.67%~1.07%)烃源岩,有效烃源岩主要分布在海中凹陷中部,厚度200~650m;H3X井临近生烃中心,钻遇涠洲组暗色泥岩650m,其最大生烃强度为 5×10^6 t/km²。因此,海三井区生烃条件优越。

3.1.2 油气源对比

钻井揭示,H3X井和涠洲油田在流体性质方面存在差异。H3X井涠三段见挥发油,涠四段见凝析油气;涠洲油田则主要为轻质油。油气源分析表明,H3X井与涠洲油田整体同源,主要来自于流沙港组烃源岩,流体性质的差异主要反映了油气成熟度的不同。从原油生物标志物特征来看,H3X井原油正构烷烃组分均表现为“前峰型”,且Pr/Ph相似,与已证实来自流沙港组烃源岩供烃的涠洲油田原油特征一致^[16-17];同时也发现,H3X井涠四段

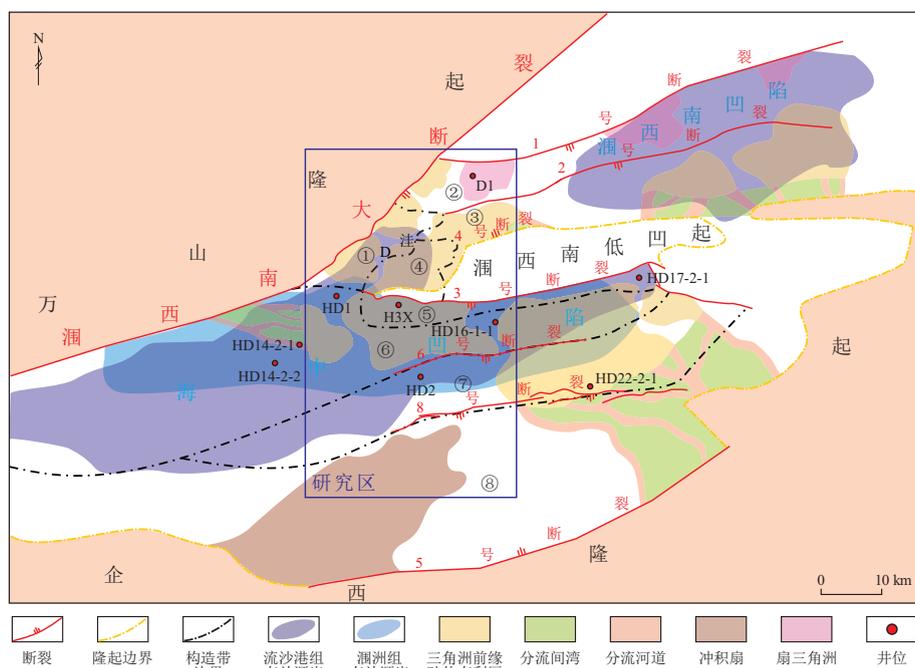


图6 北部湾盆地北部坳陷涠洲组油气成藏有利区带划分

①D洼西部陡坡带II₂类;②D洼北部断阶带II₂类;③D洼北部张扭带II₂类;④D洼东部斜坡带I类;⑤海中凹陷北部陡坡带II₁类;⑥海中凹陷中部洼槽带II₂类;⑦海中凹陷南部斜坡内带II₂类;⑧海中凹陷南部斜坡外带III类。

Fig.6 Favorable oil and gas accumulation zones in Weizhou Formation in northern depression of Beibuwan Basin

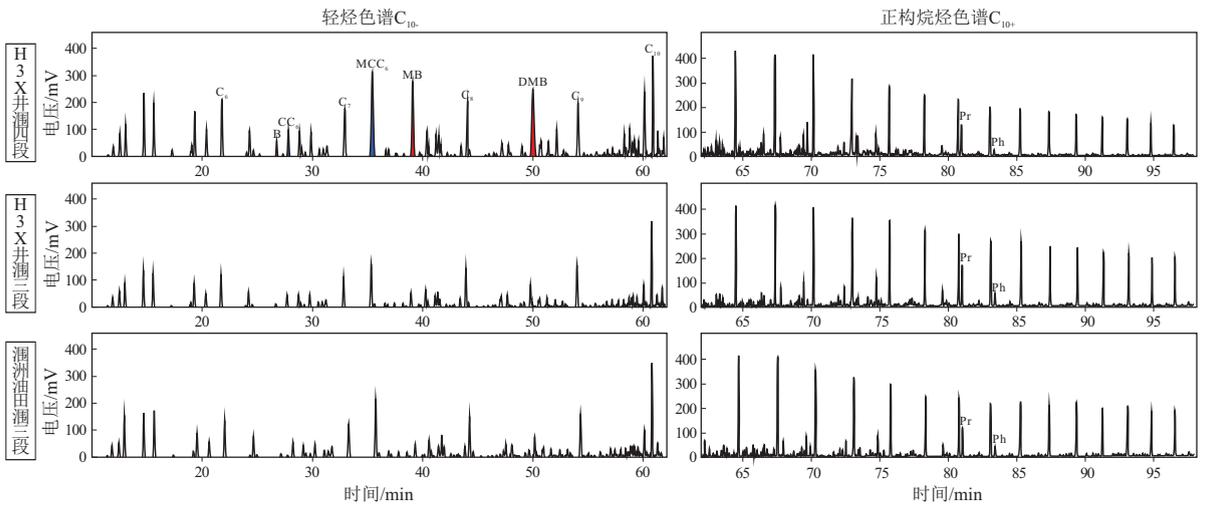


图 7 北部湾盆地 H3X 井、涠洲油田原油全烃色谱对比

Fig.7 Comparison of total hydrocarbon chromatograms of crude oil from H3X well and Weizhou Oilfield, Beibuwan Basin

凝析油轻烃组分中含有较高丰度的环烷烃和芳烃,推测也有Ⅱ₂—Ⅲ型涠洲组烃源岩的贡献(图 7)。从天然气特征来看,H3X 井和涠洲油田乙烷碳同位素为-31.82‰~29.87‰,表明均以油型气为主,推测均来自于流沙港组烃源岩;天然气成熟度计算显示,海中凹陷油气成熟度(0.89%~1.24%)高于涠洲油田(0.84%~0.85%),说明 H3X 井油气主要来自于埋深更大的海中凹陷流沙港组,也验证了海中凹陷发育流沙港组湖相优质烃源岩的认识。

3.1.3 油气成藏期次

从烃源岩演化史来看,海中凹陷烃源岩具有“渐新世末生油、中新世以来生气,两期成藏”的特征。盆地模拟表明,H3X 井流沙港组主力烃源岩于渐新世晚期进入生油高峰,中新世以来处于生凝析油气—湿气阶段;涠四段烃源岩于中新世早—中

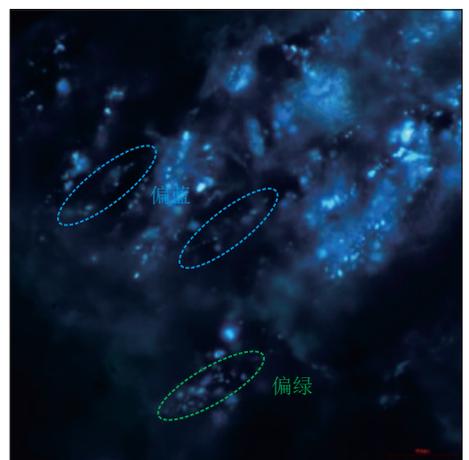
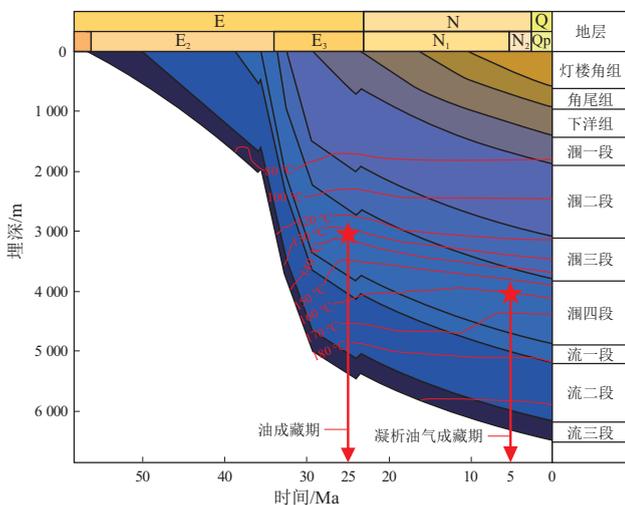
期进入低熟少量生油气阶段,中新世晚期以来进入生气阶段。

从油气充注史来看,H3X 井流体包裹体和埋藏史分析证实了海中凹陷两期成藏特征。H3X 井流体包裹体检测表明,切穿石英颗粒的裂隙体内发育黄绿色和蓝色(高气液比)两类荧光烃类包裹体,其荧光光谱分析成熟度不同,均一温度不同,同期盐水包裹体均一温度分别为 130~140 ℃和 160~170 ℃;结合烃源岩埋藏史分析表明存在两期成藏过程,分别为渐新世晚期(油)和中新世晚期(凝析油气)(图 8)。

3.2 证实海中陡坡带发育三角洲—滩坝沉积体系

3.2.1 沉积特征

H3X 井揭示涠二段—涠四段储层较发育,其中涠二段主要为三角洲沉积环境,厚砂岩相对发



H3X 井, 4 227.4 m, 涠四段, 黄绿—蓝色两种包裹体

图 8 北部湾盆地 H3X 井埋藏史恢复及流体包裹体照片

Fig.8 Burial history reconstruction and fluid inclusion photo of H3X well, Beibuwan Basin

育;涸三段、涸四段发育滩坝沉积体系,虽然滩坝砂厚度薄(单层小于5 m),但累计厚度大,共发育约306 m滩坝砂体。H3X井涸二段岩性主要为中厚砂岩与泥岩互层,多见煤线;伽马曲线呈现箱型、钟型、低矮钟型、指型,正旋回为主;地震相特征为强振幅碟状—席状反射,具有明显的前积现象,为三角洲平原分流河道沉积。涸三段、涸四段的岩性主要为薄层砂岩与泥岩互层,伽马曲线主要为指型、低矮漏斗型,少见钟型,逆旋回和复合旋回为主。涸三段取心见典型的砂纹层理、风暴沉积等特征,生物化石、生物扰动现象明显;涸四段岩心较破碎,底部、顶部砂岩比较纯净,磨圆、分选好,具有生物扰动现象,反映涸三段、涸四段沉积期处于浅水动荡的沉积环境(图9);地震反射为弱振幅杂乱反射—强振幅碟状—席状反射变化特征,结合测井相及岩心相确定涸三段、涸四段为滨浅湖滩坝砂沉积,印证了钻前对海中凹陷沉积体系的认识。

3.2.2 储层物性特征

储层物性分析显示,H3X井涸三段储层整体为低孔—低渗,涸四段整体为特低孔—特低渗储层,裂缝的发育使储层物性得到了有效改善。从岩石学特征来看,27个岩心样品分析数据揭示涸三段为岩屑砂岩,涸四段为岩屑石英砂岩,填隙物主要是黏土和方解石,岩石分选中等—好,岩性为粉砂—细砂,磨圆主要为次棱—次圆,结构成熟度较高。从测井解释和岩心实测结果来看,涸三段有效储层孔隙度为10%~20%,中值14.4%;渗透率为

$(1\sim 50)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,中值 $8.9\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,为低孔—低渗储层。涸四段有效储层孔隙度小于15%,中值7.2%;渗透率为 $(0.1\sim 10)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,中值 $0.6\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,为特低孔—特低渗储层。

从孔隙特征来看,H3X井涸三段、涸四段储集空间类型为基质孔隙和微裂缝,基质孔隙类型主要为原生粒间孔、溶蚀粒间孔、铸膜孔、溶蚀粒内孔;微裂缝类型主要为构造微裂缝、基质微裂缝(图10a-b)。岩心中见到多期复交切关系的裂缝,受构造应力作用及成岩作用的影响,储层构造微裂缝及成岩收缩缝较为发育(图10c-d);岩心分析证实微裂缝可以有效改善储层物性,裂缝带渗透率最大可达 $10\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 。另外,全岩分析表明,整体上涸三段、涸四段具备方解石和长石等可供溶蚀的物质基础,镜下可见较多的长石被溶解为高岭石的现象(图10e-f),这为储层的改善提供了有利条件。

3.3 明确海中凹陷涸洲组两套压力成藏系统

3.3.1 上部常压成藏系统

H3X井涸一段—涸二上段为上部常压成藏系统,储层为涸二段三角洲平原分流河道厚砂岩,井上见细砂岩及含砾细砂岩共165 m/21层,单层最厚可达23 m;盖层为涸一段区域盖层,厚度250~450 m,泥地比0.8~0.92,储盖条件优越,以构造圈闭为主。钻井揭示,该井自2385 m开始出现气测异常,测井解释油层4.0 m/2层,全烃最大31.33%,气测异常45.15 m/5层,证实H3X井涸二段已经成藏,但整体充满度较低(50%)。分析认为上部

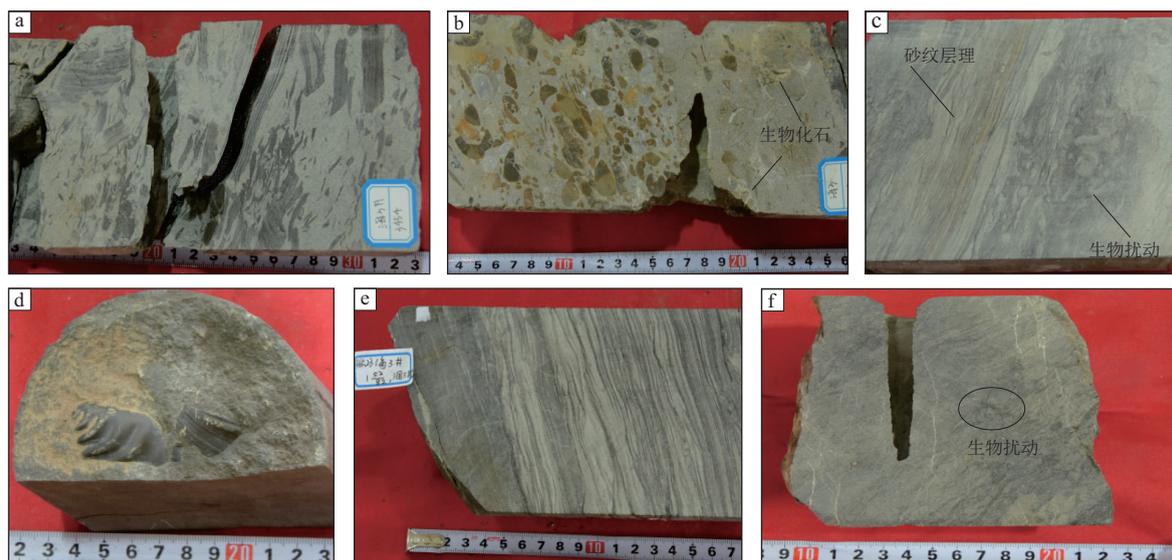


图9 北部湾盆地H3X井典型沉积现象岩心照片

a.3 453.9 m,涸三段,风暴沉积,泥岩碎屑;b.3 455.0 m,涸三段,砾质滩坝,富含生物化石;c.3 460.31 m,涸三段,砂纹层理;d.3 462.70 m,涸三段,生物化石;e.3 465.23 m,涸三段,波状层理;f.4 225.54 m,涸四段,生物扰动。

Fig.9 Core photos of typical sedimentary features from H3X well, Beibuwan Basin

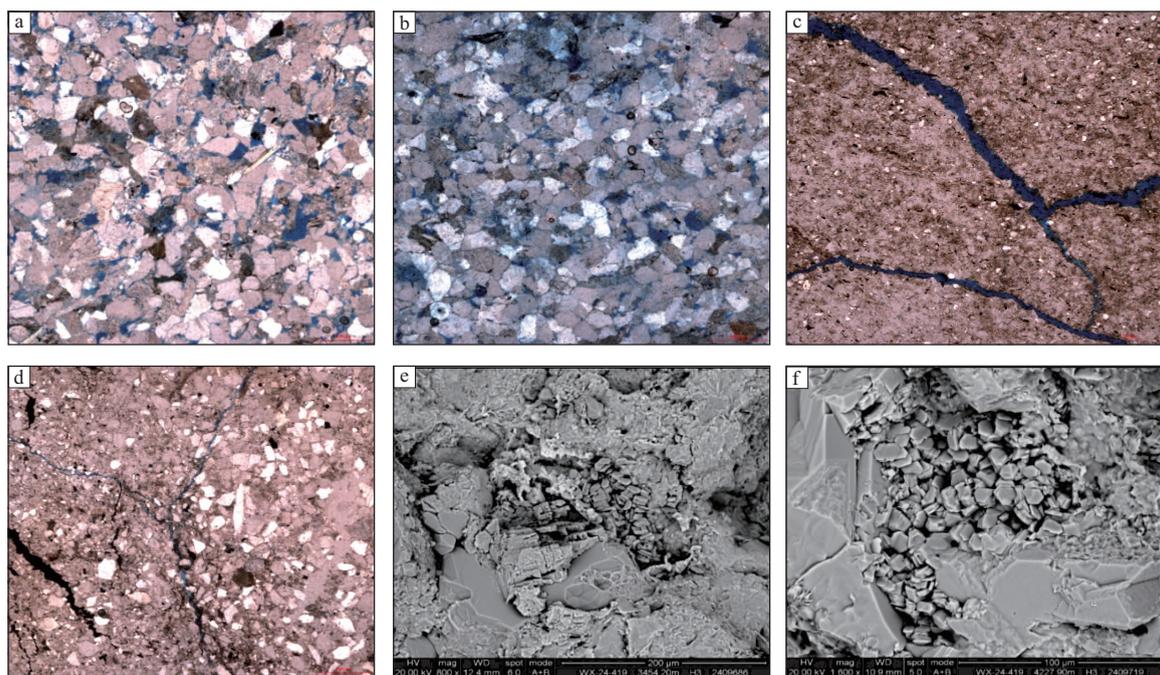


图 10 北部湾盆地 H3X 井储集空间类型及成岩作用照片

a.3 454.12 m, 涪三段, 粒间孔、粒内溶孔、铸膜孔、微裂缝; b.3 455.42 m, 涪三段, 构造裂缝及成岩收缩缝; c.3 455.42 m, 涪三段, 构造裂缝; d.4 225.12 m, 涪四段, 构造裂缝; e.3 454.20 m, 涪三段, 长石溶蚀, 高岭石充填式胶结; f.4 227.90 m, 涪四段, 高岭石充填式胶结。

Fig.10 Photos of storage space types and diagenetic processes in H3X well, Beibuwan Basin

常压成藏系统储层发育, 构造圈闭面积较大, 但涪二段储集层距离烃源岩较远, 通源断裂的垂向输导能力直接决定了油气富集的程度。海三构造内主要油源断裂包括 3 号断裂、Fh2-1、Fh2-4 断层以及 Fh2-2 断层, 断裂向上大部分断至涪一段, 但自下至上断裂活动速率逐渐减弱, 导致涪二段整体充满度降低, 推测油气在构造圈闭的高部位更加富集。

3.3.2 下部超压成藏系统

H3X 井涪三段、涪四段为下部超压成藏系统, 储层为滩坝砂岩薄储层, 厚度在 0.4~8.5 m 之间; 盖层为涪二下段区域盖层, 厚度 275~525 m, 泥地比 0.9~1.0; 压力方面涪三上段压力系数为 1.09, 涪四段为 1.52, 整体为一套封闭性较好的超压含油气系统; 圈闭类型以构造—岩性和岩性圈闭为主。钻井揭示涪三段和涪四段充满程度高, 未见油气水边界。分析认为, 涪四段紧邻下部流沙港组主力生烃层系, 而自身也有一定的供烃能力, 具有油气近源捕获成藏的良好条件(图 11); 同时, 由于储层已经趋于致密, 裂缝的发育有效改善了滩坝砂体的储集能力, 结合超压和较高的气油比, 是油气富集高产的重要因素。

4 下步勘探方向

H3X 井钻探成功证实了海中凹陷北部陡坡带

是涪西探区规模增储的重要方向, 该区带发育涪洲组多层系构造、构造—岩性圈闭, 砂体纵向叠置, 3 号通源断裂及次级断裂的发育提供了优质输导条件, 下一步需向构造高部位证实含油气高度以及落实低部位的岩性圈闭; 中部洼槽带晚期凹中反转背斜, 断裂发育, 圈源时间匹配性是成藏的关键因素, 需寻找圈源匹配好的继承性区带; 海中斜坡内带和外带主要发育反向断层控制的断鼻和断块圈闭, 有效烃源岩分布在控凹大断裂根部, 在斜坡近源继承构造寻找断砂匹配的高效输导体系是寻求突破的关键。

根据 H3X 井已钻遇的两套含油气系统的成藏主控因素, 对海中凹陷北部陡坡带优选海三、海四 2 个有利区进行评价。涪二段上部常压含油气系统内主要发育构造圈闭, 其中海三构造内部被 NW—SE 向和 NEE—SW 两组断层复杂化, 发育多个局部断块, 构造高部位是有利扩储方向; 海四构造为一整装的断鼻构造, 构造高点位于北侧, 主要依靠 3 号断裂输导和裂缝垂向输导, 构造高点也较为有利。下部超压含油气系统内发育多种构造、构造—岩性复合圈闭, 结合 H3X 井滩坝相砂体特征、地震相特征和储层预测成果, 海三、海四构造涪三段、涪四段落实多层纵向叠置的岩性圈闭, 圈闭北侧边界受 3 号断裂控制, 其他方向边界为岩性尖灭

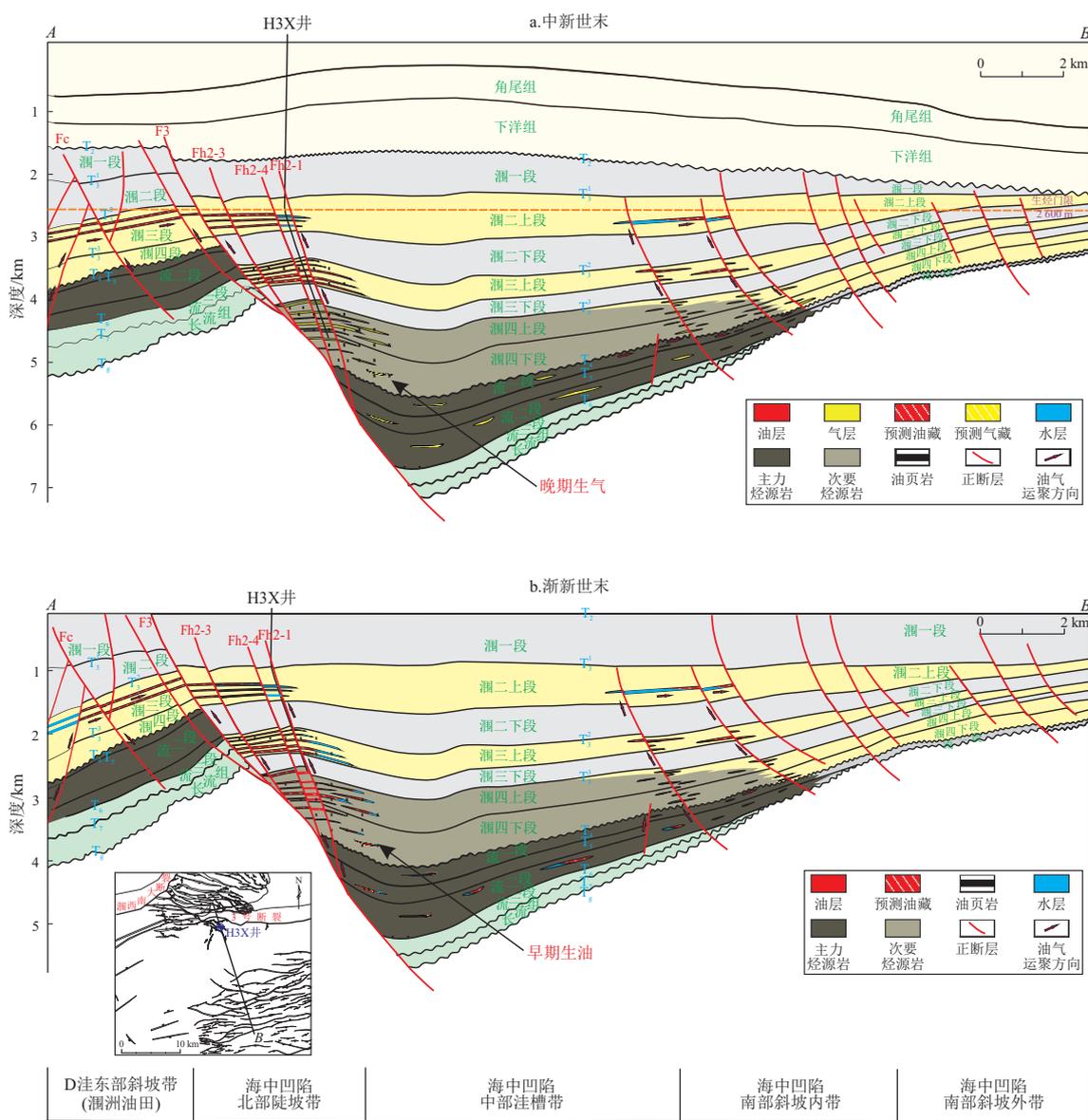


图 11 北部湾盆地海中凹陷油气动态成藏模式

Fig.11 Dynamic oil and gas accumulation model of Haizhong Sag, Beibuwan Basin

线。综合考虑圈闭规模以及成藏主控因素,海三构造圈闭类型丰富,主要控藏要素落实,是海中北部陡坡带重点扩储方向,下一步应当分步实施、整体探明构造,构造—岩性圈闭的含油气程度;相邻的海四构造三角洲河道砂体发育,3号断裂活动剧烈,为首要的突破方向。

5 结论

(1) 针对海中凹陷整体探明程度低、无规模突破的现状,强化烃源、储层和成藏认识,提出“近大型导油气断裂带和储层发育区”的勘探思路,优选海中陡坡带为最有利成藏区带,按照该思路部署的 H3X 井取得了高产突破。

(2) H3X 井钻后证实海中凹陷为富生烃凹陷,

油气两期成藏,早油晚气;海中陡坡带三角洲—滩坝砂沉积体系发育,且深层受裂缝改造发育优质储层;涠洲组具有“上部常压构造”和“下部超压构造—岩性”两套成藏系统。

(3) 海中凹陷北部陡坡带发育涠洲组多类型圈闭,下一步需向构造高部位证实含油气高度以及落实低部位的岩性圈闭,其中海三构造是海中凹陷北部陡坡带重点扩储方向,海四构造为首要的突破方向;海中凹陷中部洼槽带需寻找圈源匹配好的继承性区带;海中凹陷南部斜坡内带和外带需要在斜坡近源继承构造寻找断砂匹配的高效输导体系。

利益冲突声明/Conflict of Interests

作者曹倩是本刊主办单位员工,牛华伟是本刊编委会成员,均未参与本文的同行评审或决策。

Author CAO Qian is an employee of the sponsor of this journal. Author NIU Huawei is an Editorial Board Member of this journal. Neither of them took part in peer review or decision making of this article.

作者贡献/Authors' Contributions

江东辉提出论文思路并完成初稿;杨鹏程、程雪彤、曹倩完成研究方法和技术手段设计,参与论文修改和校稿;余永琪完成数据整理和图件绘制;牛华伟参与论文修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

JIANG Donghui conceived the paper and wrote the initial draft. YANG Pengcheng, CHENG Xuotong, and CAO Qian designed the research methods and technical approaches, and participated in revising and proofreading the manuscript. YU Yongqi processed the data and drew the figures. NIU Huawei participated in revising the manuscript. All authors have read the final version of the paper and consented to its submission.

参考文献:

- [1] 徐长贵,邓勇,范彩伟,等.北部湾盆地涠西南凹陷页岩油地质特征与资源潜力[J].中国海上油气,2022,34(5):1-12.
XU Changgui, DENG Yong, FAN Caiwei, et al. Geological characteristics and resource potential of shale oil in Weixinan Sag of Beibu Gulf Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(5): 1-12.
- [2] 李春荣,张功成,梁建设,等.北部湾盆地断裂构造特征及其对油气的控制作用[J].石油学报,2012,33(2):195-203.
LI Chunrong, ZHANG Gongcheng, LIANG Jianshe, et al. Characteristics of fault structure and its control on hydrocarbons in the Beibuwan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 195-203.
- [3] 张佰涛,唐金炎,王文军,等.北部湾盆地北部坳陷构造:沉积特征及其演化[J].海洋石油,2014,34(2):7-12.
ZHANG Baitao, TANG Jinyan, WANG Wenjun, et al. Characteristics of tectonic sedimentary evolution in northern depression of Beibuwan Basin[J]. Offshore Oil, 2014, 34(2): 7-12.
- [4] 杨彩虹,江东辉,周兴海,等.北部湾盆地海中凹陷成藏关键要素及成藏模式[J].海洋石油,2023,43(4):41-45.
YANG Caihong, JIANG Donghui, ZHOU Xinghai, et al. Key factors and mode of hydrocarbon accumulation of Haizhong Sag in Beibu Gulf Basin[J]. Offshore Oil, 2023, 43(4): 41-45.
- [5] 魏春光,何雨丹,耿长波,等.北部湾盆地北部坳陷新生代断裂发育过程研究[J].大地构造与成矿学,2008,32(1):28-35.
WEI Chunguang, HE Yudan, GENG Changbo, et al. Faulting mechanism in northern depression of the Beibuwan Basin, China[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2008, 32(1): 28-35.
- [6] 李友川,兰蕾,王柯,等.北部湾盆地流沙港组湖相烃源岩的差异[J].石油学报,2019,40(12):1451-1459.
LI Youchuan, LAN Lei, WANG Ke, et al. Differences in lacustrine source rocks of Liushagang Formation in the Beibuwan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1451-1459.
- [7] 罗威,谢金有,刘新宇,等.北部湾盆地海中凹陷古近纪古气候研究[J].微体古生物学报,2013,30(3):288-296.
LUO Wei, XIE Jinyou, LIU Xinyu, et al. The study of Paleogene climate in the Haizhong Depression, Beibuwan Basin, northern South China Sea[J]. Acta Micropalaeontologica Sinica, 2013, 30(3): 288-296.
- [8] 姚天星,屈红军,黄苏卫,等.北部湾盆地海中凹陷流二段沉积体系及沉积模式[J].海洋地质前沿,2023,39(11):50-62.
YAO Tianxing, QU Hongjun, HUANG Suwei, et al. Sedimentary system and depositional model of the second member of the Liushagang Formation in Haizhong Sag in Beibuwan Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2023, 39(11): 50-62.
- [9] 米立军,张功成,刘志峰,等.中国近海富油凹陷湖相优质烃源岩发育机制[J].石油学报,2023,44(3):405-419.
MI Lijun, ZHANG Gongcheng, LIU Zhifeng, et al. Discussion on the development mechanism of lacustrine high-quality source rocks in oil-rich sags in offshore China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(3): 405-419.
- [10] 黄侠超,钟瀚霆,曹海洋,等.北部湾盆地始新世古环境演化及沉积学意义[J].成都理工大学学报(自然科学版),2024,51(2):193-209.
HUANG Xiachao, ZHONG Hanting, CAO Haiyang, et al. Paleoenvironmental evolution and sedimentological significance of the Beibuwan Basin in the Eocene[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2024, 51(2): 193-209.
- [11] 曹磊.北部湾盆地流二段烃源岩的有机质富集机理及发育模式[D].北京:中国石油大学,2021.
CAO Lei. Organic matter enrichment mechanism and development model of source rocks in the 2nd member of Liushagang Formation in Beibuwan Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2021.
- [12] 刘圣.北部湾盆地涠西南凹陷多级次源—汇系统及控储研究[D].武汉:中国地质大学,2023.
LIU Sheng. Multi-level source-to-sink system and reservoir-control study of the Weixinan Sag in the Beibuwan Basin[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2023.
- [13] 胡德胜,孙文钊,满晓,等.北部湾盆地涠西南凹陷涠洲组断裂—岩性复合圈闭发育模式与勘探实践[J].石油实验地质,2024,46(2):215-227.
HU Desheng, SUN Wenzhao, MAN Xiao, et al. Development model and exploration practice of fault-lithologic composite traps in Oligocene Weizhou Formation, Weixinan Sag, Beibuwan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(2): 215-227.
- [14] 杨鹏程,余学兵,张传运.涠西南凹陷 D 次回流二段优质烃源岩特征[J].海洋石油,2017,37(1):1-6.
YANG Pengcheng, YU Xuebing, ZHANG Chuanyun. Characteristics of high-quality source rock in member Liu-2 of D Sub-sag in Weixinan Sag[J]. Offshore Oil, 2017, 37(1): 1-6.
- [15] 刘峰,黄苏卫,张传运,等.海中凹陷涠洲组烃源岩特征及潜力分析[J].海洋石油,2022,42(2):1-6.
LIU Feng, HUANG Suwei, ZHANG Chuanyun, et al. Characteristics and potential analysis of source rocks of Weizhou Formation in Haizhong Sag[J]. Offshore Oil, 2022, 42(2): 1-6.
- [16] 周刚,胡德胜,游君君,等.北部湾盆地涠西南凹陷天然气地球化学特征及来源探讨[J].天然气地球科学,2024,35(11):1923-1934.
ZHOU Gang, HU Desheng, YOU Junjun, et al. Geochemical characteristics and sources of natural gas in the Weixi'nan Sag, Beibuwan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(11): 1923-1934.
- [17] 张传运,潘璐,黄苏卫.涠洲油田油气地球化学特征及成因类型探讨[J].海洋石油,2018,38(4):9-16.
ZHANG Chuanyun, PAN Lu, HUANG Suwei. Geochemical characteristics and genetic type of the oils in Weizhou Oilfield[J]. Offshore Oil, 2018, 38(4): 9-16.