

北部湾盆地海中凹陷北部陡坡带勘探重大突破及 油气富集成藏主控因素

张尚虎¹, 杨鹏程², 江东辉², 黄建军¹, 周兴海², 黄苏卫², 张百涛², 程雪彤², 余永琪²

(1. 中国石化上海海洋油气分公司, 上海 200120; 2. 中国石化上海海洋油气分公司 勘探开发研究院, 上海 200120)

摘要:北部湾盆地海中凹陷40余年油气勘探未获实质突破,而部署的海3斜井和海301井成功在该凹陷获得重大油气勘探发现。为了明确海中陡坡带油气富集成藏主控因素,利用最新资料深化研究了烃源层、储层、输导体系和超压与富集成藏的关系。研究结果表明:①海中凹陷流沙港组深湖相优质烃源岩广泛发育。估算海中凹陷资源量达 2.5×10^8 t油当量,具备持续油气勘探的资源潜力。②发育规模优质滩坝砂储层。海中北部陡坡带滩坝砂体呈“纵向叠置、横向连片”特征,相对粗粒的滩坝砂储层杂基含量低、溶蚀作用强,且受裂缝改造,物性可达到中孔和中-低渗的水平。③发育断-缝网络高效立体输导体系。3号断层、伴生断层和裂缝构成了立体输导网络,断裂主活动期与烃源岩主排烃期相匹配,保障了油气的高效充注。④优质烃源岩广泛发育是成藏的资源基础,规模优质滩坝砂储层的发育是富集成藏的前提条件,超压断-缝网络高效立体输导体系是富集成藏的关键因素,超压环境下油气强动力充注有利于油气富集成藏。

关键词:滩坝沉积;断层输导;超压成藏;富集成藏因素;资源潜力;海中凹陷;北部湾盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Major exploration breakthroughs and main controlling factors of hydrocarbon accumulation and enrichment in the northern steep slope zone of the Haizhong Sag, Beibuwan Basin

ZHANG Shanghu¹, YANG Pengcheng², JIANG Donghui², HUANG Jianjun¹, ZHOU Xinghai², HUANG Suwei²,
ZHANG Baitao², CHENG Xuotong², YU Yongqi²

(1. Shanghai Offshore Petroleum Company, SINOPEC, Shanghai 200120, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Shanghai Offshore Oil and Gas Company, SINOPEC, Shanghai 200120, China)

Abstract: Despite over 40 years of hydrocarbon exploration in the Haizhong Sag of the Beibuwan Basin, no substantial breakthroughs had been achieved until the successful drilling of two exploration wells: inclined well Hai 3 and well Hai 301. To determine the major factors controlling hydrocarbon accumulation and enrichment in the northern steep slope zone of the Haizhong sag (also referred to as the Haizhong steep slope zone), we thoroughly investigate the relationships of hydrocarbon accumulation and enrichment with source rocks, reservoirs, hydrocarbon transport, and overpressure using the latest available data. The results indicate that high-quality source rocks of deep lacustrine facies are widely developed in the Liushagang Formation, Haizhong Sag, with hydrocarbon resources estimated at 2.5×10^8 t of oil equivalent, demonstrating great potential for sustained exploration. Large-scale, high-quality beach-bar sandstone reservoirs occur within the Haizhong steep slope zone, where beach-bar sand bodies exhibit vertical superimposition and lateral contiguous distribution. Among these, beach-bar sandstone reservoirs with relatively coarse grains show low matrix content and strong dissolution and have undergone fracturing modification, thereby featuring medium porosity and medium-low permeability. The slope zone contains an efficient three-dimensional fault-fracture transport system

收稿日期:2025-08-12;修回日期:2025-11-17。

第一作者简介:张尚虎(1978—),男,高级工程师,油气地质。E-mail: zhangshanghu.shhy@sinopec.com。

通信作者简介:杨鹏程(1988—),男,高级工程师,油气地质。E-mail: yangpch.shhy@sinopec.com。

基金项目:中国石化集团公司科技项目(P25121, P23245)。

consisting of the No. 3 fault and its associated faults, as well as fractures. The major active period of these faults aligns with the peak hydrocarbon expulsion of source rocks, ensuring efficient hydrocarbon charging. The extensive development of high-quality source rocks provides a resource foundation for hydrocarbon accumulation in the Haizhong steep slope zone. Regarding the hydrocarbon enrichment in this zone, the occurrence of large-scale high-quality beach-bar sandstone reservoirs serves as a prerequisite, while the presence of an efficient overpressured fault-fracture transport system is identified as a key factor. Additionally, hydrocarbon charging under strong driving forces in an overpressure environment creates favorable conditions for hydrocarbon accumulation and enrichment.

Key words: beach dam deposition, fault conduction, overpressure accumulation, accumulation enrichment factors, resource potential, Haizhong sag, Beibuwan Basin

引用格式:张尚虎,杨鹏程,江东辉,等. 北部湾盆地海中凹陷北部陡坡带勘探重大突破及油气富集成藏主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 441-459. DOI: 10. 11743/ogg20260206.

ZHANG Shanghu, YANG Pengcheng, JIANG Donghui, et al. Major exploration breakthroughs and main controlling factors of hydrocarbon accumulation and enrichment in the northern steep slope zone of the Haizhong Sag, Beibuwan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 441-459. DOI: 10. 11743/ogg20260206.

1 区域地质背景和前期勘探概况

1.1 区域地质背景

北部湾盆地位于南海北部,为新生代陆内裂谷盆地。盆地内自北向南依次为北部坳陷、中部隆起和南部坳陷3个一级构造单元,其中北部坳陷又进一步划分为乐民凹陷、涠西南凹陷、涠西南低凸起和海中凹陷4个二级构造单元^[1]。海中凹陷整体呈现NE走向,西部以涠西南大断裂南段为边界与万山隆起相邻,北部以3号断层为边界与涠西南低凸起相接,东部和南部则与企西隆起相连。海中凹陷整体为“北断南超”的箕状断陷结构,其地层沉积主要受涠西南大断裂南段和3号断层控制^[2]。根据构造特征差异,可将该凹陷划分为北部陡坡带、中部洼槽带、南部斜坡内带和斜坡外带4个构造区带^[3]。研究区主要位于海中陡坡带中部(图1)。

北部湾盆地新生代构造演化可划分为古近纪断陷和新近纪拗陷两大阶段^[4]。受区域构造应力场演化的控制,海中凹陷的构造演化表现出一定的独特性^[5]。在古新世初始裂陷期,拉张主应力方向为NW-SE向,此时北部坳陷长流组沉降中心位于涠西南大断裂北段下降盘,海中凹陷控沉积作用尚不明显。至始新世强烈断陷期,拉张主应力方向转变为NNW-SSE向,1号断裂和涠西南大断裂南段共同控制了流沙港组深湖相沉积,为凹陷油气资源奠定了重要物质基础。进入渐新世断拗转换期,区域拉张应力方向转变为NS向,3号断层控制涠洲组的沉降中心,沉积了巨厚的涠洲组地层,发育多套

储-盖组合,成为重要的油气成藏期。新近纪以来,盆地整体进入海相拗陷期,中中新世东沙运动导致左行走滑压扭,在海中凹陷形成了NNE向的反转背斜,构造最终定型,对油气运移、聚集和成藏起到了积极促进作用。

1.2 前期勘探概况

海中凹陷的油气勘探始于20世纪60年代的盆地普查阶段^[6],期间开展了地震和重磁等地球物理勘查工作。自1983年起,该区进入国内外合作勘探阶段,法国道达尔和日本出光等公司钻探了涠16-1-1井和涠23-3-1井等多口钻井,虽均未获得工业性突破,但初步明确了海中凹陷的地质结构。1991年后,勘探转为国内自营,先后实施了涠14-2-1井、涠14-2-2井和涠17-2-1井等钻井。其中,涠14-2-1井测试获日产气量 $42 \times 10^4 \text{ m}^3$,首次证实海中凹陷发育有效烃源岩。然而,由于油气来源尚存争议、资源规模认识不清,加之后续钻井效果不佳,勘探工作未能进一步展开。

中国石化于2003年获得海中凹陷部分区域的探矿权,先后钻探海1井和海2井,仅见零星油气显示。初步分析认为,储层条件和有利输导体系是成藏关键因素。2019年以来,进入“中-中”(中国石化-中国海油)合作阶段,系统梳理和分析前期已钻井资料,识别出制约该区勘探突破的3个关键问题^[7]:①海中凹陷是否发育流沙港组深湖相优质烃源岩及其资源规模尚未明确;②除南部斜坡外带外,区内已钻井普遍揭示储层不发育,优质储层分布规律不清;③成藏条件匹配差,不同构造区带的成藏主控因素认识不明,严重制约海中凹陷油气突破和规模发现。

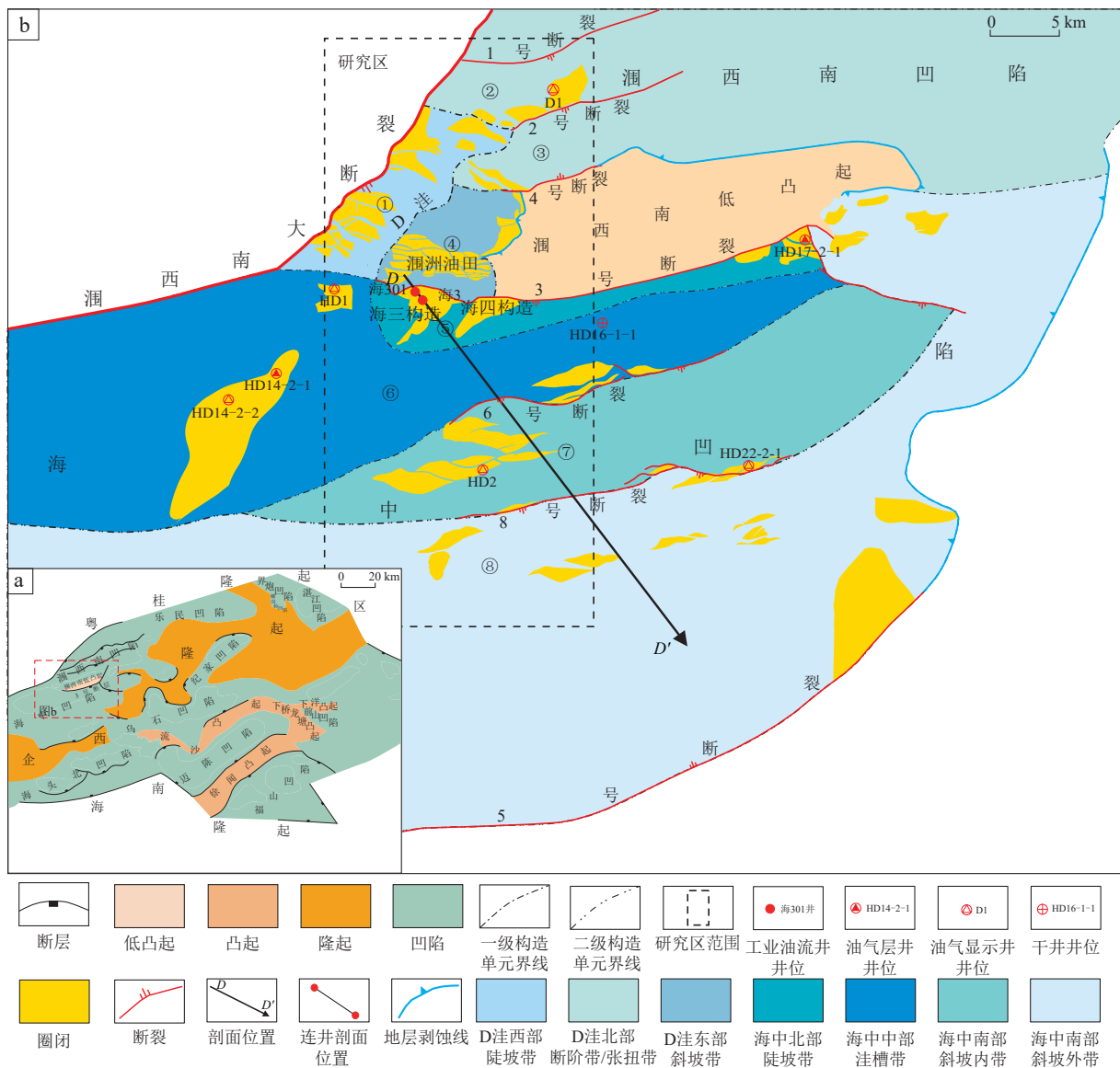


图1 北部湾盆地北部坳陷构造区划(据参考文献[1,3]修改)

Fig. 1 Structural division map of the Northern Depression, Beibuwan Basin (modified after references [1, 3])

a. 北部湾盆地构造区划; b. 北部湾盆地北部坳陷区带划分

①D注西部陡坡带; ②D注北部断阶带; ③D注北部张扭带; ④D注东部斜坡带; ⑤海中北部陡坡带; ⑥海中中部注槽带; ⑦海中南部斜坡内带; ⑧海中南部斜坡外带

2 北部陡坡带勘探重大突破

针对海中凹陷长期存在的勘探瓶颈问题,研究团队开展了新一轮评价和攻关,全面深化成盆、成烃和成藏研究工作。研究聚焦“烃源、储层和成藏匹配”3大关键问题,认为海中凹陷流沙港组具有深湖相优质烃源岩发育的有利条件;涠西南低凸起西侧倾末端涠洲组具备规模储层发育的源-汇体系;近源和油气输导是海中凹陷油气成藏的关键因素。

基于上述认识,提出海中北部陡坡带具有“深注优

质烃源供烃-涠洲组规模储层成储-大型油源断裂输导-晚期整体保存”的有利成藏条件,将其确定为最有利的勘探突破区带。在优选有利区带基础上,利用最新采集的海底节点地震(OBN)资料,进一步落实有利目标,并开展地球物理预测,形成了海中凹陷勘探评价思路 and 关键技术,在海三构造优先部署了海3斜井(图2),成功推动海中凹陷重大勘探突破。

2024年,海3斜井钻获重要油气发现。该井在千米井段内钻遇薄层滩坝砂体累计厚度达596.0 m,其中油气层总厚度达118.0 m,单层厚度为1.0~8.5 m。涠(涠洲组)三段储层孔隙度为5.0%~17.5%,渗透率

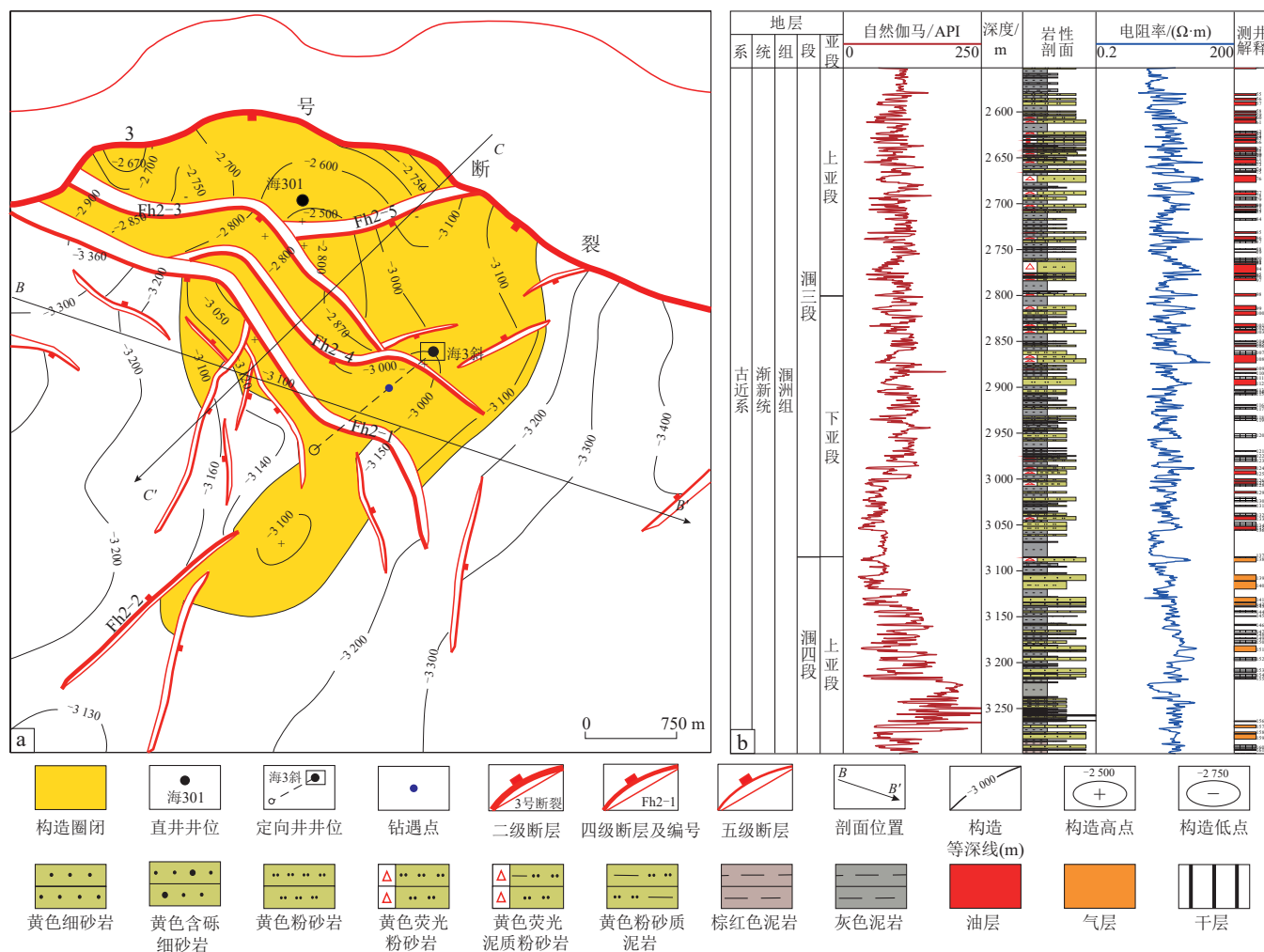


图2 北部湾盆地海中陡坡带海三构造涪三段顶面构造(a)及海301井地层综合柱状图(b)

Fig. 2 Structural map of the top of the 3rd member of the Weizhou Formation (a) and stratigraphic column of well Hai 301 (b) in the Hai-3 structure, Haizhong steep slope zone, Beibuwan Basin

为 $(0.27 \sim 29.24) \times 10^{-3} \mu m^2$,为低孔-低渗储层;在直径19.05 mm油嘴条件下,该层段测试获日产油量738.0 m³、日产气量 $28.0 \times 10^4 m^3$ (折合油当量1018.0 m³),流体性质为挥发油。涪四段有效储层孔隙度为3.0%~10.5%,渗透率为 $(0.05 \sim 2.54) \times 10^{-3} \mu m^2$,为特低孔-特低渗储层;在直径12.7 mm油嘴条件下,该层段测试获日产油量76 m³、日产气量 $5.1 \times 10^4 m^3$ (折合气当量 $12.7 \times 10^4 m^3$),流体性质为凝析气层。

海3斜井不仅是北部陡坡带的第一口油气发现井,更是海中凹陷首口突破井和商业油气流井,意义重大。为进一步验证成藏认识,后续于海三构造高部位部署的评价井海301井再获良好油气显示:全井钻获油气层累计厚度近200 m,涪三段上部测试获日产折合油当量1108 m³的高产油气流。该成果证实了海中陡坡带具备持续勘探的潜力,也为进一步扩大中国石化涪洲油田产能建设规模奠定了资源基础。

同时,海中凹陷陡坡带油气勘探的重大突破也对新区勘探决策带来了重要启示:①在资源潜力确定的基础上要坚定信心部署风险探井;②复杂断块探井的设计要首选定向井,实现纵向多层兼探,增加勘探成功的可能性;③高品质地震资料对海域油气勘探至关重要。

3 油气富集高产主控因素与成藏模式

3.1 流沙港组深湖相优质烃源岩大量成烃

海中凹陷虽已有钻井10余口,但受钻井位置和深度的限制,均未钻遇流沙港组深湖相烃源岩。早期涪14-2-1井油气源分析认为其油气主要来源于涪洲组煤系烃源岩^[8],海中凹陷是否发育流沙港组优质烃源岩这一关键问题一直悬而未决^[9-10]。

3.1.1 流沙港组优质烃源岩发育背景

为明确海中凹陷烃源发育情况和资源潜力,首先开展了原型盆地分析。研究认为,在流沙港组烃源岩沉积时期,NEE走向的1号断裂和涠西南大断裂南段共同控制了北部坳陷沉降中心,形成了涠西南凹陷主洼和海中凹陷西洼2个烃源岩发育中心。此时,涠西南凹陷和海中凹陷为弱连通的统一湖盆(图3)。研究区内原“涠西南D洼”实际应归属于“海中北洼”^[7]。在涠西南凹陷和海中北洼已证实发育深湖相烃源岩并具备资源潜力的基础上^[11],推测海中凹陷同样发育流沙港组深湖相优质烃源岩,且烃源岩具有分布面积广、埋藏深度大的特点。

同时,研究还通过深化流沙港组地震相特征分析,发现海中凹陷和涠西南凹陷流(流沙港组)二段均呈现“中-低频、弱连续、中等振幅反射”的深湖相泥岩反射特征,内部夹有“低频、连续、强振幅反射”的油页岩反射特征,推测海中凹陷发育流沙港组优质烃源岩(图4)。

3.1.2 海中北部陡坡带油-气-源对比

受勘探程度限制,海中凹陷发育流沙港组深湖相优质烃源岩的推断一直无法证实。本研究新增了海中陡坡带油气分析测试资料,为这一推断提供了有力的

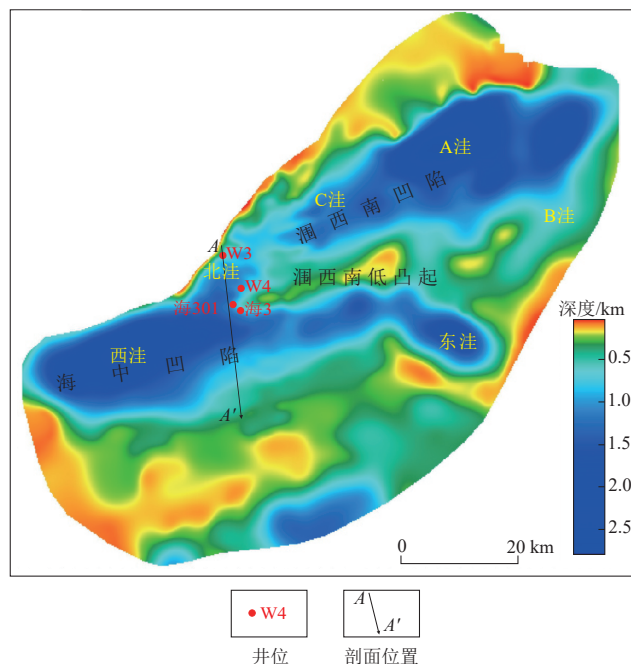


图3 北部湾盆地北部坳陷流沙港组沉积期盆地原型
(据参考文献[7]修改)

Fig. 3 Basin prototype of the Beibuwan Basin during the deposition of the Liushagang Formation in the Northern Depression
(modified after reference [7])

间接证据。

海中陡坡带已钻井揭示的油气性质较为复杂,包括

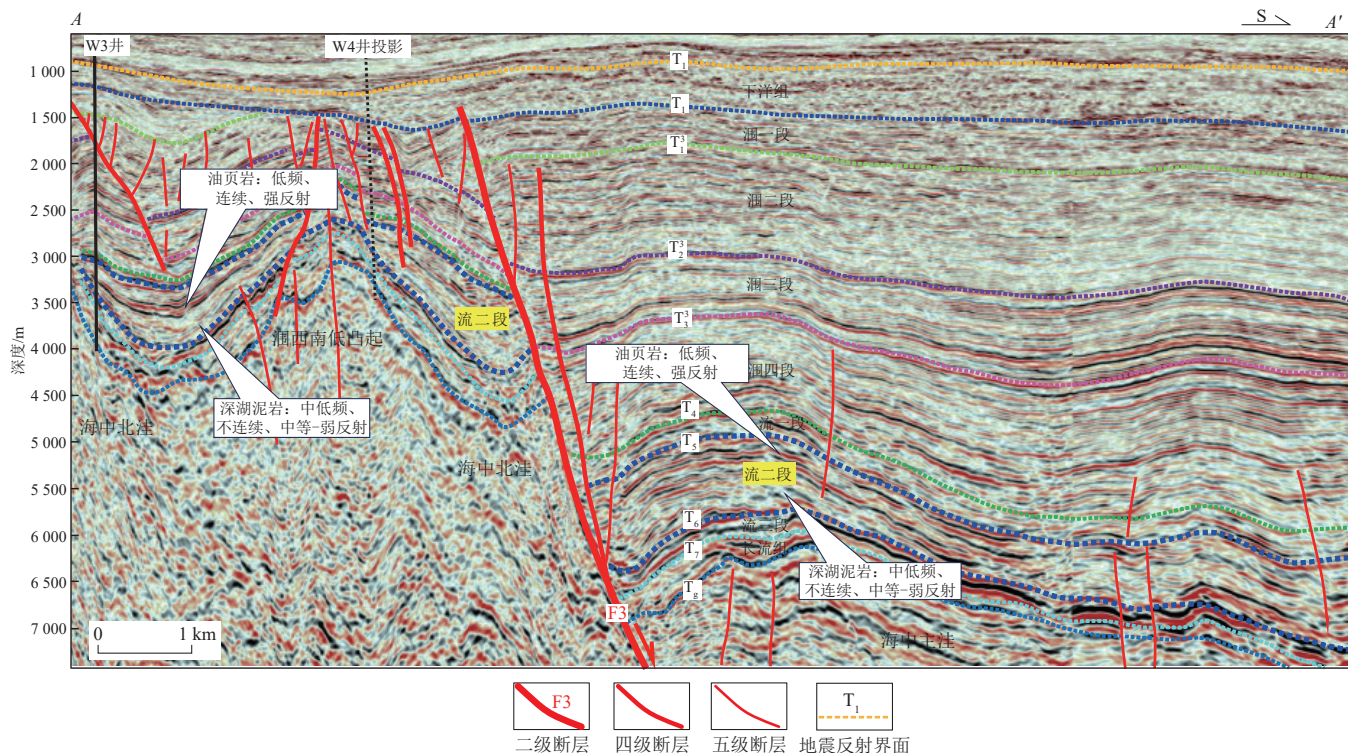


图4 过北部湾盆地海中北洼和海中主洼地震剖面(剖面位置见图3)

Fig. 4 Seismic profile across the northern and major sub-sags in the Haizhong Sag, Beibuwan Basin (see Fig. 3 for the profile location)

凝析油气、挥发油和常规原油,气/油比相对较高,分布范围为 $129 \sim 17\,605 \text{ m}^3/\text{m}^3$,原油密度为 $0.81 \sim 0.91 \text{ g}/\text{cm}^3$ 。相比之下,位于3号断层北侧的涪洲油田原油以常规原油为主,气/油比相对较低,介于 $39 \sim 125$,原油密度为 $0.83 \sim 0.92 \text{ g}/\text{cm}^3$ 。

从原油和岩石抽提物的饱和烃色谱-质谱分析结果来看(图5),海3斜井和海301井涪三段原油和储

层抽提物与涪洲油田涪4井原油特征表现出高度一致性:饱和烃色谱中较低的姥鲛烷(Pr)/植烷(Ph)含量比值揭示弱氧化-弱还原沉积环境^[12-13],前峰型正构烷烃分布特征反映了以水生生物来源为主的母质类型;饱和烃质谱中相对较低的伽马蜡烷揭示偏淡水沉积环境,规则甾烷的“V型”分布显示了以藻类来源为主的母质类型,且含有较高的4-甲基 C_{30} 甾烷。这

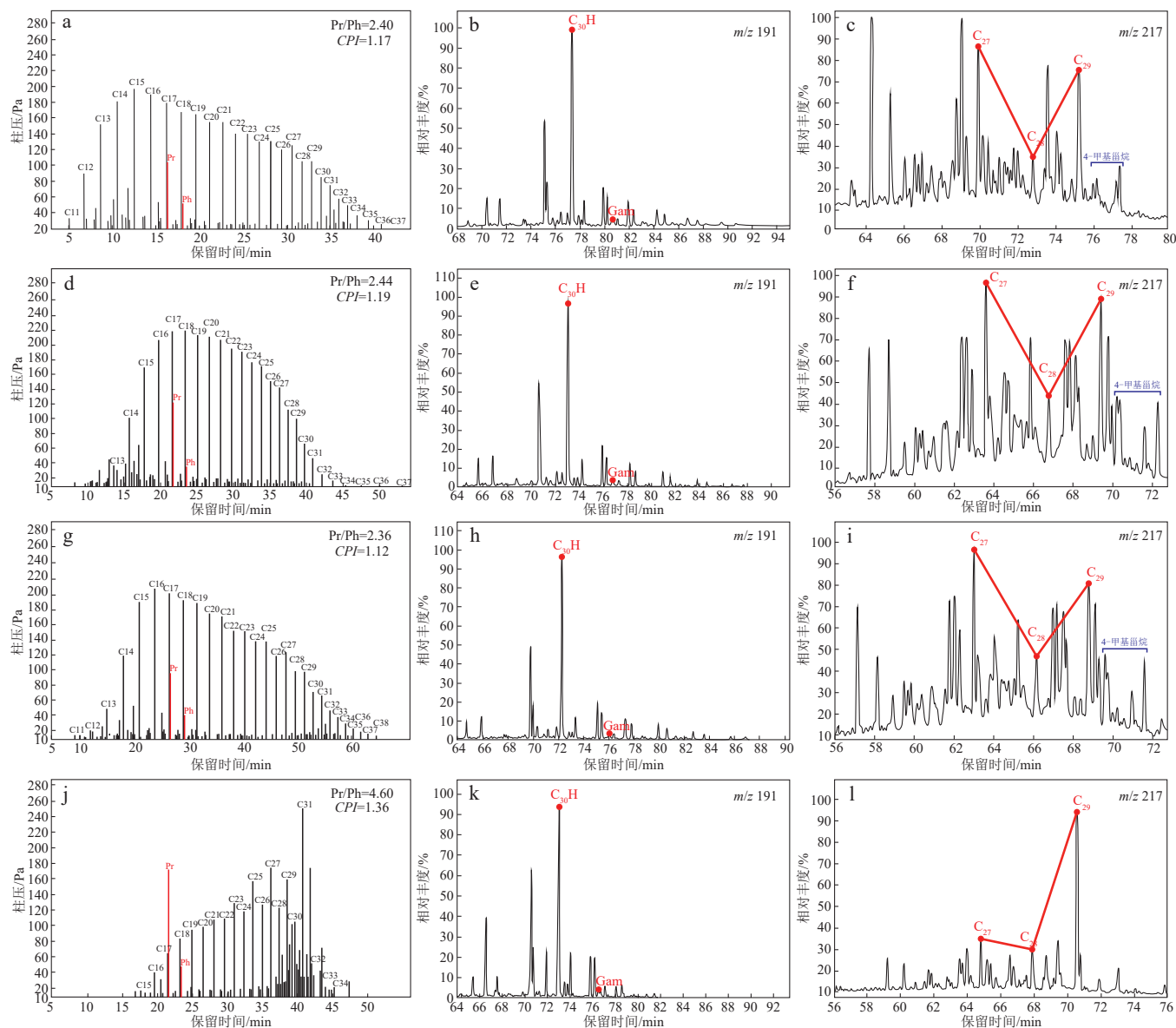


图5 北部湾盆地海中陡坡带及周边原油和岩石抽提物饱和烃气相色谱-质谱对比

Fig. 5 Comparison of saturated hydrocarbon chromatography-mass spectrometry (GC-MS) spectra between crude oil and rock extracts from the Haizhong steep slope zone and its surrounding areas, Beibuwan Basin

a. W4井原油饱和烃气相色谱,埋深2 264 m; b. W4井原油藿烷系列质谱,埋深2 264 m; c. W4井原油甾烷系列质谱,埋深2 264 m; d. 海3斜井原油饱和烃气相色谱,埋深2 246 m; e. 海3斜井原油藿烷系列质谱,埋深2 246 m; f. 海3斜井原油甾烷系列质谱,埋深2 246 m; g. 海301井原油饱和烃气相色谱,埋深2 604 m; h. 海301井原油藿烷系列质谱,埋深2 604 m; i. 海301井原油甾烷系列质谱,埋深2 604 m; j. 海301井涪三段泥岩抽提物饱和烃气相色谱,埋深2 634 m; k. 海301井涪三段泥岩抽提物藿烷系列质谱,埋深2 634 m; l. 海301井涪三段泥岩抽提物甾烷系列质谱,埋深2 634 m

$\text{C}_{11} \sim \text{C}_{38}$: 烷烃; Pr: 姥鲛烷; Ph: 植烷; C_{30}H : C_{30} 藿烷; Gam: 伽马蜡烷

CPI: 碳优势指数; m/z: 质荷比

与北部湾盆地流沙港组烃源岩的生标特征具有相似性^[10]。

海301井涠三段泥岩抽提物特征则显著不同:较高的Pr/Ph比值和后峰型正构烷烃特征显示了偏氧化环境下陆源高等植物的母质类型,规则甾烷含量“V型”分布表明以陆源高等植物贡献为主的特点,这与区域上涠洲组沉积环境和相一致。

研究同时分析了涠洲油田和海中陡坡带原油成熟度(镜质体反射率 R_o)。根据甲基菲指数,计算涠洲油田原油 R_o 在0.67%~0.95%,是烃源岩成熟演化阶段的产物;计算海中陡坡带原油 R_o 为0.88%~1.15%,是烃源岩高成熟阶段演化的产物。

综上所述,认为海中陡坡带原油主要来源于海中凹陷深部流沙港组烃源岩,且其烃源岩演化程度高于涠洲油田油源,因此表现出更高的气/油比和油气成熟度。

3.1.3 流沙港组烃源岩资源潜力

海中凹陷流沙港组优质烃源岩的证实,为该凹陷油气资源奠定了重要物质基础。在盆地原型分析的基础上,本研究精确刻画了流二段烃源岩的有效厚度和分布范围。结果表明,海中凹陷流二段有效烃源岩分布范围广泛,有效烃源岩面积达986 km²,生烃中心主要位于凹陷中西部,有效烃源岩厚度可达800~1 000 m。

盆地模拟结果表明,海中凹陷流沙港组烃源岩热演化程度较高,目前处于成熟-高成熟(R_o 为1.3%~2.0%)阶段。根据海中北洼流沙港组烃产率模型,计算海中凹陷生烃中心的生烃强度为 $(32\sim 36)\times 10^6$ t/km²,海中凹陷原地总资源量达 2.5×10^8 t油当量,表明该区具备持续勘探的物质基础。

海3斜井和海301井所在的海中北部陡坡带近生烃中心,该区流二段有效烃源岩厚度约200~650 m,生烃强度 $(16\sim 32)\times 10^6$ t/km²,资源量约 65×10^6 t,为富油气区带,具有发现大、中型油气田的资源潜力。

3.2 规模优质滩坝砂储层叠置、连片成储

为明确沉积体系和储层展布规律,建立涠洲组高精度层序地层格架,系统开展源-汇分析。结合古地貌和重矿物等分析,认为海中凹陷的物源主要来自于西部万山隆起、东南部企西隆起和北部涠西南低凸起^[14]。其中,西部万山隆起提供的物源影响范围较小;东南部斜坡带钻井揭示企西隆起物源较充足,在斜坡带形成了广泛分布的三角洲沉积体系,但研究区内

海2井周边缺乏规模化的三角洲体沉积体系。

而涠西南低凸起的供源能力在涠洲油田区和涠西南凹陷得到了证实,推测其西部倾末端有利于形成三角洲-滩坝沉积体系,是研究区内储层最发育的最有利区域。这一推测已通过海3斜井钻探结果获得验证。值得注意的是,尽管海中陡坡带与涠洲油田仅以一条断裂相隔,但砂体发育特征却存在显著差异。本研究通过深化沉积体系分析,进一步阐明了陡坡带规模滩坝砂体的形成机理与沉积模式。

3.2.1 海中北部陡坡带滩坝沉积相标志与分布特征

海中陡坡带已钻井揭示,涠三段和涠四段储层特征与北部涠洲油田区存在显著差异。涠洲油田区以厚层三角洲平原-前缘河道砂岩为主,岩性主要为细砂岩,单砂体厚度大于10 m,最厚可达50 m,砂/地比高(60%~70%);而海中陡坡带以薄互层砂体为主,单层砂体厚度小于10 m,以2~5 m为主,砂/地比适中(25%~45%),与北部三角洲沉积特征明显。

为明确该薄互层砂体的沉积相类型,本研究开展了岩相、粒度和测井相分析等工作。综合认为,海中凹陷涠洲组薄互层为滩坝相沉积(图6)。岩心观察显示,海301井岩心中可见明显浪成砂纹层理和冲洗交错层理等典型滩坝相沉积标志^[15-19],且可见浅水螺化石和生物扰动构造。粒度分析表明,粒度累积概率曲线以跳跃组分为主,悬浮组分含量极低(<3%),符合滩坝沉积典型特征。测井相分析显示,自然伽马(GR)曲线以反旋回或复合旋回为主,测井曲线呈指型和漏斗型,均指示滩坝沉积环境。

从连井相对比特征来看(图7),虽然海3斜井和海301井的单砂体可对比性不强,但两口井的沉积旋回表现出高度相似性。以涠三段为例,涠三上亚段由4个中期正旋回组成,涠三下亚段由3个中期正旋回组成。这些沉积旋回内多期滩坝砂体受湖岸线和古地貌的控制迁移叠置,使得滩坝砂体具有“纵向叠置、平面连片”的发育特征。

为进一步明确滩坝砂体的平面分布范围和边界,开展了地震反射特征分析。对比结果显示,海三构造滩坝砂体表现为“弱振幅、弱连续、低频”的地震反射特征,与涠二段三角洲砂体“强振幅、中-强连续、中-高频”的地震反射和湖相泥岩“强振幅平行钢轨反射”具有明显差异(图8)。

基于这一认识,本研究提取了重点层段的弧长属性。滩坝砂体对应弧长值较低,而湖相泥岩则表现为弧长值较高。图9为涠三上亚段滩坝砂体弧长属

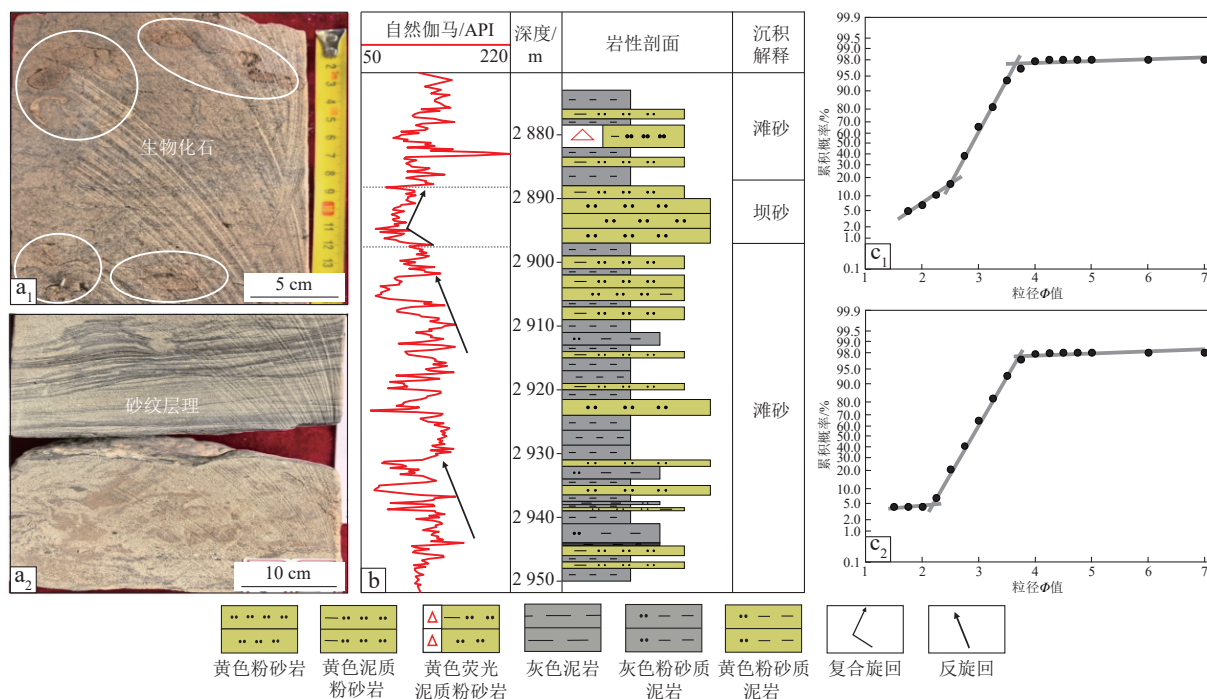


图6 北部湾盆地海中陡坡带海301井和海3斜井滩坝相标志

Fig. 6 Markers of beach-bar facies in well Hai 301 and inclined well Hai 3, Haizhong steep slope zone, Beibuyan Basin

a₁. 海301井,岩心照片,埋深2 630.70 m; a₂. 海301井,岩心照片,埋深2 642.50 m; b. 海301井,单井相剖面; c₁. 海3斜井,粒度累积概率曲线,埋深3 454.98 m; c₂. 海3斜井,粒度累积概率曲线,埋深3 455.28 m

(图中白色圆圈表示生物化石。)

性分布图,可明显识别出滩坝砂体集中发育的边界。在该边界范围内,陡坡带滩坝砂体沿岸大面积发育,自西向东延伸到海四构造。综上所述,海中陡坡带滩坝砂体具有“纵向叠置、横向连片”的发育特征。

3.2.2 海中北部陡坡带滩坝沉积模式

虽然已钻井揭示海中陡坡带发育滩坝沉积环境,但较渤海湾盆地济阳拗陷等地区滩坝砂体的发育背景有较大差别^[20-21]:①滩坝沉积通常发育在缓坡带;②滩坝砂体通常纵向分布在中期基准面持续上升时期。而海中凹陷在陡坡带发育超千米长井段滩坝砂体沉积,这说明海中陡坡带涠洲组虽然沉降较大,但水深一直维持在浅水状态,表明涠洲组地层沉降和沉积速率应较为接近, A/S (可容纳空间与沉积物补给通量的比值)应接近1,处于近均衡补偿状态^[22]。

为了进一步验证海中陡坡带滩坝沉积的机理,开展了海3斜井沉降和沉积关系的研究。对于盆地的沉降量,通常包括构造作用力造成的构造沉降量和沉积负荷造成的沉降负载沉降量两部分。总沉降 = 构造沉降 + (沉积物和水负载沉降 + 沉积物压实沉降 + 湖水面的变化)^[23]。沉降量的计算通常采用回剥法,将地层按地质年代逐层回剥至地表,同时进行去压实、古

水深和海平面变化的校正,并进行沉积负载的重力均衡校正,主要参数取值基于海3斜井实钻地层厚度、年龄和砂泥岩压实趋势等。对沉积速率的分析,主要根据现今地层的去压实厚度进行^[24]。

计算结果表明海中陡坡带涠洲组沉积期沉降速率和沉积速率协同变化(图10),总沉降速率从涠四段的800 m/Ma逐步降低到涠一段的155 m/Ma,沉积速率从580 m/Ma逐步降低至115 m/Ma,说明海中陡坡带沉降速率和沉积速率较为接近,且协同演化,计算 A/S 值为1.34 ~ 1.37,表明海中陡坡带涠洲期处于近均衡补偿状态。

基于涠洲油田和海中陡坡带钻井特征,结合3号断层和涠西南低凸起演化特征,建立了涠西南低凸起西部倾末端的沉积模式(图11)。在涠洲组沉积早期,3号断层强烈活动,涠西南低凸起开始隆升,低凸起南、北两侧地形表现出明显差异,北部涠洲油田区形成缓坡,发育低凸起供源的三角洲沉积体系;南部海中陡坡带形成断崖,但地层沉降速率和沉积速率较为接近,水体深度范围变化较小。陡坡带虽然缺乏低凸起物源的供给,但在湖浪作用下改造涠洲油田区三角洲砂岩储层,在陡坡带古隆起区发生卸载,薄层滩坝砂体叠置迁移沉积,最终形成了超千米长井段的滩坝沉积。在

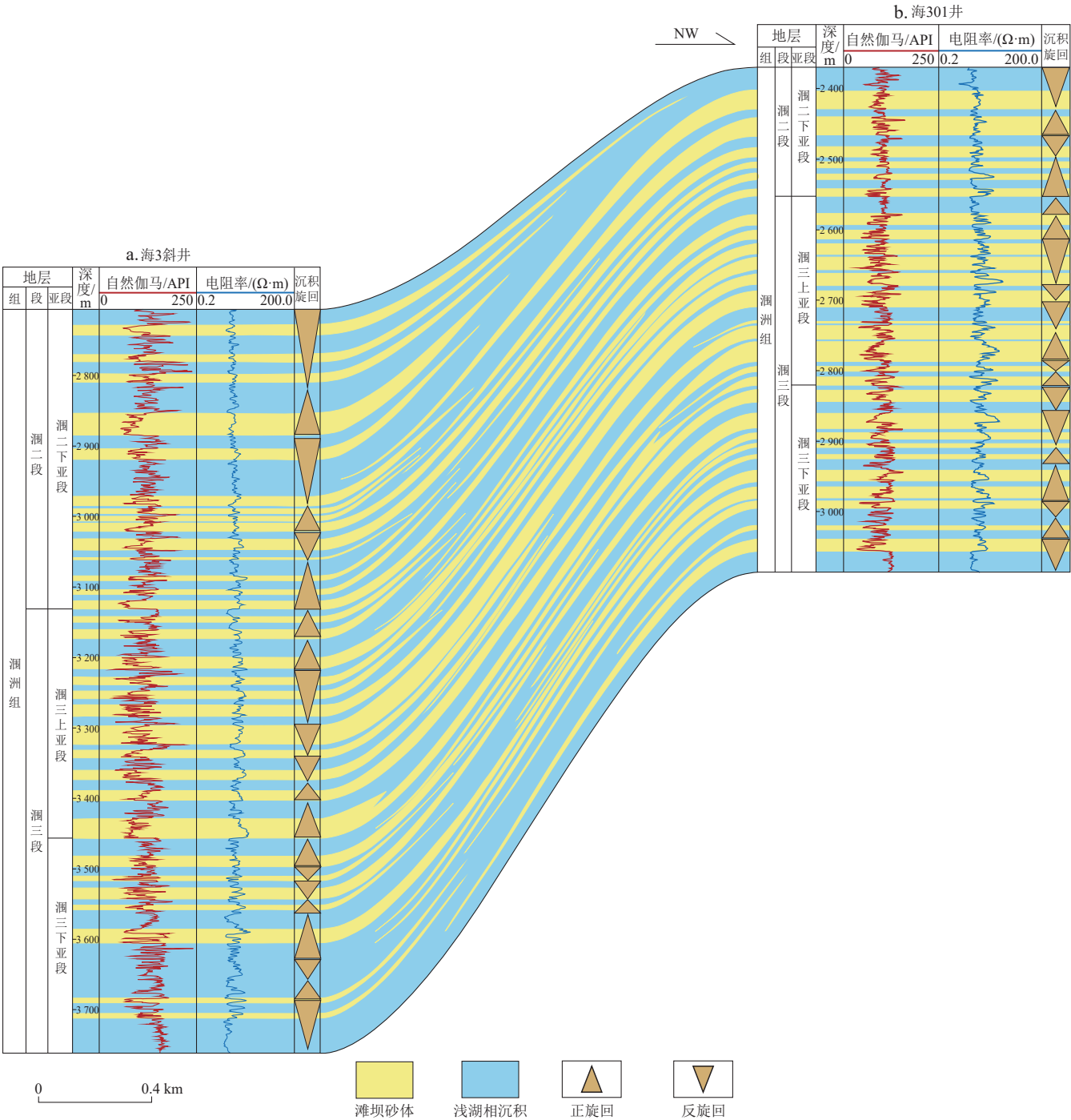


图7 北部湾盆地海中陡坡带海3斜井—海301井涠二下亚段—涠三段砂体连井对比剖面(剖面位置见图1b)

Fig. 7 Well-correlation profile of sand bodies from the lower submember of 2nd member to the 3rd member of Weizhou Formation crossing inclined well Hai 3X and well Hai 301, Haizhong steep slope zone, Beibuwan Basin (Section position is shown in Fig. 1b)

涠洲组沉积晚期,涠西南低凸起两侧地形差异逐渐减小,均形成缓坡沉积背景,且水体进一步变浅,在低凸起两侧均发育三角洲沉积体系。

3.2.3 海中北部陡坡带滩坝储层物性及其控制因素

滩坝砂体的储层物性是富集成藏的关键因素之一。利用海301井涠三段钻井取心开展了物性分析测

试,结果表明取心段滩坝砂体储层物性较好,孔隙度主体在15.1%~25.8%,平均值为13.9%,以中孔为主;渗透率介于 $(0.01 \sim 356.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $58.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以低-中渗为主。

基于储层分析测试资料进一步开展了储层物性控制因素分析,结果表明储层物性主要受控于岩石组分、次生溶蚀和裂缝的发育。

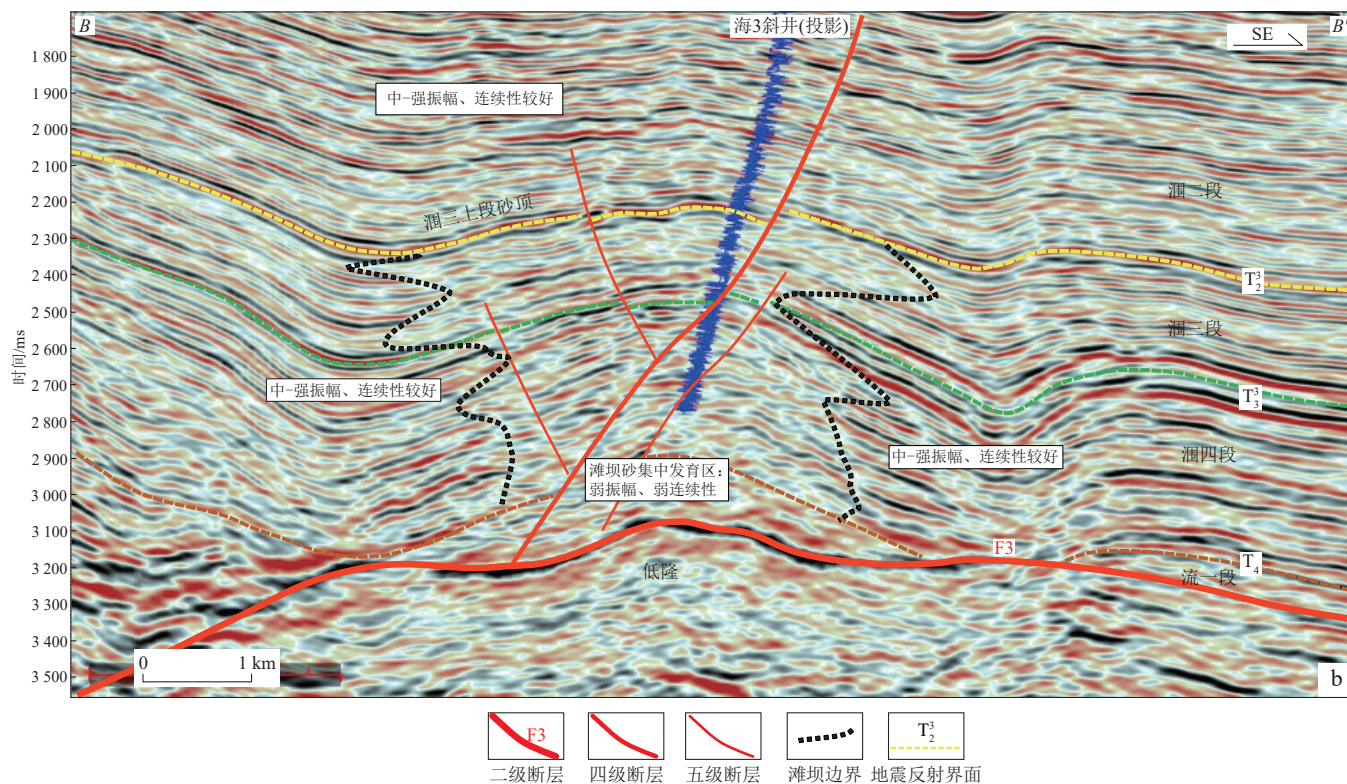


图8 北部湾盆地海中陡坡带海三构造滩坝砂体地震反射剖面特征(剖面位置见图2a)

Fig. 8 Seismic reflection characteristics of beach-bar sand bodies in the Hai-3 structure, Haizhong steep slope zone, Beibuwan Basin (see Fig. 2 for the profile location)

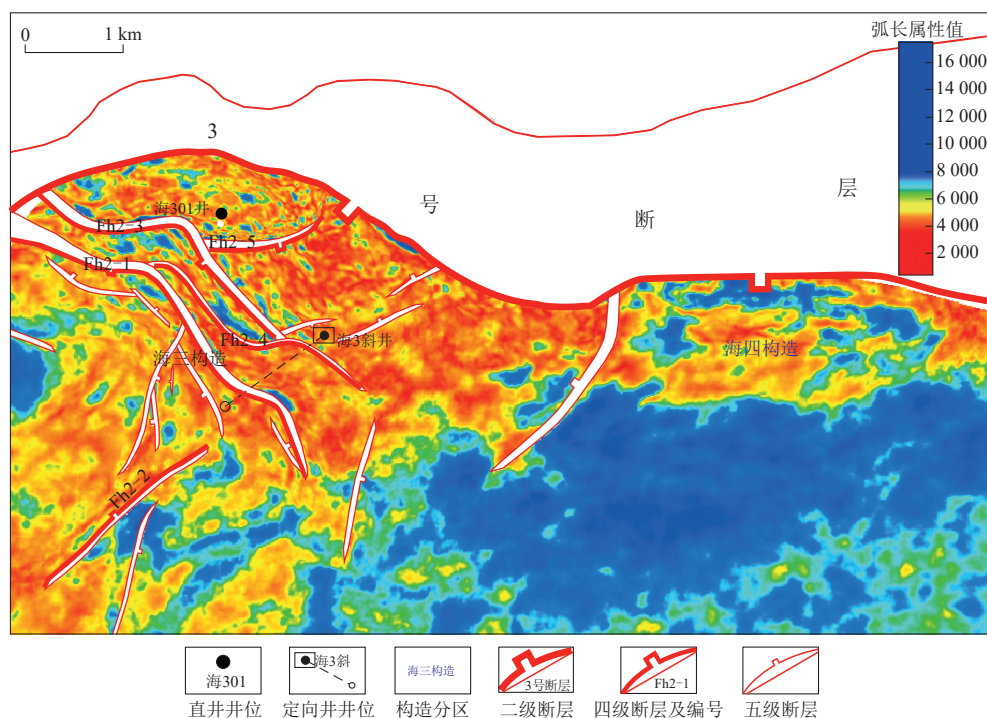


图9 北部湾盆地海中陡坡带海三上亚段弧长属性值平面图

Fig. 9 Map showing the arc length attribute of the upper 3rd member of the Weizhou Formation, Haizhong steep slope zone, Beibuwan Basin

岩石组分分析表明,储层岩性越粗,杂基含量越低,物性越好,含油气性越高。统计表明,含砾粗砂岩

和细砂岩物性更好,杂基含量普遍小于8%,孔隙度达到18%~25%,岩心含油级别高,可见油侵和油斑;粉

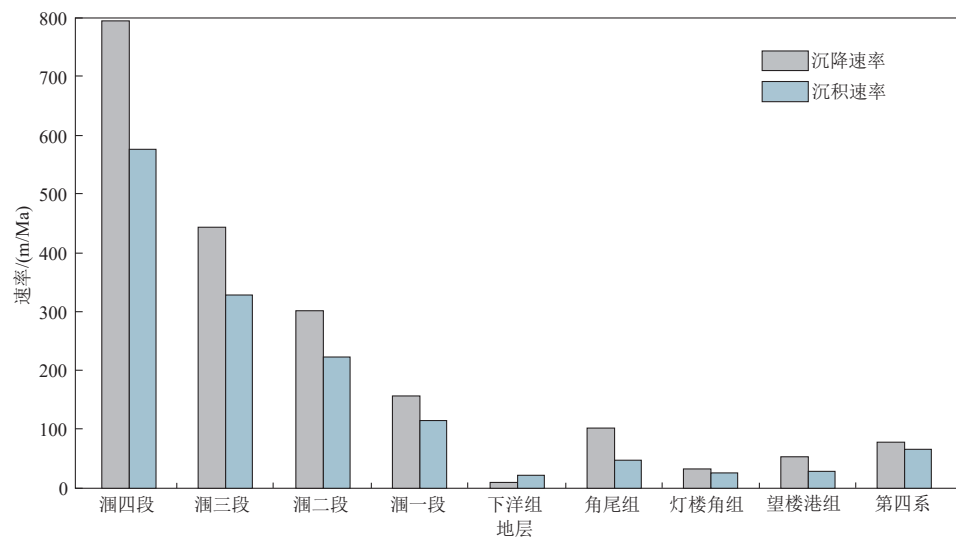


图 10 北部湾盆地海中陡坡带海 3 斜井沉积速率和沉降速率计算结果柱状图

Fig. 10 Calculated depositional and subsidence rates of strata in inclined well Hai 3, Haizhong steep slope zone, Beibuwan Basin

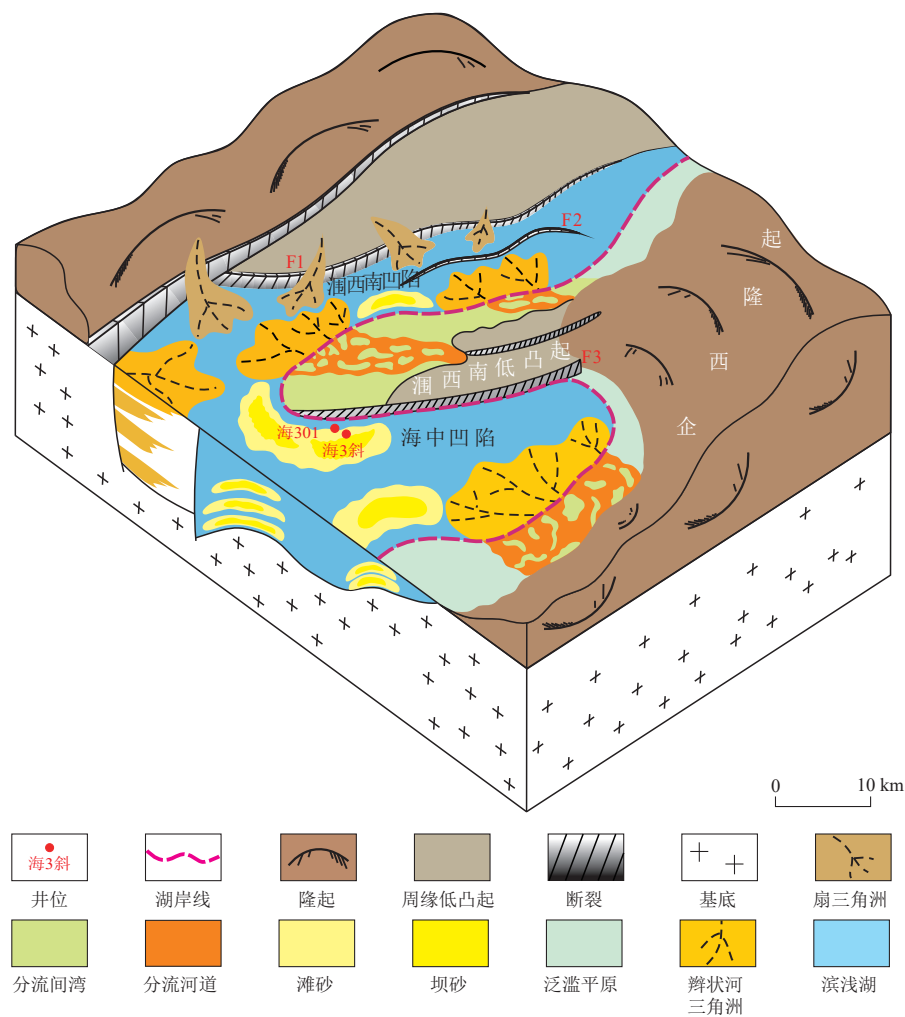


图 11 北部湾盆地涠西南低凸起涠洲组早期沉积模式

Fig. 11 Diagram showing the early depositional pattern of the Weizhou Formation in the Weixinan low uplift, Beibuwan Basin (图中 F1 和 F2 分别表示 1 号断层和 2 号断层。)

砂岩则杂基含量普遍大于12%,孔隙度为10%~18%,岩心含油级别较低,以油迹和荧光为主。

次生溶蚀特征分析表明长石含量越高溶蚀强度越大,优质储层薄片普遍见到长石溶蚀形成的粒内溶孔、粒间溶孔和铸模孔,大大改善了储集空间(图12a,b)。

裂缝特征分析表明裂缝改造明显提升了储层物性。在岩心照片(图12c—e)上可见中、低角度构造缝,在岩石薄片同样可见颗粒内部微裂缝和构造缝发育。在裂缝发育段,储层渗透率明显提高,推测裂缝的改造形成了高渗储层,为油气在滩坝砂体储层内的充注提供了良好的储集空间。

3.3 断-缝网络立体高效输导

海中北部陡坡带为“下生上储”的成藏模式,垂向输导体系的发育是油气成藏的关键^[25-26]。对断层性质和输导能力开展了定性-定量的评价,分析认为海中陡坡带发育由3号断裂、伴生断裂和裂缝组成的断-缝输导网络(图13),且断裂活动期与烃源岩大量生、排烃期相匹配,油气高效输导。

3.3.1 断-缝输导体系发育特征

受渐新世张扭应力场控制,北部陡坡带形成了

3组断裂体系。其中,第一组为近WE向断裂,受南北向拉张主应力控制形成。典型断层为3号断层,该断层为控凹边界断裂,断裂在断陷早期形成,涠洲期持续活动,探区内断层活动速率可达100~800 m/Ma。

第二组和第三组分别为NE向和NW向的两组共轭断裂,受渐新世晚期右行走滑应力作用而形成。典型断层为Fh2-1, Fh2-2, Fh2-3, Fh2-4和Fh2-5断层,断裂剖面上均收敛于3号断层,为3号断裂的伴生断裂。这些断裂主活动期为涠洲组晚期, Fh2-1断层断裂活动速率相对较高,为20~120 m/Ma,其余断裂活动速率为3~50 m/Ma。

基于断裂特征的分析,认为海中北部陡坡带发育由3号断裂及伴生断裂组成的断裂输导体系,这些断裂在垂向上有效沟通了流沙港组的烃源岩和涠洲组的储层。除了断裂以外,在岩心、薄片和成像测井上均发现了中、低角度裂缝的发育,裂缝垂向发育程度较高,与油源断裂共同组成了断-缝立体输导网络。

3.3.2 断层输导能力评价

断层垂向输导能力主要受断层断距和泥岩盖层厚度的影响^[27],断距越大,泥岩厚度越小,垂向输导能力越强。利用断距与泥岩盖层的关系对断层垂向输导能力开展了定量评价,评价见公式(1)。

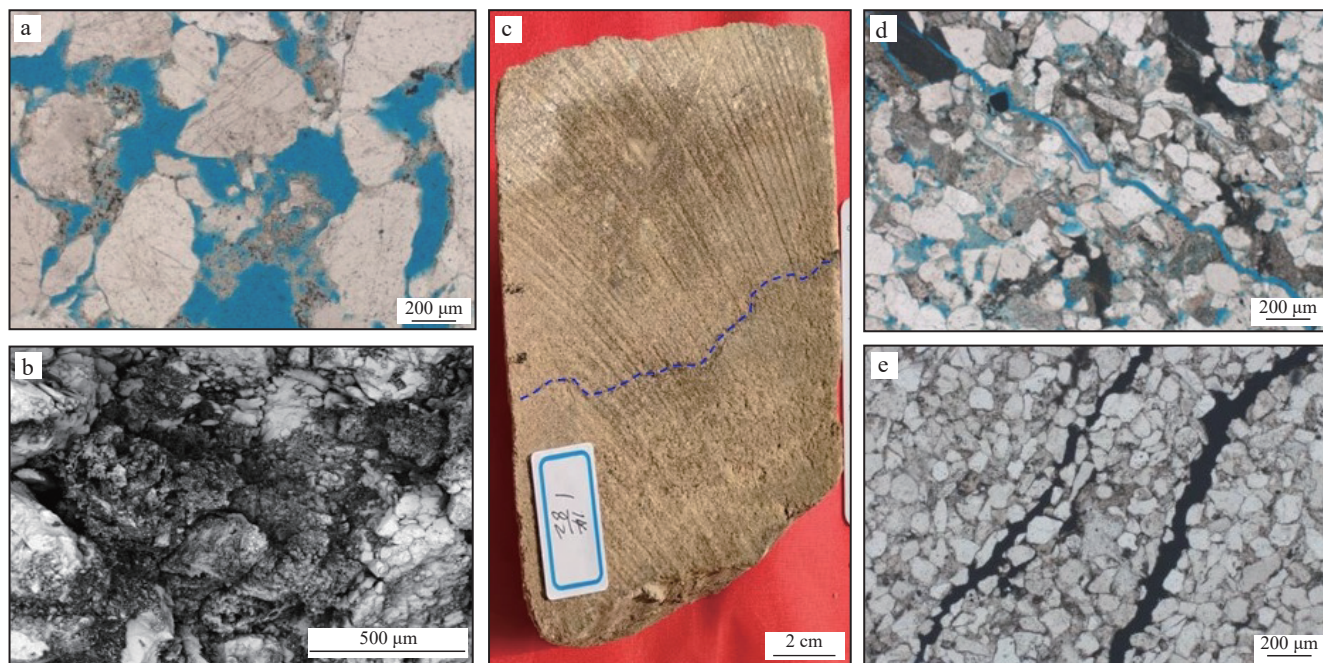


图12 北部湾盆地海301井典型岩心、薄片和扫描电镜照片

Fig. 12 Typical core, thin section, and scanning electron microscope (SEM) images of well Hai 301, Beibuwan Basin

a. 海301井,埋深2 627.87 m,铸体薄片,粒间孔、溶蚀孔大量发育,同时见铸模孔;b. 海301井,埋深2 627.87 m,扫描电镜,颗粒内见长石溶蚀,粒内溶蚀孔发育较好;c. 海301井,埋深2 628.33 m,岩心,油侵粗砂岩内部见低角度裂缝;d. 海301井,埋深2 639.68 m,铸体薄片,见低角度开启裂缝;e. 海301井,埋深2 633.03 m,普通薄片,见低角度裂缝,充填黑色有机质

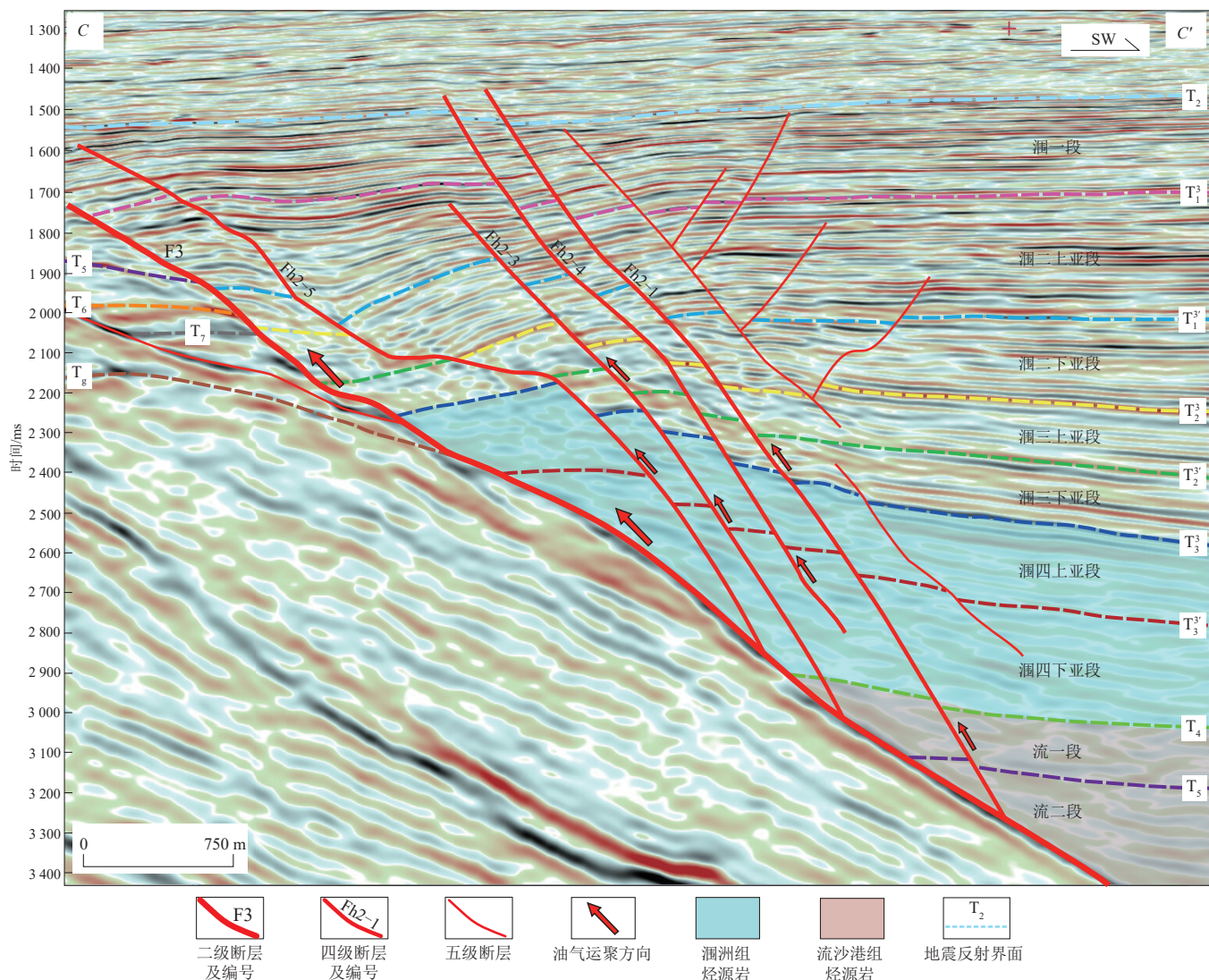


图13 北部湾盆地海三构造断裂体系发育特征剖面(剖面位置见图2a)

Fig. 13 Profile showing the fault system in Hai-3 structure, Beibuwan Basin (see Fig. 2 for the profile location)

$$T=L/H \quad (1)$$

式中: T 为断层垂向输导能力指数,%; L 为断距,m; H 为储层上方直接盖层厚度,m。

断层输导指数门槛值通过探区已钻井标定为50%,提出 T 大于50%的断层垂向输导能力较强;反之则断层垂向输导能力弱,以封堵为主。

利用该方法对涠洲组三段和涠洲组二段油源断裂的输导能力开展了定量评价(图14),结果表明3号断裂垂向输导能力最强,是主输导断裂;而Fh2-1等分支断裂的输导能力在纵向和平面上存在差异。具体分析表明:①纵向上涠三段断裂输导能力相比于涠二段更强,涠三段断裂均有较强的垂向输导能力;②涠二下亚段断层输导能力在平面上存在差异性,分支断裂的西侧输导能力更强,东侧则断层以封堵为主。通过断裂输导能力的定量评价表明3号断裂

是陡坡带的主油源断裂,Fh2-1等分支断裂也起到了重要的输导作用。

断裂活动期与油气充注期的匹配通常影响油气的充注效率^[28]。海中陡坡带油气充注期次为“渐新世末原油、中中新世天然气”的两期充注,分析表明断裂活动期与油气充注期匹配性较好:①3号断层及其伴生断裂的主活动期为渐新世晚期,与原油充注期相匹配,有利于原油沿断层垂向高效充注,其中3号断层输导能力和效率最高;②中中新世,断裂基本停止活动,但受东沙运动NW-SE向挤压应力的影响断裂活化,可作为天然气垂向运移的通道,其中3号断层活动性相对较强,更有利于天然气垂向输导,这也是海301井天然气垂向富集层位更浅的原因。

除了断层垂向输导外,海三构造还存在油气沿滩坝砂体的侧向输导。涠洲组为继承性构造脊,大量油

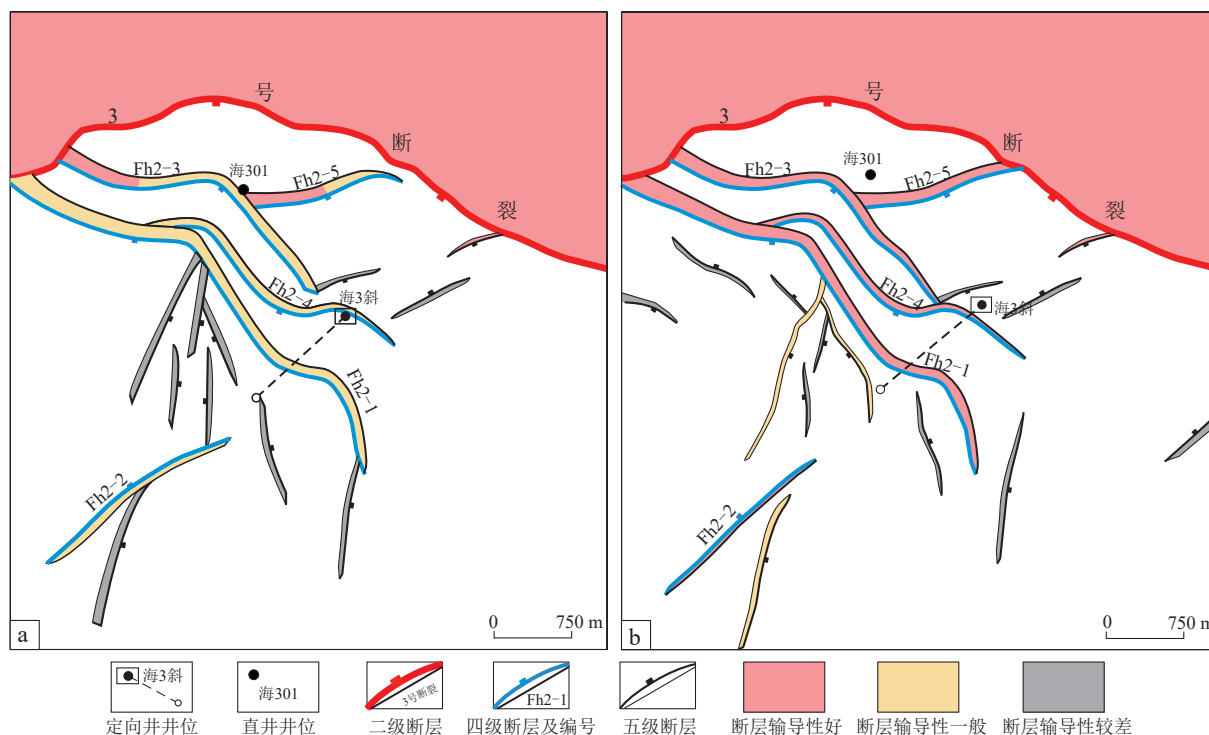


图14 北部湾盆地海三构造涠洲组断层输导能力评价

Fig. 14 Assessment maps of fault transport capacity in the Weizhou Formation, Hai-3 structure, Beibuwan Basin

a. 涠二段; b. 涠三段

气沿断层进入涠洲组滩坝砂体储层后,油气沿叠置连片的滩坝砂体向构造高部位持续汇聚,形成了网毯式油气输导体系,为薄层滩坝砂体油气大面积成藏提供了优越的输导条件。

3.4 异常高压强动力充注

3.4.1 已钻井压力及其分布特征

超压是油气成藏的重要动力,对油气分布和富集有重要影响^[29-33]。为了分析已钻井地层压力随深度的变化趋势,利用伊顿法对已钻井地层压力及压力系数进行了计算,并利用钻杆地层测试(DST)和电缆地层测试(MDT)实际测压资料进行校正。

结果表明,海3斜井和海301井表现为不同的压力结构(图15):①海3斜井压力趋势为突变式,该井自涠三段顶部(垂深3 100.0 m)开始起压,声波时差和密度曲线同样表现出反转趋势;至涠三上亚段DST2(中深3 408.0 m)测试压力系数为1.10,表明处于压力过渡带;至涠三下亚段的泥岩集中发育段压力发生突变,压力系数快速增到1.50,涠四段DST1(中深3 813.4 m)实测压力系数1.52;至井底达到约1.60的压力系数,为异常高压。②海301井压力趋势为渐变式,该井起

压点位于涠二段下部(深度2 500.0 m),涠三上亚段DST2(中深2 630.6 m)实测压力系数1.05,处于压力过渡带;压力缓慢增加,至涠三下亚段DST1(中深2 937.8 m)实测压力系数1.28,处于超压体系;涠四段之下穿过3号断层,钻遇涠洲油田流沙港组及之下地层,与海中陡坡带为不同压力体系。

3.4.2 压力与油气成藏关系

结合已钻井压力的变化趋势,分析了压力与油气成藏的关系。研究显示地层起压深度与油气层集中发育段开始的位置对应较好,表明压力的成因跟油气充注有较大的相关性;进一步分析了不同压力环境下油气发育特征,结果显示超压及压力过渡带油气充满程度更高,而常压体系普遍见水。

涠二段上部为常压体系,海301井和海3斜井均以水层及含水层为主,油气充满程度较低,为层状边底水油藏,油气主要沿高点分布,潜力较小。

涠三段为压力过渡带,井上表现为“非油即干”,油气充满程度较高。其中,涠三上亚段两口井均为常压,海301井与海3斜井高差约450 m,推测涠三上亚段油气大面积成藏;涠三下亚段海301井与海3斜井油层压力系数不同,表明为不同压力系统,推测平面

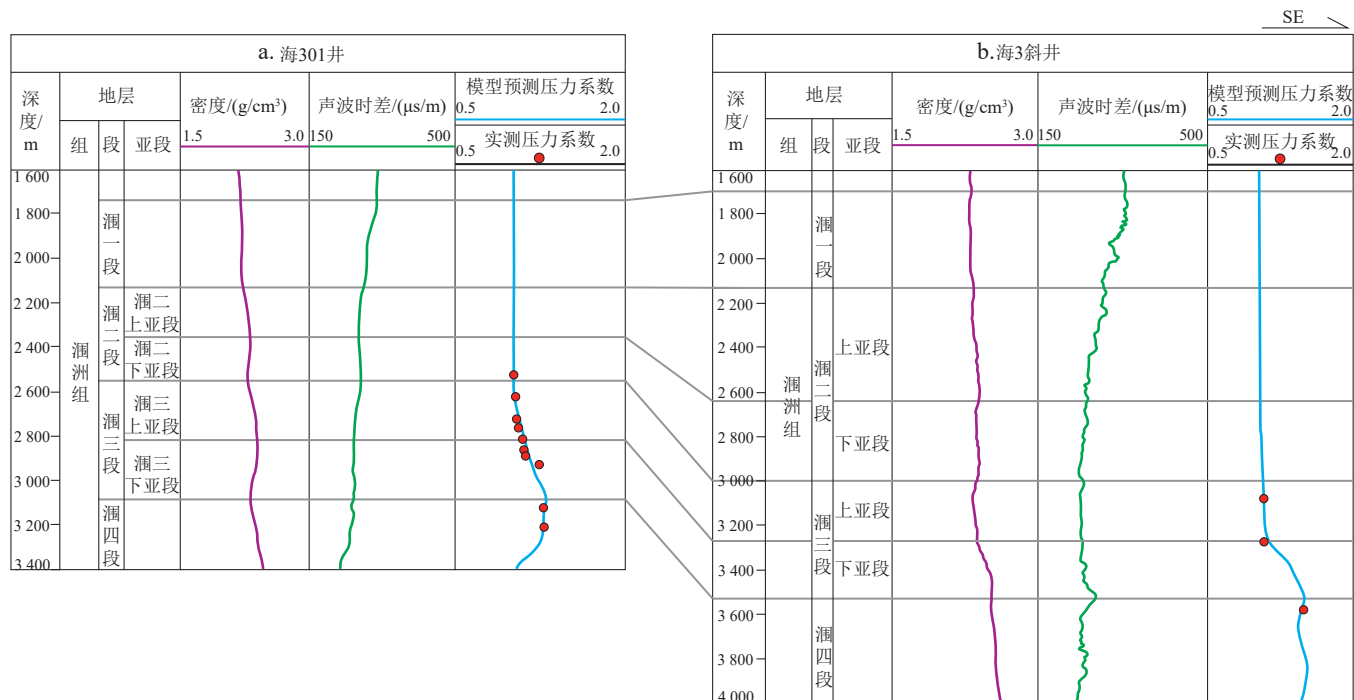


图15 北部湾盆地海301井—海3斜井压力系数连井对比剖面

Fig. 15 Correlation of pressure coefficients crossing inclined well Hai 3X and well Hai 301, Beibuwan Basin

可能具有分块性。

涪四段两口井均以气藏为主,为超压体系,井上均为“非气即干”,但两口井压力系数存在较大差异,表明平面上气藏的分布可能也具有分块性。因此,综合分析表明,超压体系和压力过渡带内油气充满度高,常压体系油气充满度低,纵向上油气藏类型从岩性向构造有序分布。

对于海301井和海3斜井压力分布差异的原因同样进行了分析,认为主要受输导断层与盖层匹配关系的控制。海301井的油源断层为3号断层,油气输导能力强,涪三段内部盖层发育条件差,油气垂向充注过程中逐步泄压,形成了渐变式的压力结构,也导致油气分布层位较浅;而海3斜井油源断裂主要为3号断层的伴生断裂,输导能力弱于3号断层,且受涪三下亚段厚泥岩盖层阻隔,在涪三下亚段形成了超压界面,界面之上逐步过渡到常压体系,压力之下保持了强超压体系,形成了突变型的压力结构,在深部强超压体系内天然气更加富集。

4 油气成藏模式与下一步勘探潜力

4.1 油气成藏模式及成藏过程

根据海中凹陷陡坡带富集成藏主控因素的认识,

建立了海中陡坡带“深湖相优质源岩供烃—滩坝砂体叠置连片规模成储—大断层和裂缝立体高效输导—超压充注大面积成藏”的油气成藏模式。此外,海中陡坡带继承性古隆起的发育对富集成藏也非常关键,一方面为规模滩坝砂体提供了有利沉积背景,另一方面也是油气长期运移的有利指向区。

同时,结合烃源、断裂和圈闭等演化分析恢复了海中陡坡带的油气成藏过程:①渐新世末,海中凹陷流沙港组主力烃源岩大量生油。此时,3号断层及其分支断裂强烈活动,大量油气高效充注到涪洲组滩坝砂体体内,同时在侧向上沿滩坝砂体向构造脊部汇聚,形成了网毯式的油气运聚模式,奠定了油气大面积整体成藏的格局。②中中新世后,流沙港组烃源岩进入大量生气期,受东沙运动影响3号断层和分支断裂开始活化,油气沿活化断裂垂向输导,大量天然气充注到涪四段早期油藏内,与早期油藏发生混合和气洗。其中,3号断层输导能力更强,大量天然气充注到涪三段内,使得涪三段油藏内气/油比增加;而远离3号断层的分支断裂输导能力稍弱,更多的天然气保存在涪四段内,并形成了超压封存箱(图16)。

4.2 构造控制下的成藏综合响应

对比国内近期渤海湾东营凹陷滩坝砂体勘探案例^[21]、渤海湾盆地东濮凹陷洼陷带勘探突破案例^[34]以

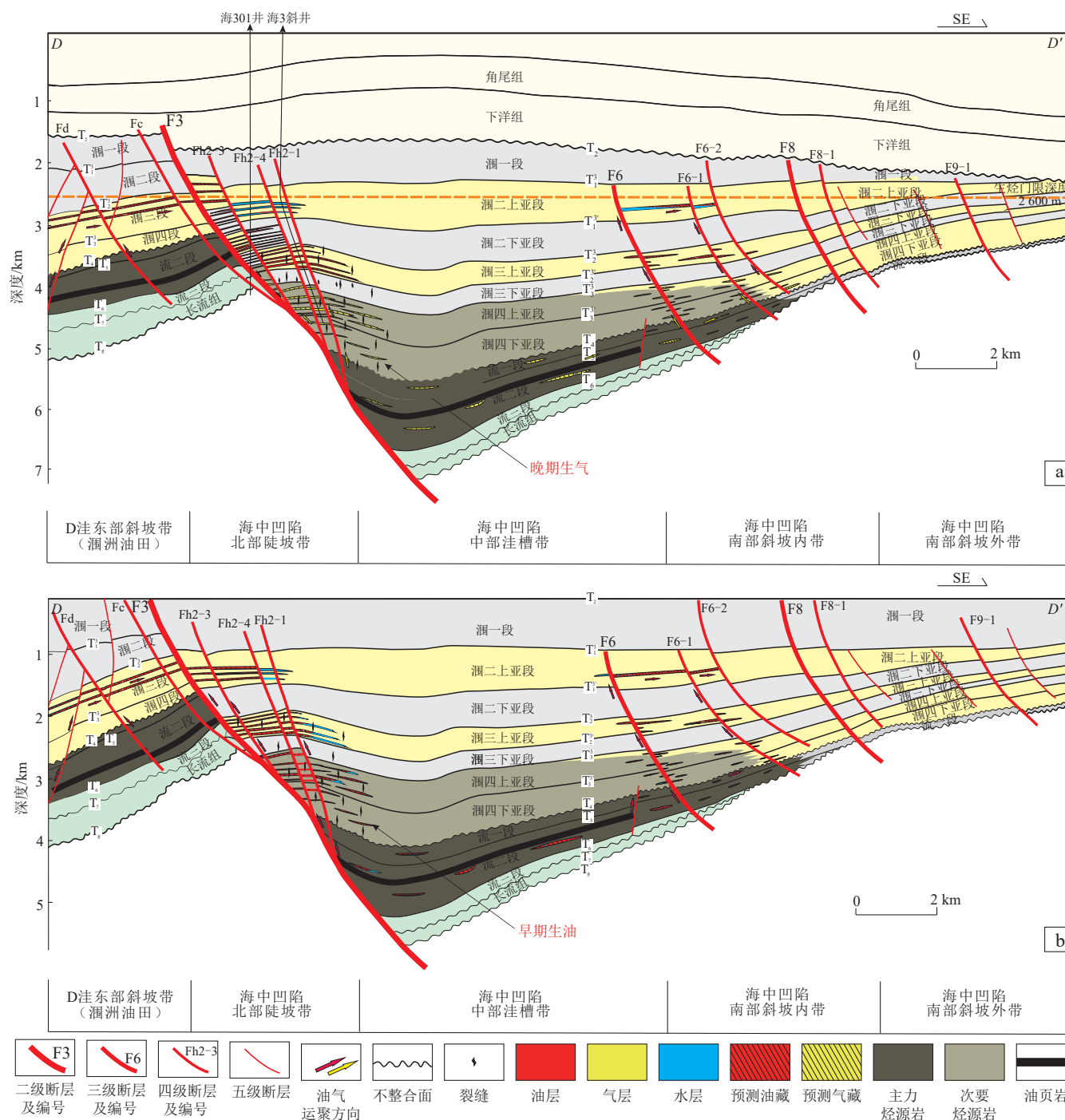


图16 北部湾盆地海中凹陷陡坡带油气成藏模式(剖面位置见图1b)(据参考文献[7]修改)

Fig. 16 Diagram showing the hydrocarbon accumulation models of the Haizhong steep slope zone, Beibuwan Basin (Section position is shown in Fig. 1b) (Modified according to Reference [7])

a. 中新世末期; b. 渐新世末期

及河套盆地临河坳陷勘探突破案例^[35],认为海中凹陷独特的构造演化背景决定了海中陡坡带油气成烃、成储和成藏的独特响应特征。

始新世时期为断陷强烈期,受NW向拉张应力影响,海中凹陷西洼成为了生烃中心,而海中陡坡带邻近生烃中心,奠定了油气富集的资源基础。

渐新世时期为断-拗转换期,应力方向为NS向拉张叠加右行走滑,沉降中心迁移至3号断层下降盘,海中陡坡带涠洲组沉降速率大,但与沉积速率达到近平衡状态,一直保持浅水沉积环境,为非典型陡坡构造格局。加之缺乏低凸起大型物源供给,3号断层北侧涠洲油田三角洲砂体受湖浪改造在海中陡坡

带古隆周边不断叠置连片,形成千米长井段滩坝发育。同时,由于涠洲组快速沉降导致流沙港组烃源在渐新世末进入大量生油期,此时3号断裂和伴生断裂强烈活动,将油气高效输导到涠洲组滩坝储层中充注成藏。

中新世以来,断层逐渐停止活动,但中中新世的东沙运动具有NW-SE向挤压应力背景,导致断层活化。其中,3号断裂输导能力更强,将深部烃源形成的天然气输导到涠洲组,与早期原油混合,形成高气/油比原油;远离3号断裂区断层输导能力相对较差,且涠三下亚段普遍高压,更多的天然气赋存在深层,最终形成了海中陡坡带构造控制下的“烃源-储层-成藏”一体化响应特征。

4.3 下一步勘探潜力

海3斜井和海301井两口千方井的钻探证实了海中凹陷优越的石油地质条件和勘探潜力。尤其是两口井在涠三段和涠四段滩坝砂体的集中发育段均表现为“非油即干”的特征,显示了滩坝砂体叠置连片、大面积成藏的潜力。同时调研了渤海湾盆地利津洼陷滩坝砂体岩油藏特征^[36],勘探实践证实油藏“满盆皆砂、整盆含油”,油气充满程度高,因此推测滩坝砂体向低部位的拓展潜力很大,后续有望通过进一步勘探形成大中型油气田。

5 结论

1) 海中凹陷流沙港组深湖相优质烃源岩发育是油气富集成藏的前提。油气源对比结果间接证实了海中凹陷流沙港组优质烃源岩的发育,估算海中凹陷资源量达 2.5×10^8 t油当量,海中凹陷具备持续勘探的资源基础。

2) 规模优质滩坝砂体储层的发育是富集成藏的基础。海三构造区滩坝砂体具有纵向叠置、横向连片的特征;相对粗粒的滩坝砂体储层杂基含量低、溶蚀作用显著,且受裂缝有效改造,储层物性可达到中孔和中-低渗的水平。

3) 断-缝网络高效立体输导是富集成藏的关键。海三构造区发育由3号断裂、伴生断裂和裂缝组成的垂向输导网络,且断裂主活动期与流沙港组烃源岩主排烃期匹配好,油气高效充注。

4) 异常高压下的强动力充注是油气富集成藏的保障。已钻井特征表明涠洲组从深到浅,压力体系逐渐从超压向压力过渡带再至常压变化。其中,超压和

压力过渡带内呈现“非油即干”,油气充满程度较高。

5) 建立了海中陡坡带“深湖相优质源岩供烃-滩坝砂体叠置连片规模成储-大断层和裂缝立体高效输导-超压充注大面积成藏”的油气成藏模式,并明确了“渐新世末油、中新世气”两期充注的油气差异成藏过程。

致谢:感谢中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所王彦青、曹倩、杨俊在油气富集规律研究方面的帮助;感谢西北大学屈红军教授、刘贤博士在滩坝形成机理方面给予的帮助;感谢中国石化石油物探技术研究院罗盼博士对文章修改的建议;感谢各位编辑的辛勤劳动和付出!

参 考 文 献

- [1] 李上卿,牛华伟,郑军,等. 北部湾盆地涠西南凹陷与海中凹陷古近纪沉积关系探讨[J]. 海洋石油, 2012, 32(1): 1-6.
LI Shangqing, NIU Huawei, ZHENG Jun, et al. Discussion on sedimentary relationship between Weixinan sag and Haizhong Sag during Paleogene period in Beibuwan Basin [J]. Offshore Oil, 2012, 32(1): 1-6.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] 张毅,毛宁波,何丽娟,等. 北部湾盆地涠西南凹陷主要断裂差异性演化及其对成藏的影响[J]. 大地构造与成矿学, 2025, 49(4): 912-924.
ZHANG Yi, MAO Ningbo, HE Lijuan, et al. Differential evolution of major faults in the Weixinan Sag of the Beibu Gulf Basin and its influence on hydrocarbon accumulation [J]. Geotectonica et Metallogenia, 2025, 49(4): 912-924.
- [5] 邓勇,胡德胜,朱继田,等. 北部湾盆地油气成藏规律与勘探新领域、新类型、资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 202-225.
DENG Yong, HU Desheng, ZHU Jitian, et al. Hydrocarbon accumulation regularities, new fields and new types of exploration, and resource potentials in Beibuwan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 202-225.
- [6] 李凡异,张厚和,李春荣,等. 北部湾盆地海域油气勘探历程与启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(3): 337-345.
LI Fanyì, ZHANG Houhe, LI Chunrong, et al. Offshore petroleum exploration history and enlightenment in Beibu Gulf

- Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(3): 337-345.
- [7] 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.
- JIANG Donghui, YANG Pengcheng, CHENG Xuetong, 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.
- [8] 何家雄, 梁可明, 马文红. 涠14-2-1井凝析油气的煤成因证据[J]. *中国海上油气*, 1992, 6(5): 41-48.
- HE Jiaxiong, LIANG Keming, MA Wenhong. The evidence of coal-generated condensate of Wei 14-2-1 [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 1992, 6(5): 41-48.
- [9] 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.
- [10] 傅宁, 林青, 王柯. 北部湾盆地主要凹陷流沙港组二段主力烃源岩再评价[J]. *中国海上油气*, 2017, 29(5): 12-21.
- FU Ning, LIN Qing, WANG Ke. Main source rock reevaluation of Member 2 of Liushagang Formation in the sags of Beibuwan Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2017, 29(5): 12-21.
- [11] 杨鹏程, 余学兵, 张传运. 涠西南凹陷D次凹流二段优质烃源岩特征[J]. *海洋石油*, 2017, 37(1): 1-6, 79.
- YANG Pengcheng, YU Xuebing, ZHANG Chuanyun. Characteristics of high-quality source rock in member Liu-2 of D sub-sag in Wexinan Sag [J]. *Offshore Oil*, 2017, 37(1): 1-6, 79.
- [12] BUDIMAN A A, ANGGAYANA K, WIDAYAT A H, et al. Organic geochemical, petrographic and palynological characterization of claystones of the Palaeogene Toraja Formation, and oil seeps in the Enrekang Sub-basin, south Sulawesi, Indonesia: Implications for hydrocarbon source rock potential [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(3): 100287.
- [13] ABDEL-FATTAH M I, REDA M, FATHY M, et al. Oil-source correlation and Paleozoic source rock analysis in the Siwa Basin, Western Desert: Insights from well-logs, Rock-Eval pyrolysis, and biomarker data [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(3): 100298.
- [14] 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.
- [15] 刘成龙, 王艳忠, 杨怀宇, 等. 高精度层序约束下三角洲-滩坝沉积体系精细刻画与岩性圈闭分布规律——以渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷南坡东段沙河街组四段上亚段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 1121-1141.
- LIU Chenglong, WANG Yanzhong, YANG Huaiyu, et al. Fine characterization and lithologic trap distribution patterns of delta-beach bar sedimentary system under high-precision sequence constraints: A case study of the upper submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the eastern segment of the southern gentle slope of Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 1121-1141.
- [16] 邵长印, 宋璠, 张世奇, 等. 渤海湾盆地黄河口凹陷SC7区块古近系东营组二段下亚段滩坝储集体构型特征[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 486-501.
- SHAO Changyin, SONG Fan, ZHANG Shiqi, et al. Architectural characteristics of beach-bar reservoirs in the lower submember of the 2nd member of the Paleogene Dongying Formation in Block SC7, Huanghekou Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 486-501.
- [17] 杜晓峰, 庞小军, 黄晓波, 等. 辽西凹陷北部古近系沙河街组二段源-汇系统及其对滩坝砂体的控制[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(3): 662-674.
- DU Xiaofeng, PANG Xiaojun, HUANG Xiaobo, et al. Characteristics of the source-to-sink system for the Paleogene Sha 2 Member of northern Liaoxi Sag, offshore Bohai Bay Basin and its control on beach bar sands [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(3): 662-674.
- [18] 刘梦, 王喜鑫, 黎瑞, 等. 环青海湖滩坝沉积特征及其控制因素[J]. *断块油气田*, 2025, 32(3): 424-431.
- LIU Meng, WANG Xixin, LI Rui, et al. Sedimentary characteristics and controlling factors of beach bars around Qinghai Lake [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2025, 32(3): 424-431.
- [19] 李荣堃, 操应长, 林救若, 等. 东营凹陷南部古近系沙四下亚段米兰科维奇旋回驱动的湖盆环境演化与沉积响应[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2025, 49(2): 28-41.
- LI Rongkun, CAO Yingchang, LIN Miruo, et al. Environmental evolution and sedimentary response of lake basins driven by Milankovitch cycles in the lower sub-member of Member 4 of Paleogene Shahejie Formation, Southern Dongying Sag [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2025, 49(2): 28-41.
- [20] 刘惠民, 高阳, 秦峰, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. *石油学报*, 2023, 44(12): 2141-2159.
- LIU Huimin, GAO Yang, QIN Feng, et al. New fields, new types and resource potentials of hydrocarbon exploration in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(12): 2141-2159.
- [21] 王永诗, 邱贻博, 茆书巍, 等. 济阳坳陷东营凹陷古近系隐蔽油气藏勘探实践及展望[J]. *中国海上油气*, 2023, 35(3): 12-24.
- WANG Yongshi, QIU Yibo, MAO Shuwei, et al. Exploration practice and prospect of Paleogene subtle oil and gas reservoirs in Dongying Sag, Jiyang Depression [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(3): 12-24.
- [22] 郑荣才, 彭军, 尹世民. 基准面旋回结构与叠加样式的沉积动力学分析[J]. *沉积学报*, 2000, 18(3): 369-375.
- ZHENG Rongcai, PENG Jun, YIN Shimin. Sedimentary dynamic

- analysis of sequence structure and stacking pattern of base-level cycle[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2000, 18(3): 369–375.
- [23] 李思田, 解习农, 王华, 等. 沉积盆地分析基础与应用[M]. 北京: 高等教育出版社, 2004: 1–410.
- LI Sitian, XIE Xinong, WANG Hua, et al. Sedimentary basin analysis: Principle and application [M]. Beijing: Higher Education Press, 2004: 1–410.
- [24] 谢辉, 周蒂, 石红才, 等. 珠江口盆地-琼东南盆地深水区新生代构造沉积演化对比分析[J]. *海洋学报*, 2021, 43(3): 48–61.
- XIE Hui, ZHOU Di, SHI Hongcai, et al. Comparative study on the Cenozoic tectonic and sedimentary evolution in the deep water areas of the Zhujiang River Estuary Basin and the Qiongdongnan Basin[J]. *Acta Oceanologica Sinica*, 2021, 43(3): 48–61.
- [25] 周荔青, 江东辉, 杨鹏程, 等. 琼东南盆地陵水北坡LS13-2区勘探思路与突破方向[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(3): 673–683.
- ZHOU Liqing, JIANG Donghui, YANG Pengcheng, et al. Philosophy and potential breakthroughs for hydrocarbon exploration in Block LS13-2 on the northern slope of the Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(3): 673–683.
- [26] 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.
- [27] 付广, 卢德根, 梁木桂, 等. 断盖配置封闭油气时期预测方法及其应用[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(3): 40–47.
- FU Guang, LU Degen, LIANG Mugui, et al. Prediction method and its application for oil and gas sealing period in fault-caprock configuration [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(3): 40–47.
- [28] 丛岩. 源断盖配置油气聚集时期预测方法及其应用[J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(1): 13–18.
- CONG Yan. A method for predicting hydrocarbon accumulation period under source-fault-caprock configuration and its application [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(1): 13–18.
- [29] 薛一帆, 文志刚, 黄亚浩, 等. 深层-超深层走滑断裂带储层流体来源与油气成藏过程研究-以塔里木盆地富满油田为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(4): 549–559.
- XUE Yifan, WEN Zhigang, HUANG Yahao, et al. Study on reservoir fluid source and hydrocarbon accumulation process in deep to ultra-deep strike-slip fault zone: A case study of Fuman Oilfield, Tarim Basin [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(4): 549–559.
- [30] 刘海钰, 胡林, 刘兵, 等. 琼东南盆地深水区中新统梅山组超压成因与天然气成藏特征[J]. *岩性油气藏*, 2025, 37(5): 70–82.
- LIU Haiyu, HU Lin, LIU Bing, et al. Origin of overpressure and natural gas accumulation characteristics of Miocene Meishan Formation in the deepwater area, Qiongdongnan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2025, 37(5): 70–82.
- [31] 田志新, 刘刚, 彭叙凯, 等. 准噶尔盆地南缘中段深层-超深层超压成因机制及其与成藏的关系——以HT1气藏为例[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(6): 1166–1176.
- TIAN Zhixin, LIU Gang, PENG Xukai, et al. Overpressure formation mechanism in deep and ultra-deep layers in middle section of southern margin of Junggar Basin and its relationship with reservoir formation: A case study of Hutan 1 gas reservoir [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(6): 1166–1176.
- [32] 高志强. 东营凹陷超压系统与油气成藏关系[J]. *特种油气藏*, 2024, 31(5): 67–76.
- GAO Zhiqiang. The relationship between overpressure systems and hydrocarbon accumulation in the Dongying Sag [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(5): 67–76.
- [33] 吴远坤, 刘成林, 于春勇. 松辽盆地双城断陷深层原油成藏模式[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2024, 54(5): 1443–1456.
- WU Yuankun, LIU Chenglin, YU Chunyong. Main controlling factors and accumulation mode of deep oil in Shuangcheng fault depression of Songliao Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2024, 54(5): 1443–1456.
- [34] 段金宝, 徐田武, 杨栋栋, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷洼陷带油气地质新认识与勘探突破[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(2): 377–391.
- DUAN Jinbao, XU Tianwu, YANG Dongdong, et al. New insights and exploration breakthroughs in hydrocarbon exploration in sub-sag zones of the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(2): 377–391.
- [35] 武玺, 史原鹏, 陈树光, 等. 河套盆地临河坳陷超深层碎屑岩油气勘探突破及富集高产因素[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(5): 962–971.
- WU Xi, SHI Yuanpeng, CHEN Shuguang, et al. Exploration breakthrough and factors for enrichment and high-yield of hydrocarbons in ultra-deep elastic rocks in Linhe Depression, Hetao Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(5): 962–971.
- [36] 鲍燕. 利津洼陷沙四段烃源岩成烃特征及其对滩坝砂油藏的贡献[J]. *新疆石油天然气*, 2016, 12(2): 10–13.
- BAO Yan. Hydrocarbon generation characteristics of source rocks and their contribution to beach-bar sand reservoirs in the fourth member of Shahejie Formation in Lijin Sag [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2016, 12(2): 10–13.

(编辑 王迪)