

深海边际油田油藏定量表征关键技术及其应用

——以安哥拉刚果扇盆地为例

王光付^{1,2}, 张文彪^{1,2}, 李蒙^{1,2}, 余刚¹, 徐睿¹, 李发有¹, 陆文明¹, 王桐¹, 张红臣¹, 司朝年¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206)

摘要:当前,全球新增石油储量的70%以上来自深水领域。其中,部分储量因受单个油田资源规模小、深水-超深水环境制约以及关键开发技术瓶颈等因素影响,难以实现经济有效动用,被称为深海边际储量,这些储量所在的油田即为边际油田。安哥拉刚果扇深海盆地内边际油田的边际储量达 40×10^8 bbl,但受钻井少、地质研究资料不足及复合浊积水道强非均质性的限制,常规储层预测技术、流体识别技术以及地质建模技术存在多解性,难以满足这些边际油田油藏精确表征需求。基于边际油田少量地质、钻测井、三维地震及测试等资料,针对深海复合浊积水道储层特点,开发了以下3项技术:①基于深度学习的储层预测方法;②基于质心频率的流体识别方法;③定量地质知识库储层构型约束下的多点统计学建模新技术。应用上述技术,在安哥拉PT和CS边际油田深水浊积多期复合水道砂岩油藏中,实现了储层和流体的准确预测、内幕结构表征及单一浊积水道地质建模,定量刻画了其储层非均质性和储量丰度分布,为边际油田开发决策和高效井位部署提供了依据。这些关键技术已成为安哥拉深海边际油田浊积水道砂岩油藏定量表征和地质建模的必备手段,可为全球深海类似少井区块的边际油田油藏评价和高效开发提供技术借鉴。

关键词:机器学习;油藏定量表征;边际储量;浊积水道;深海油田;刚果扇盆地;安哥拉

中图分类号:TE132.1

文献标识码:A

Key technologies and their application in quantitative reservoir characterization of marginal deepwater oilfields: A case study of the Congo Fan Basin, Angola

WANG Guangfu^{1,2}, ZHANG Wenbiao^{1,2}, LI Meng^{1,2}, SHE Gang¹, XU Rui¹, LI Fayou¹, LU Wenming¹,
WANG Tong¹, ZHANG Hongchen¹, SI Chaonian¹

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China)

Abstract: At present, more than 70% of newly added oil reserves across the world come from deep water. Some of these reserves, uneconomical to exploit due to the small resource volumes of individual oilfields, constraints imposed by deepwater and ultra-deepwater environments, and bottlenecks in key development technologies, are defined as deepwater marginal reserves. The oilfields with marginal reserves are defined as marginal oilfields. Marginal reserves of the marginal oilfields in the deepwater Congo Fan Basin, Angola, amount to 4×10^9 bbl. However, conventional reservoir prediction, fluid identification, and geological modeling techniques commonly yield multiple solutions due to the limited number of wells drilled, insufficient geological data, and strong heterogeneity of composite turbidite channels. Consequently, these techniques cannot meet the requirements for accurate reservoirs characterization of the marginal oilfields. Based on the sparse geological, drilling, well-log, 3D seismic, and testing data available from marginal oilfields, the study developed three technologies for deepwater turbidite-channel reservoirs of marginal oilfields: (1) a deep learning-based prediction method for composite turbidite channel reservoirs; (2) a centroid frequency-based fluid identification method for oil-water contact recognition; and (3) a new multiple-point geostatistical

收稿日期:2026-04-13;修回日期:2026-05-19。

第一作者简介:王光付(1965—),男,博士、教授级高级工程师,油气田开发。E-mail: wanggf.syky@sinopec.com。

通信作者简介:张文彪(1984—),男,博士、高级工程师,油气田开发地质。E-mail: zwb.syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金联合基金项目(U23B6004)。

modeling constrained by reservoir architecture derived from a quantitative geological knowledge base. These technologies were applied to deepwater turbidite sandstone reservoirs formed by multi-stage composite channels in the PT and CS marginal oilfields in Angola. They enabled accurate prediction of reservoirs and fluids, characterization of internal architecture, and geological modeling of individual turbidite channels. Reservoir heterogeneity and the distribution of reserve abundance in turbidite-channel sandstone reservoirs were quantitatively characterized, providing a reliable basis for development decision-making and efficient well placement in marginal oilfields. These key technologies have become essential tools for the quantitative characterization and geological modeling of deepwater turbidite-channel sandstone reservoirs in Angola. They can also provide a technical reference for the evaluation and efficient development of marginal oilfields in analogous sparsely drilled deepwater blocks worldwide.

Key words: machine learning, reservoir characterization, marginal oilfield, turbidite channel, deepwater, Angola

引用格式:王光付,张文彪,李蒙,等. 深海边际油田油藏定量表征关键技术及其应用——以安哥拉刚果扇盆地为例[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47 (4): 1340–1356. DOI: 10. 11743/ogg20260418.

WANG Guangfu, ZHANG Wenbiao, LI Meng, et al. Key technologies and their application in quantitative reservoir characterization of marginal deepwater oilfields: A case study of the Congo Fan Basin, Angola [J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47 (4): 1340–1356. DOI: 10. 11743/ogg20260418.

边际储量是指受资源规模、地质条件、工程技术与经济效益约束,采用常规开发模式不具备商业价值的油气资源,这些储量所在的油田即为边际油田。当前,全球油气勘探开发持续向深水、超深水领域拓展,深海油田已成为保障能源安全与推动油气增储上产的重要领域^[1-3]。西非被动大陆边缘盆地油气资源富集,刚果扇盆地凭借优越的成藏条件,已成为全球深水油气勘探开发的重点区域^[4-8]。安哥拉深水海域以渐新统-中新统深水浊积砂岩为优质储层,具备高孔、高渗和高产稳产的开发潜力,但受水深条件复杂、盐构造发育、储层非均质性强及开发成本高等因素制约,大量未动用储量被界定为边际储量,在低油价常态下难以实现经济有效动用。因此,盘活深海边际储量、提升复杂油藏定量表征精度与开发效益,已成为当前深水油气领域亟待解决的关键问题。

安哥拉已出台针对边际油田的专项财税政策,明确了储量规模、水深和投资收益率等判定标准。该区域边际储量潜力巨大,是稳定原油产量、支撑经济发展的重要资源基础。中国在安哥拉深水海域拥有多个勘探开发权益区块,面临盐构造多级控砂、多期浊积水道叠置、流体界面复杂多变以及井资料稀疏等现实难题,传统储层预测、流体识别与地质建模技术多解性强,适应性不足,难以满足边际油田油藏精准评价与高效动用的技术需求。

近年来,国内外学者围绕深海浊积砂岩油藏储层表征开展了大量研究,地震反演、储层构型分析及地质统计学建模等技术持续进步^[9-18],但面向深海边际油田仍存在显著短板:①确定性反演垂向分辨率低,难以

识别薄储层;②AVO等流体识别技术在岩性参数重叠区响应模糊,无法精准刻画非统一油-水界面;③两点地质统计方法难以还原复杂水道形态,传统多点地质统计学受训练图像与资料约束,建模精度与可靠性不足。针对盐构造背景下的深海边际浊积砂岩油藏,高精度、量化、少井适配的一体化表征技术体系尚未形成。

为此,本研究以刚果扇盆地安哥拉深海边际油田为研究对象,系统分析区域石油地质特征与边际油田储层表征难点,聚焦储层预测、流体识别与地质建模3大核心环节,研发了机器学习储层预测、质心频率流体识别及构型约束多点地质统计学建模等关键技术,并在PT和CS典型边际油田开展应用验证,形成了一套适用于深海边际浊积水道砂岩油藏的定量表征技术方法,为同类边际油藏高效评价与经济开发提供理论依据与技术借鉴。

1 安哥拉深海油田石油地质特征

刚果扇盆地位于西非大陆边缘中部,属于典型的含盐被动陆缘盆地。盆地自南向北横跨安哥拉、刚果(布)、刚果(金)及加蓬等多个国家(图1),总面积约 $58 \times 10^4 \text{ km}^2$,主要发育白垩纪—新近纪地层,是世界上最富产油气的盆地之一^[19-20]。中国在该盆地安哥拉深水海域拥有5个权益资产区块,总面积约 200 km^2 ,核心井区面积约 20 km^2 ,水深在 $1\,400 \sim 2\,000 \text{ m}$,储层类型为典型的深水重力流浊积水道沉积。

刚果扇盆地受早期构造与盐岩流动双重控制。盐

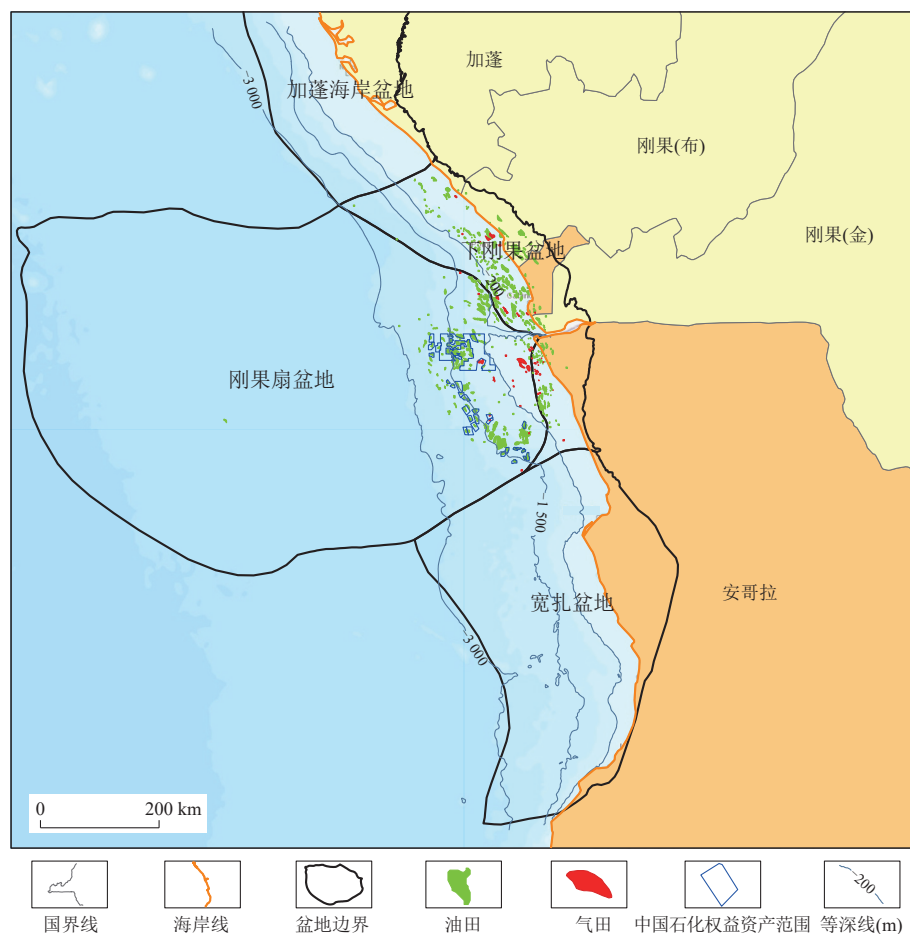


图1 刚果扇盆地地理位置

Fig. 1 Geographic location map of the Congo Fan Basin

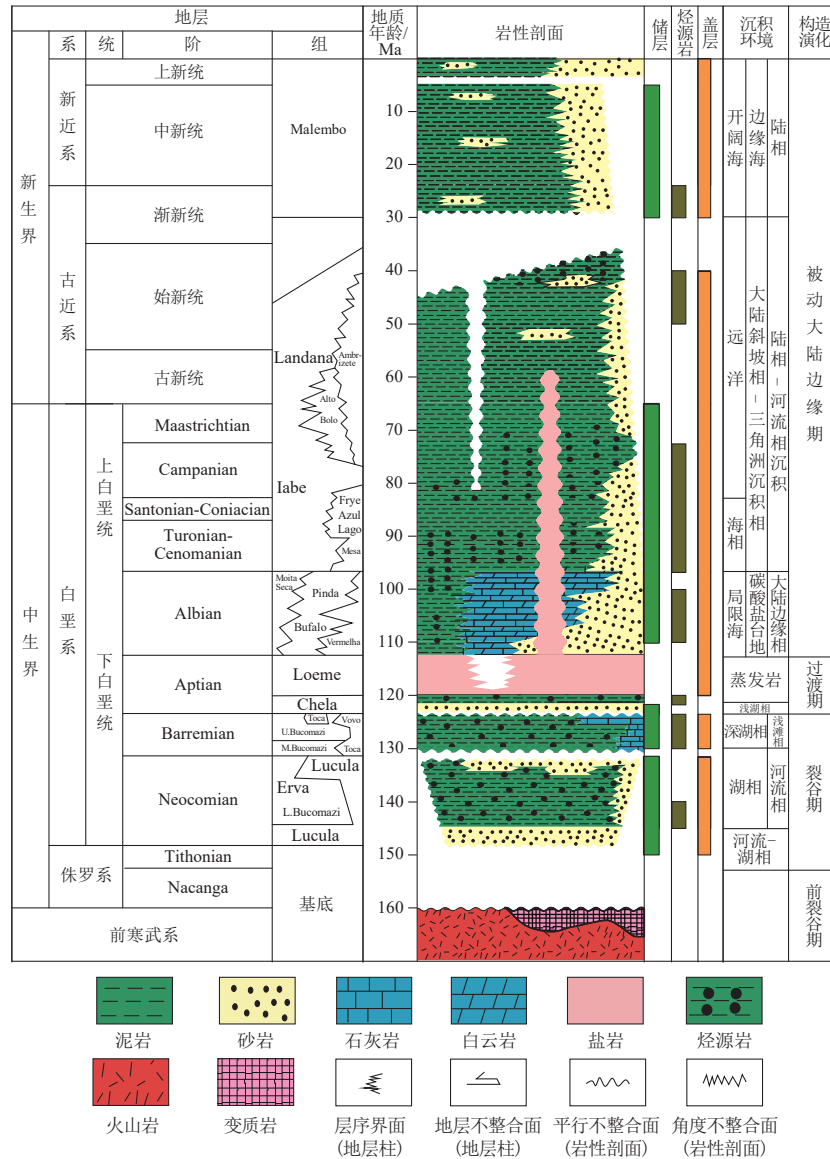
构造不仅控制着盆地格架和沉积体系,还为油气运移和圈闭形成提供了有利条件^[21-24]。盆地内发育5套烃源岩和7套储层,油气以垂向运移为主,成藏条件优越(图2)。烃源岩分盐下和盐上2类,品质差异显著。盐下 Bucomazi 组为主力优质源岩,厚度超过2 100 m,中段总有机碳含量(TOC)为5%~13%,以I型干酪根为主,热演化程度已达高熟-过熟阶段,主产湿气与干气。盐上4套烃源岩中,Iabe 组烃源岩品质最优,其半深海页岩 TOC 平均值为4%,干酪根类型为II型,自渐新世末开始生烃,生油品质极佳。

本研究目的层位 Malembo 组是深水浊积砂岩油藏的主力储层,具有高孔、高渗特征。其中,浊积水道和朵叶体为优质储集单元,其发育受古地貌和盐构造多级控制。盖层为新近系海相巨厚泥岩,封闭性好。圈闭受构造与盐岩共同控制,在拉张区以滚动背斜为主,在过渡带及挤压带则以盐构造与浊积砂匹配形成的复合圈闭为主。油气生成持续至新近纪,深水区以断层和砂体为输导体系,油气运移以垂向为主、侧向为辅,成藏后保存稳定,形成了大型原生油气田。

该区深水浊积水道砂岩储层的岩石类型主要为长石石英砂岩,胶结物含量较低。岩相类型包括低密度浊流砂质沉积、高密度浊流砂砾混合沉积、高密度浊流砂质沉积、低密度浊流粉砂质沉积、碎屑流沉积、泥质浊流沉积及半远洋沉积等,表现出典型的鲍马序列特征。主力产油层孔隙度为22%~31%,渗透率为 $(300 \sim 3\,000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油相对密度为31.9~33.8 $^{\circ}\text{API}$,属于高气/油比轻质原油。GTP为研究区已开发的主力油田群(图3),包括GA,CM,PA,PU和CO五大油田,水深为1 200~2 800 m,单个油田原始地质储量规模较大,为油田群的高效开发提供了有利条件。与此同时,GTP油田群周边存在多个储量规模较小的区块,如PT和CS等。这些区块无论是独立开发还是联合开发,均难以实现经济有效开发,通常被归类为边际油田。

2 深海边际油田特点及油藏定量表征难点

安哥拉深海边际油田位于海上深水和超深水区,其

图2 刚果扇盆地地层综合柱状图^[25]Fig. 2 Composite stratigraphic column of the Congo Fan Basin^[25]

判定标准为:①可采资源量小于 3×10^8 bbl;②水深大于800 m;③政府单桶收入低于10.5美元;④国际石油公司单桶收入低于21美元;⑤内部收益率(*IRR*)低于15%。其中,资源量规模与内部收益率是最为关键的评判参数。根据相关规定,若可采资源量大于 3×10^8 bbl,但因地质条件复杂或水深因素导致内部收益率低于15%,经国家特许权所有者审批后,也可定义为边际油田^[26-28]。2019年,安哥拉国家石油公司申报的边际油田储量达 40×10^8 bbl,中国石化在安哥拉的权益区块的石油储量,约一半属于边际储量,分布于安哥拉18区块PT和CS油田,1706区块的Begonia和Forsythia 1油田,31区块的Palas、Astraea和Juno油田以及32区块的Alho、Colorau、Cominhos和Cola油田等。

上述边际油田的共同特点是:①沉积类型为深水多期浊积水道砂岩;②单个油田储量规模小;③远离主体开发区,需要回接现有生产设施开发;④单井钻井成本高;⑤单个区块仅完钻一口探井或评价井,可用地质研究资料匮乏。因此,这些油田的油藏定量表征和高精度地质建模难度较大而其有效和高效开发对储层厚度、流体分布及非均质性的定量表征提出了更高要求,亟需开展相关技术研究。

安哥拉深海边际油田浊积水道砂岩储层预测面临的挑战在于地震反演技术的局限性与多解性。地震反演旨在将反射系数域转化为岩性物性域,实现井间储层表征,但各类反演方法均存在适配性短板:①确定性反演(如稀疏脉冲反演)受地震频带宽度限制,垂向分辨率偏低,难以识别薄储层;②地质统计学反演虽可通

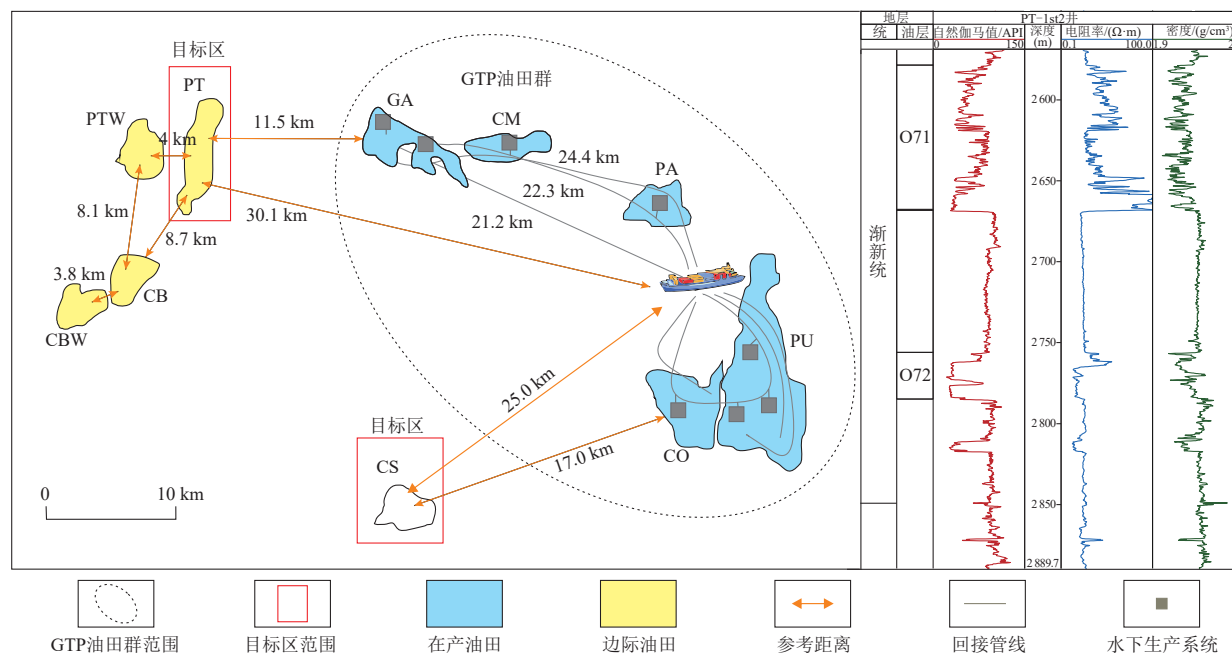


图3 刚果扇盆地GTP油田群与边际油田PT和CS的相对位置(a)及PT油田含油层特征(b)

Fig. 3 Diagram showing the relative locations of the GTP oilfield group with the PT and CS marginal oilfields (a), and characteristics of oil-bearing intervals in the PT oilfield (b)

过随机模拟刻画储层非均质性,但其精度高度依赖于变差函数的选择及先验地质假设;③AVO反演理论上可提取岩性和流体敏感参数,但在深水浊积岩环境中,泥岩与含油砂岩的弹性参数存在重叠,易导致AVO响应模糊、解释多解性增强,加之边际油田多采用老旧地震资料,其预处理保幅、多次波压制等质量不达标,会进一步制约AVO反演的应用效果。

深海边际油田多期浊积水道砂岩油藏流体识别面临的挑战在于:①安哥拉盐构造背景下的浊积边际油田含油层系多,大量油藏没有统一的油-水界面,导致流体界面预测难度大;②盐构造伴生的断裂系统将油藏切割为多个封闭断块,形成阶梯状油-水界面,而稀疏井网易造成局部界面的误判;③安哥拉深海浊积水道多期叠置、储层欠压实及流体密度低等因素,造成层间岩石物理差异不明显,叠前AVO、叠后波阻抗和振幅频率等常规地震技术难以适应安哥拉深海浊积砂岩油藏的流体性质识别需求。

深海边际油田浊积水道砂岩油藏地质建模面临的难题核心在于地质统计学方法的模式依赖与多源数据约束不足:①传统两点统计学(如序贯高斯模拟)虽可实现参数连续模拟,但无法精准再现浊积水道和朵叶体等复杂沉积形态,导致模型可靠性偏低;②多点地质统计学(MPS)依托训练图像可再现复杂地质模式,然而在资料稀缺的边际油田中,难以构建精准的训练图像,多依

赖区域类比或邻区资料,导致建模的不确定性程度较高。

3 边际油田油藏定量表征关键技术

3.1 机器学习储层预测技术

地震属性分析和波阻抗反演是深海储层预测的两类传统核心手段,在实际生产中得到了广泛应用,但各自存在一定的局限性^[29-32]。在地震属性分析方面,均方根振幅(RMS)、瞬时-频率和相干体等属性能够直观反映砂体的横向展布形态,在深水浊积水道的平面刻画上具有一定优势。然而,地震属性本质上是地震波场的统计性描述,受地震分辨率制约,难以有效区分薄层砂体与围岩泥岩之间的微弱阻抗差异。此外,不同属性对储层的响应具有非唯一性,单一属性的解释结果往往受主观经验影响较大。在波阻抗反演方面,叠前同步反演可提取纵波阻抗、横波阻抗及密度等弹性参数,从而实现岩性与流体的联合判别。然而,反演过程高度依赖低频模型的构建质量,在深海边际油田往往井资料稀少,低频背景误差较大;在薄砂体发育或储层横向非均质性强的情况下,调谐效应进一步限制了储层反演的垂向分辨能力。

针对上述不足,本研究引入基于深度学习的机器

学习储层预测技术,通过实际地质观测驱动下的样本生成体系和三维卷积神经网络,实现对深水浊积砂体的精细识别与空间预测。

3.1.1 基于实际资料约束的训练样本生成

有监督深度学习的预测效果在很大程度上取决于训练样本的质量与数量。为确保合成样本与真实地下地质体在几何形态和地震响应上保持高度一致,本研究从实际地震和测井资料中系统提取控制水道发育的关键参数,并将其作为正演模拟的输入约束。

在水道参数的实际资料观测方面,水道宽度、单期砂体厚度及宽/深比是制约沉积模拟可靠性的核心参数。通过对目的层地震均方根振幅属性图的精细解释,可直接量取不同期次水道的平面几何特征。同一期次、不同弯曲段的水道规模存在差异(图4a):红色水道流线段的波长约为2 000 m,宽度约为150 m;黄色水道流线段的波长约为2 500 m,规模明显更大。在获取实测参数后,并非将单一固定值直接输入模拟算法,而是将各参数的观测值作为均值,以高斯分布的形式在合理范围内进行随机采样,从而生成一批涵盖参数自然变化范围的水道实现。这一处理方式有效避免了模型对某一特定水道形态的过度拟合,使训练样本集能够充分覆盖研究区水道系统的几何多样性。利用基于物理规则的沉积模拟算法,在上述实际参数约束下随机模拟生成数千个符合水道沉积规律的沉积体系模

型,每个模型均真实还原水道整体走向、曲率、多期叠置方式及宽/深比特征(图4b)。

地震正演合成方面,根据实际沉积相与波阻抗的对应关系建立阻抗模型,并提取研究区实际地震子波对其进行褶积正演,生成合成地震记录。通过上述完整流程,最终生成数千个包含三维合成地震数据及对应沉积相标签的样本对,为深度学习的监督训练提供了充足且地质合理的样本基础。

3.1.2 三维U型卷积网络训练与预测

在网络架构搭建方面,采用三维U型卷积网络(3D U-Net)实现从三维地震数据到沉积相概率体的端到端映射。如图5所示,该网络以三维地震数据体作为输入,输出端同时区分深水水道砂体、天然堤和围岩3类岩相(围岩岩相在可视化时作透明处理,以突出砂体展布)。网络由编码器和解码器两部分构成:编码器通过逐级采样提取多尺度空间特征,解码器通过逐级采样恢复空间分辨率,并采用跳跃连接方式将编码器各层高分辨率特征与解码器对应层的语义特征相融合,从而在保留局部细节的同时兼顾全局地质背景。以二值交叉熵作为损失函数,训练完成后,通过该模型对研究区实际三维地震数据进行预测,输出各沉积相的概率分布体。

在预测效果验证方面,从钻井实测与储层对比来看(图6a),地震预测的水道砂体与钻井解释认识基本

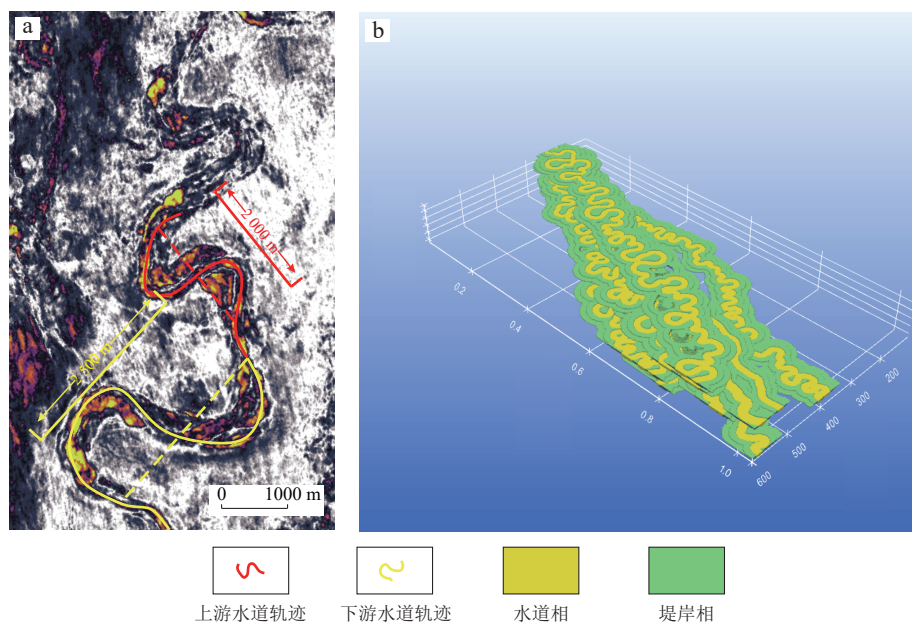


图4 基于实际观测参数约束的刚果扇盆地深水浊积水道沉积模拟结果(单次实现)

Fig. 4 Depositional simulation result of deepwater turbidite channels constrained by observational parameters (single realization)

a. 深水浊积水道平面样式;b. 浊积水道多期次沉积过程模拟实现三维图

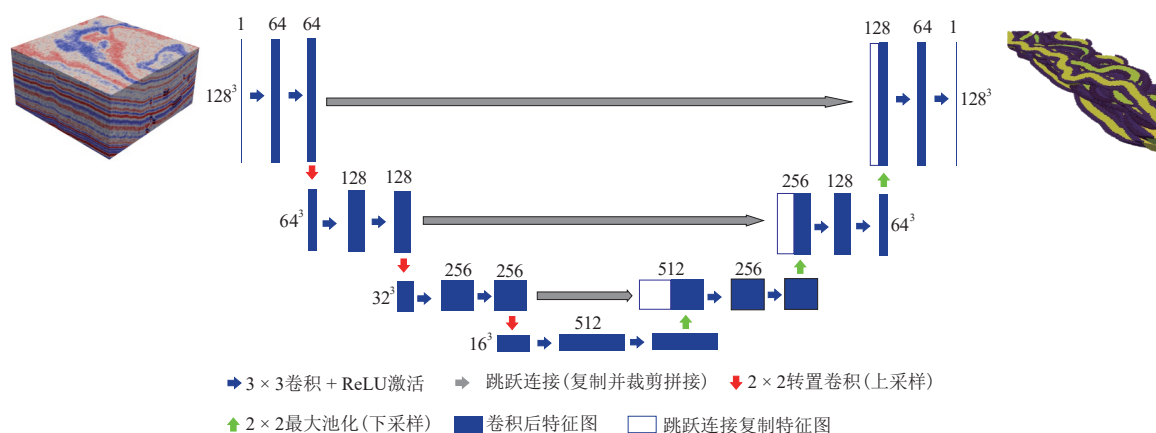


图5 用于刚果扇盆地深水浊积水道砂体预测的三维U型卷积网络(3D U-Net)架构

Fig. 5 Schematic architecture of the 3D U-shaped convolutional neural network (3D U-Net) for predicting deepwater turbidite-channel sand bodies

(图中数字代表各卷积层输出的特征图通道数。)

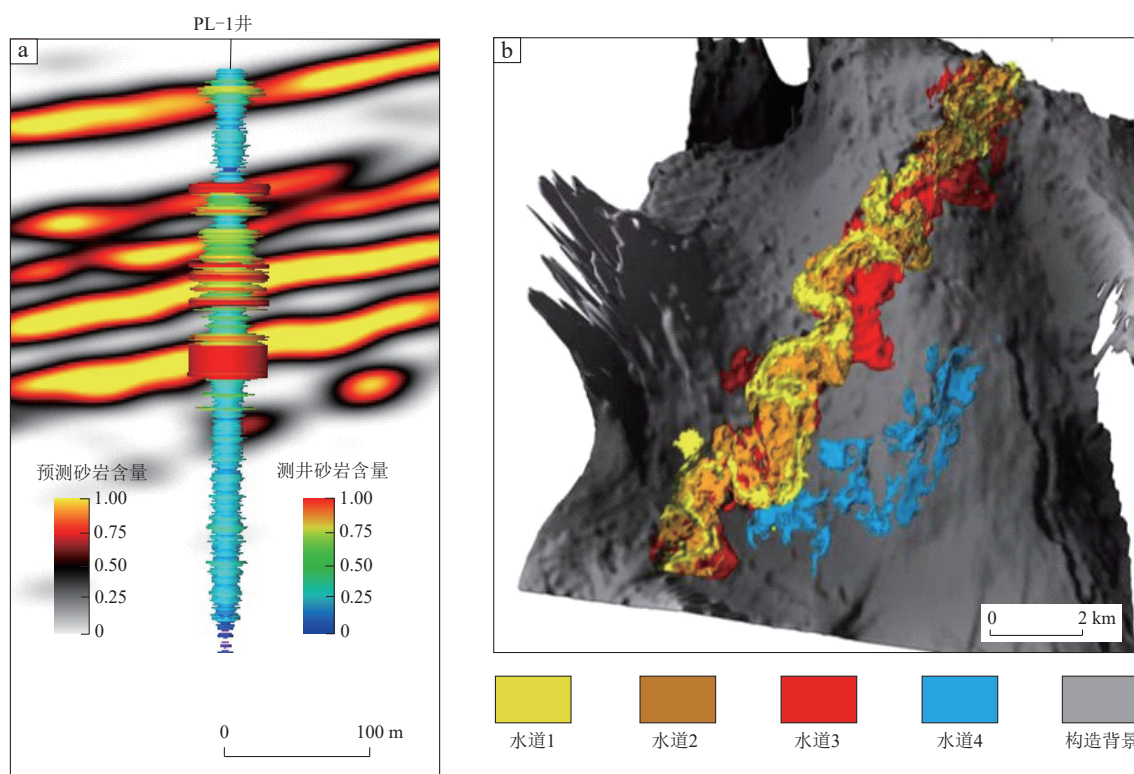


图6 深度学习预测刚果扇盆地深水浊积水道三维雕刻可视化结果

Fig. 6 3D sculpting visualization of deepwater turbidite channels predicted by deep learning

a. 深水浊积水道深度学习预测砂体概率体; b. 不同期次浊积水道预测三维雕刻结果

一致,较厚砂体全部吻合,部分粉砂质小薄层(厚度 < 2 m)虽因受限于地震分辨率控制而未能单独识别,但以复合砂体的形式在地震预测中得到体现,整个砂体厚度预测的吻合度超过 90%。在空间展布方面(图 6b),对本次深度学习技术输出的砂体概率体进行三维可视化后,预测的水道体系在三维空间中展布清晰,水道主体走向、弯曲形态及各期次砂体的叠置关系

均得到有效还原。水道砂体的空间连续性和边界刻画精度明显优于传统属性分析结果,为后续储层地质建模和储量计算提供了可靠的三维砂体骨架。

3.2 质心频率流体识别技术

深海浊积砂岩油藏的流体识别主要依赖叠前地震反演、AVO 分析、四维地震及平点识别等。安哥拉下

刚果盆地为中新统弱固结、高孔高渗储层,成岩作用弱、颗粒疏松,含油砂岩呈低波阻抗、低速度特征,而含水砂岩的波阻抗与速度相对较高^[32-33]。对于边际油田中多薄层浊积水道砂岩油藏,地震平点特征往往不明显,且叠前近、中、远道集(AVO)对于含油与含水的区分也易产生混淆。因此,适配弱固结、强非均质储层的流体识别技术仍需进一步完善。

研究表明,在频率域中,含油气砂岩会优先吸收地震波中的高频能量,导致低频能量占比增加。这一效应是油气砂岩流体识别的典型标志,也是本文所提出基于频谱差异的流体识别技术的物理基础。目前,基于频率吸收衰减的流体识别方法主要有以下4种:①低频阴影检测法^[33-34]。通过含油气岩石对高频能量的吸收或低通滤波作用,形成低频能量强、高频能量明显减弱的特征;通过时-频分析计算地震数据高频能量的衰减情况,从而检测油气分布。②谱比法^[35]。利用振幅谱的比值进行河道砂体和含油气储层的识别。③频谱面积差值法。通过计算频率衰减引起的频谱变化——即高频部分频谱面积减少量与低频部分频谱面积增加量——来进行油气识别。④高频衰减梯度法^[36]。通过计算高频端能量的衰减梯度值,以此为依据来区分储层的流体性质。

3.2.1 频率衰减特征

地震波在地下介质传播过程中会发生振幅和频率的吸收衰减现象。介质的物理性质可用品质因子(Q)来表示, Q 值越大,对能量的吸收作用越弱,反之越强^[34-35]。由于不同频率的地震波具有不同的相速度,其能量损失程度与频率成分有关。地震波对高频能量的吸收显著强于对低频能量的吸收,气层对高频成分吸收最强,油层次之,水层更次之,干层吸收最少。

入射波与透射波(或反射波)的频谱变化可用图7表示,图中 k 与 q 分别代表高频部分与低频部分的频谱梯度。地震波穿过或经地质体反射后,其主频、频宽及高、低频部分频谱梯度均会发生变化。对于含油气层而言,透射波(或反射波)高频部分的频谱梯度 k 会显著增加,同时主频降低、频宽变窄,造成频谱能量向低频方向移动,并在油气层下方产生强低频区域,这是直接烃类指示(DHI, direct hydrocarbon indication)的主要依据之一。

3.2.2 时-频分析及质心频率计算方法

对于油气层的低频阴影检测,常采用短时窗傅里叶变换、小波变换、S变换和W变换等来获取低、中、高

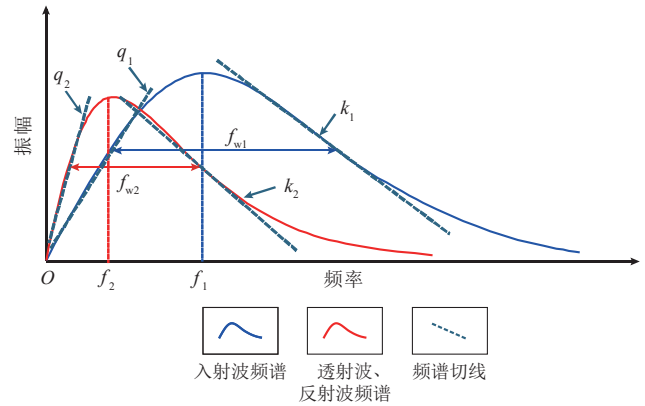


图7 常规入射波及透射波(或反射波)频率衰减示意图

Fig. 7 Schematic diagram of frequency attenuation of conventional incident waves and transmitted waves (or reflected waves)

k_1 . 入射波高频部分的频谱梯度; k_2 . 透射波(或反射波)高频部分的频谱梯度; q_1 . 入射波低频部分的频谱梯度; q_2 . 透射波低频部分的频谱梯度; f_1 . 入射波主频; f_2 . 透射波主频; f_{w1} . 入射波频宽; f_{w2} . 透射波频宽

频的瞬时谱剖面及切片,提高流体识别精度。在叠前数据应用方面,利用频率在叠前不同入射角数据上的频散作用(叠前频率衰减特性)进行储层含流体性质的检测,可获得更明显的识别效果。针对叠前速度频散现象,很多学者也开展了深入研究^[36-37],对于含油气储层,叠前频散效应较为突出。地震波在含油气地层中传播时,由于流体的吸收作用会造成高于常规地层的振幅和频率衰减,表现为高频能量被吸收、低频能量突出,形成频谱能量向低频移动的特征。通过时-频分析算法对叠前数据进行时-频转换,计算质心频率和频宽两个参数,并对比不同入射角叠加数据的频谱变化,可实现对含油气储层的有效识别。

在各类时-频分析方法中,W变换在低频部分具有较高的分辨率。S变换是由短时窗傅里叶变换发展而来,而W变换是对S变换的进一步发展。具体而言,W变换是对S变换中的高斯窗函数进行了改造。高斯窗函数与信号之间的褶积结果即为信号的时间-频率谱。W变换作为一种典型的线性时-频分析方法,其公式如下:

$$W(\tau, f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)g(t - \tau)e^{-i2\pi ft} dt \quad (1)$$

式中: $x(t)$ 为非平稳信号,无量纲; t 为时间,s; f 为频率,Hz; $g(t)$ 为高斯窗函数,无量纲; τ 为时间窗的中心时间,s; $x(t)g(t - \tau)$ 为信号的短时窗部分。高斯窗函数的定义如下:

$$g(t, f; \tau) = \frac{f_0(\tau) + |\Delta f(\tau)|}{k\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{t^2[f_0(\tau) + |\Delta f(\tau)|]^2}{2k^2}} \quad (2)$$

式中: $f_0(\tau) \neq 0$ 为时间 t 处的瞬时主频,可通过复数地震

道分析方法求出; k 为尺度因子,无量纲

$$\Delta f(\tau) = f_0(\tau) - f \quad (3)$$

W变换的完整形式如下:

$$W(\tau, f) = \frac{f_0(\tau) + |\Delta f(\tau)|}{k\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-\frac{(t-\tau)^2 [f_0(\tau) + |\Delta f(\tau)|]^2}{2k^2}} e^{-i2\pi ft} dt \quad (4)$$

在W变换中,给定条件下的频率相关权重时间 τ 在瞬时主频 $f_0(\tau)$ 处达到最大值,当 $|\Delta f(\tau)|$ 增加时,其值逐渐减小。因此,时间 τ 的频谱能量主要集中在瞬时主频 $f_0(\tau)$ 附近。若设定 $f_0(\tau) = 0$,则W变换将退化为S变换:

$$S(\tau, f) = \frac{|f|}{k\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-\frac{(t-\tau)^2 f^2}{2k^2}} e^{-i2\pi ft} dt \quad (5)$$

在经典S变换中, $k = 1$;在广义S变换^[37]中, $k \neq 1$ 。

获得时-频谱后,即可进行质心频率及频宽的计算。质心频率的计算公式为:

$$f_s = \frac{\int_0^{\infty} f S(f) df}{\int_0^{\infty} S(f) df} \quad (6)$$

对每一时刻的瞬时频谱计算质心频率,得到随时间变化的质心频率 $f_s(t)$ (无量纲)。对近角道集叠加数据和远角道集叠加数据计算得到的质心频率分别记为 $f_{sn}(t)$ (无量纲)和 $f_{sf}(t)$ (无量纲),二者的差值定义为频率衰减 $D_f(t)$ (无量纲):

$$D_f(t) = f_{sn}(t) - f_{sf}(t) \quad (7)$$

类似地,计算有效频宽系数及其衰减量 $D_\sigma(t)$ (无量纲)。采用质心频率衰减与频宽系数衰减的加权相加方式,构建综合流体识别因子:

$$H_d = D_\sigma + aD_f \quad (8)$$

式中: a 为权系数,无量纲,通过与已知油气层对比优选确定。

3.2.3 质心频率薄储层流体预测效果

通过叠前质心频率-频宽系数双参数流体识别方法,对CS油田O72U含油浊积水道砂岩的油-水界面进行了预测(图8)。预测结果显示,高流体识别因子区域与已钻井含油区域吻合较好,准确圈定了油藏的含油范围。低流体识别因子区域对应含水层段,油-水界面清晰。这种方法比较适用于薄储层的流体识别,在地震分辨率不足的情况下,通过频率衰减特征仍能有效识别含油气层,为井位部署和储量计算提供了可靠依据。

3.3 构型约束多点地质统计学建模技术

三维地质模型是落实储量及编制开发方案的重要基础。本研究结合大量浊积水道野外露头 and 已开发油田浊积水道特征,建立了深海浊积水道储层知识库及构型模式,研发了针对浊积水道体系的多点地质建模新算法,并结合各区块岩心、测井、三维地震和测试等资料,实现了浊积水道砂岩的高精度建模。

3.3.1 浊积水道构型模式及知识库构建

深海浊积水道受海底地形、构造地貌及浊流水动力条件差异化控制,可划分为限制性、半限制性与非限制性3类水道,不同类型水道在地貌形态、侵蚀充填及沉积构型上存在显著差异^[38-39]。限制性水道多发育于陆坡陡坡与构造峡谷区,两侧地形约束作用极强,水道整体呈窄深“V”型剖面,下切侵蚀作用强烈,侧向迁

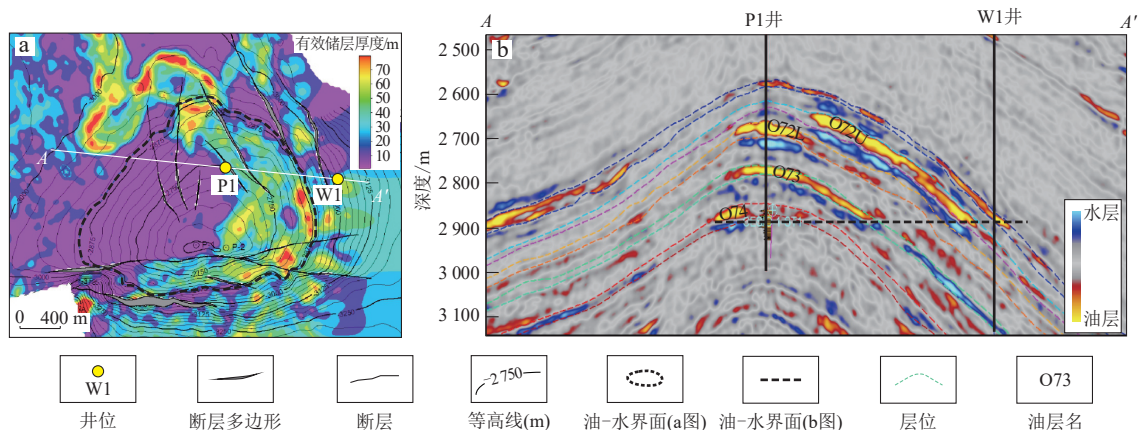


图8 刚果扇盆地CS油田深水浊积水道砂岩流体分布预测结果

Fig. 8 Fluid distribution prediction of turbidite-channel sandstones in the CS oilfield

a. 深度学习预测O72U砂体分布概率图;b. 质心频率技术预测油藏流体分布剖面

移受限;水道内部以多期垂向叠置充填为主,天然堤不发育;水动力能量集中,粗粒碎屑沉积占比高,砂体连续性好、厚度稳定。半限制性水道多见于陆坡过渡带,两侧地形约束作用中等,具备一定的侧向拓展空间;水道剖面呈宽缓“U”型,兼具下切侵蚀与侧向迁移特征,发育中等规模的天然堤沉积;内部水道分叉、合并现象频繁,沉积韵律复杂,砂、泥互层特征明显,是深水储集砂体发育的重要类型。非限制性水道发育于陆坡平缓区至深海平原地带,无明显地形边界约束,地形开阔平缓;水道地貌呈浅宽碟形,下切能力微弱,以大范围漫流沉积为主;水道边界模糊,摆动迁移幅度大;流体能量衰减快,细粒泥质沉积物占主导,砂体分散、连通性较差,多向周边过渡为浊积朵体沉积。

深海浊积水道在沉积过程中频繁发生横向迁移与纵向叠置,导致油藏内部具有强非均质性。目前,关于深水水道沉积构型的分级方案尚缺乏统一的认识和标准^[40-43]。本研究系统梳理了安哥拉浊积水道沉积层次性,在不同构型单元的沉积规模、叠置关系、时间跨度以及成因演化等特征的基础上,采用正序分级原则,建立了相对系统的深水水道沉积体构型分级方案和结构样式,将水道沉积体划分为10级构型单元^[44]。浊积水道砂体的构型平面样式以侧向迁移为主,剖面样式以纵向切叠为主;多期水道叠置形成复合水道,水道间泥质沉积或胶结砾岩构成油藏内部的渗流屏障。复合水道样式按照内部单一水道的活动

方式分为侧向、斜列和摆动3类迁移模式。侧向迁移主要发育在高弯曲段(弯曲度 ≥ 1.3),斜列迁移和摆动迁移主要发育在低弯曲段($1.0 < \text{弯曲度} < 1.3$);在上述构型模式的指导下,结合水道的平面和剖面构型特征(图9),通过“垂向分期”和“侧向定位”,逐级实现了单一浊积水道的定量分析。

地质知识库是定量地质建模的重要参数基础^[46-50]。本研究综合大量露头及浅层高分辨率地震资料,对安哥拉陆坡区深水水道特征和定量关系进行了系统研究,在复合水道和单一水道两个层次上,建立了安哥拉地区浊积水道量化地质知识库。单一水道活动方式类似于曲流河的点坝模式,即单一水道主要沿侧向迁移,平面上其侧积复合体呈半环状;单一水道砂体以垂向加积方式充填,厚度从水道轴部向边部逐渐减薄。基于安哥拉深海区域油田单一水道地质参数的统计分析结果表明,单一水道的宽度与深度、弯曲弧长与弯曲度之间存在较好的正相关性(图10a);单一水道宽度介于150~450 m,平均值为300 m;深度介于15~28 m,平均值为21 m;宽/深比介于10~18,平均值为13;弯曲度1.03~2.65,平均值为1.58(图10b)。水道弯曲弧长与弯曲度正相关,复相关系数(R^2)达0.81(图10c)。

3.3.2 构型约束多点地质统计学建模技术

传统多点地质统计学建模算法将复合水道和单一

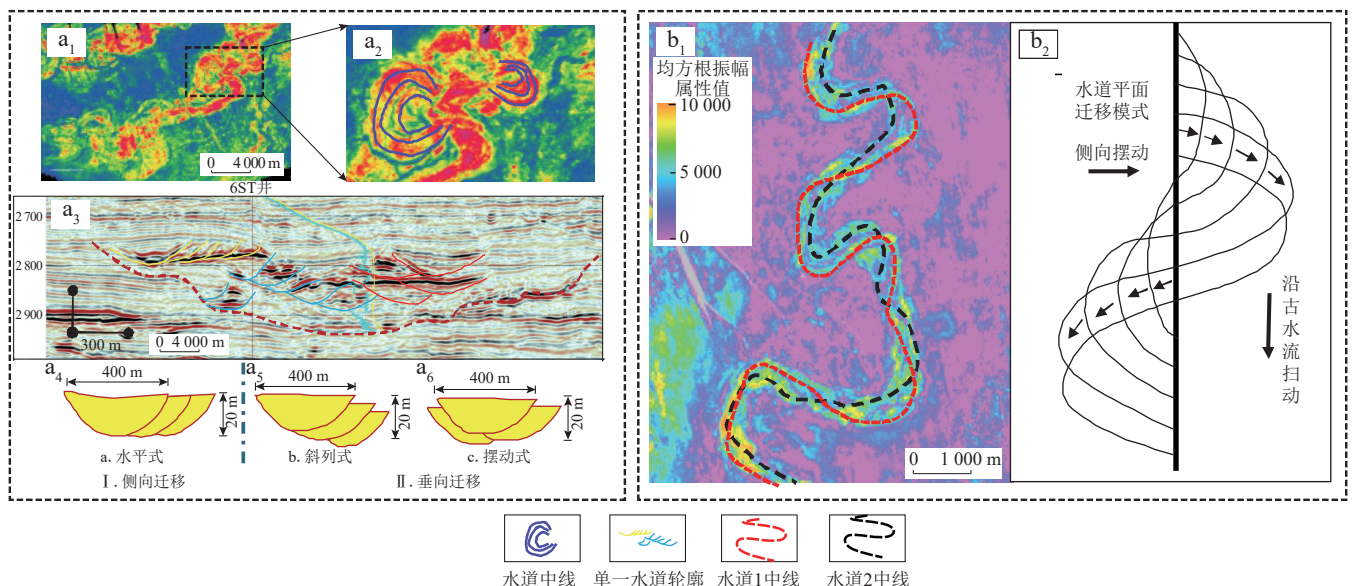


图9 刚果扇盆地深水浊积水道砂岩储层构型模式^[45]

Fig. 9 Architectural model of a deepwater turbidite-channel sandstone reservoir in Angola^[45]

a₁. 浊积水道砂体平面迁移特征; a₂. 浊积水道砂体斜列式侧向迁移特征; a₃. 限制性水道内部砂体构型样式; a₄. 水平式侧向迁移; a₅. 斜列式侧向迁移; a₆. 摆动式侧向迁移; b₁. 单一水道侧向迁移模式; b₂. 单一水道摆动模式

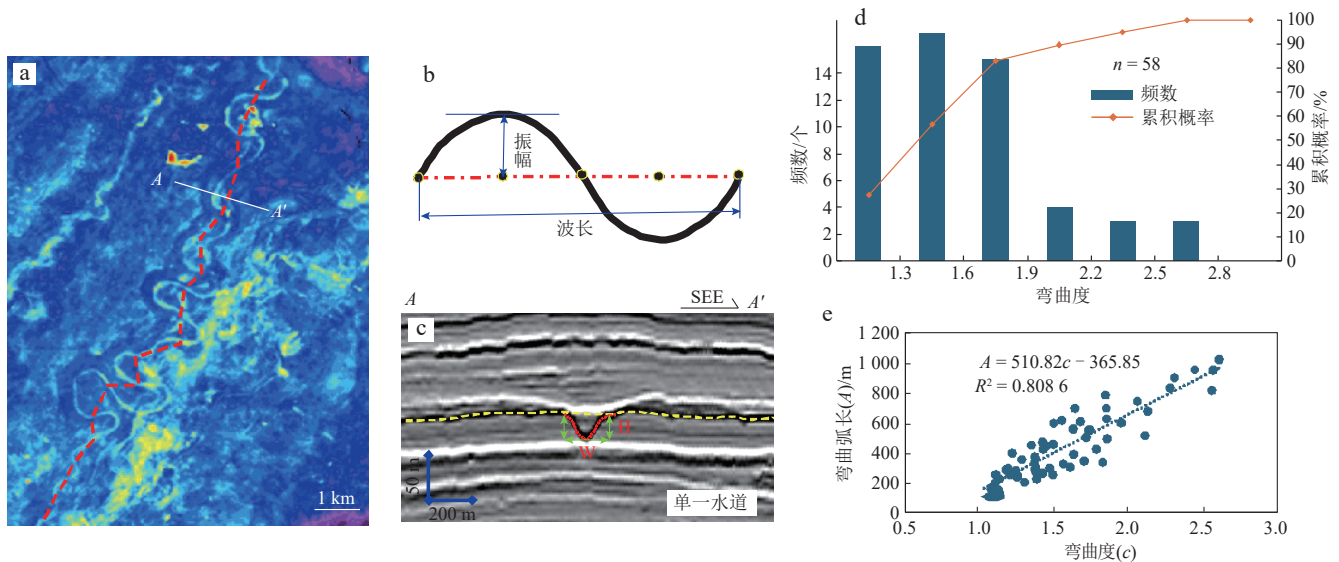


图10 刚果盆地深水水道储层定量知识库的系统建立^[46]

Fig. 10 Systematic construction of a quantitative knowledge base for deepwater channel reservoirs in Angola^[46]

a. 单一浊积水道参数测量; b. 浊积水道定量参数统计; c. 浊积水道定量参数相关性; d. 浊积水道弯曲度概率分布直方图;
e. 弯曲度与弯曲弧长相关性

(H 为水道深度, W 为水道宽度; a图红色虚线为水道中线, c图中黄色虚线为地层界线。)

水道笼统拟合,未考虑储层之间的层级关系,导致储层建模的准确度偏低^[46-50]。本次采用的自研多点建模新算法(ArcPat)充分融合了浊积水道的构型模式特征,采用分级次拟合的建模策略,即根据水道分型特征先模拟相似的复合水道样式类,再进一步确定相似度最大的单一水道数据样式类。这种逐级约束的建模思路能够有效整合浊积水道多尺度构型之间的关系,确保在少井条件下充分融合地质知识库信息,从而提高储层建模的精度^[51-53]。

本文提出的ArcPat算法重新设计了建模过程中的地质模式替换方式:即在相似模式替换步骤中,仅将模式中心节点的值赋值到模型网格,而非进行模式整体替换,这样就能够降低因模式搜索结果与数据事件吻合性较差而造成的不利影响。同时,为了提高模拟速度,在前处理部分采用了模式聚类方法:即在模式重现之前,先对模式进行聚类,形成结构化的模式库;序贯模拟时,先搜索最相似的类,再在该类中搜索最相似的模式,最终基于样式类库完成模型重建。

新算法的模拟过程主要包括以下6个步骤。

步骤1:对于随机路径上的节点 u ,以该节点为中心建立数据事件 $dev_T^S(u)$,其中 dev 为数据事件, S 表示已模拟节点, W 表示井点硬数据所在节点, T 表示待模拟(未知)节点。

步骤2:在模式库 $patdb_T$ 中搜索每个模式类 clu_T ,使得数据事件与类的距离 $d < dev_T^S(u)$, clu_T 达到最小,得到

最相似的模式类 clu_T^* 。若存在多个模式类与数据事件的相似度相同,则从中随机选取一个。

步骤3:在步骤2搜索得到的最相似模式类中搜索模式 pat_T^k ,找到与硬数据吻合最好的模式,使 $d < dev_T^W(u)$, pat_T^k 达到最小。

步骤4:根据数据模板内硬数据的存在情况,分3种情形进行处理。

① 如果步骤3中数据模板内没有硬数据,则利用已模拟节点建立数据事件 $dev_T^S(u)$,在模式类中搜索模式 pat_T^k ,使得 $d < dev_T^S(u)$, pat_T^k 达到最小;若存在多个模式 pat_T^* 与数据事件的相似度相同,则随机选取一个。

② 如果步骤3中数据模板内存在硬数据,且搜索到多个模式 pat_T^* 满足条件,则把这些满足硬数据条件的模式抽提出来,建立新的模式库 $patdb_{W_T}$ 。在新的模式库中搜索模式,使 $d < dev_T^S(u)$, pat_T^* 达到最小,得到最相似模式 pat_T^{**} 。若此时仍存在多个相似度相同的模式,则随机选取一个。

③ 如果步骤3中数据模板内存在硬数据,且仅搜索到1个模式 pat_T^* 满足条件,则直接进入步骤5。

步骤5:把搜索到的最相似模式(pat_T^* 或 pat_T^{**})的中心节点赋值到模型网格节点 u 处。

步骤6:按照随机路径模拟下一个节点,重复步骤2—步骤5。若当前节点为硬数据所在节点,则直接跳过。

针对安哥拉深海浊积砂岩油藏,本研究采用多点

建模新技术开展浊积水道储层模拟,通过级次模拟策略(先模拟复合水道,再模拟单一水道),较好地刻画了水道砂体形态,与作业者道达尔公司仅模拟出复合水道相比,本次新算法得到的建模结果清晰反映出了单一水道砂体及其相互叠置关系,建模精度显著提升。经钻井验证,单一水道砂体厚度的预测符合率达93%(图11)。

4 应用实例

4.1 PT和CS边际油田概况

PT和CS油田均位于安哥拉18区块西部(图3),距离18区主体开发区GTP油田分别约11 km和17 km,属于典型的深海边际油田。PT和CS油田与老区GTP油田群具有相似的油藏特征及开发层系,含油层系O71—O74均为渐新统。

PT油田O71和O72含油层以限制性复合浊积水道沉积为主。垂向上为多期水道砂岩和泥岩的切割充填叠合体;平面上水道呈条带状展布,水道宽度为1 000~3 100 m,厚度为20~140 m。

CS油田O71、O72U、O72L及O73含油层以非限制性复合浊积水道沉积为主。垂向上O71含油层砂岩分布范围广、呈席状形态,但砂岩厚度较薄(厚度<12 m);O72U、O72L及O73含油层为多期水道砂岩,平面上水道呈条带状展布,砂体连续性好,水道宽度为800~2 000 m,厚度为12~40 m。

PT和CS油藏均属于常温、常压系统,产出轻质原油。储层平均孔隙度为23%,平均渗透率为 $1\,200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由于油田整体规模小,完钻井仅2口,研究

资料匮乏,且垂向上多期水道叠置关系复杂,多层系含油的特征导致纵向开发难度较大。此外,2个油田距离现有浮式生产储卸油装置(FPSO)远,投资风险大。因此,有必要开展精细油藏表征,为开发方案的优化设计及合理开发技术政策的制定提供地质基础。

4.2 应用效果分析

基于深海少井区块浊积砂岩储层与流体识别技术以及储层构型模式约束的多点地质统计新算法,开展了三维地质建模技术应用,揭示了复合水道内幕结构及石油地质储量的分布特征,为开发决策提供了科学依据。

4.2.1 PT油田

在储层和流体预测方面,针对PT油田主力含油层O71的砂岩厚度和油-水界面,采用多点地质统计学方法,并通过地震反演数据体进行约束,建立了水道沉积模型。剖面上,砂岩储层呈现出典型的水道展布形态,水道主体以砂岩为主,水道边部以粉砂岩为主,水道间则为泥岩充填,砂体间的叠置特征限制在水道体系内部;平面上,水道砂体厚度图显示为南北方向的条带状展布特征。基于高精度三维地质模型,计算了PT油田的石油地质储量。储量分布受构造与沉积双重因素控制,高丰度区主要分布于断层附近的构造高部位。上述成果明确了储量高丰度区的空间分布特征,为油田开发决策和井位部署提供了定量依据(图12)。

4.2.2 CS油田

依据深度学习储层预测数据体,明确了CS油田各小层的沉积构型单元(图13)。北部发育供水道,其

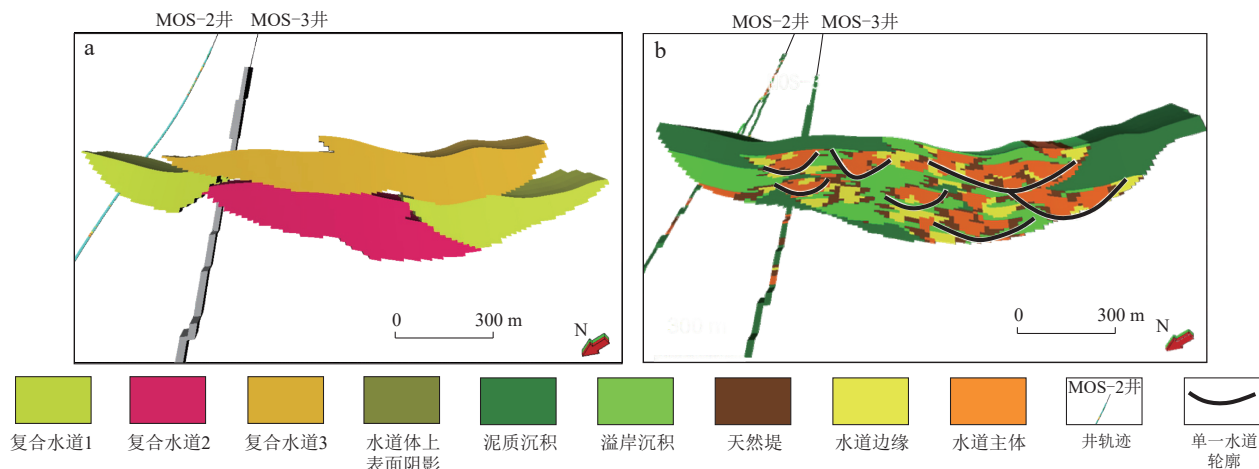


图11 刚果扇盆地深水浊积水道建模新技术效果对比

Fig. 11 Comparison of the modeling results for the conventional modeling and the proposed multiple-point statistical modeling algorithm

a. 传统建模刻画到复合水道(不同复合水道叠置); b. 多点建模新算法刻画到单一水道

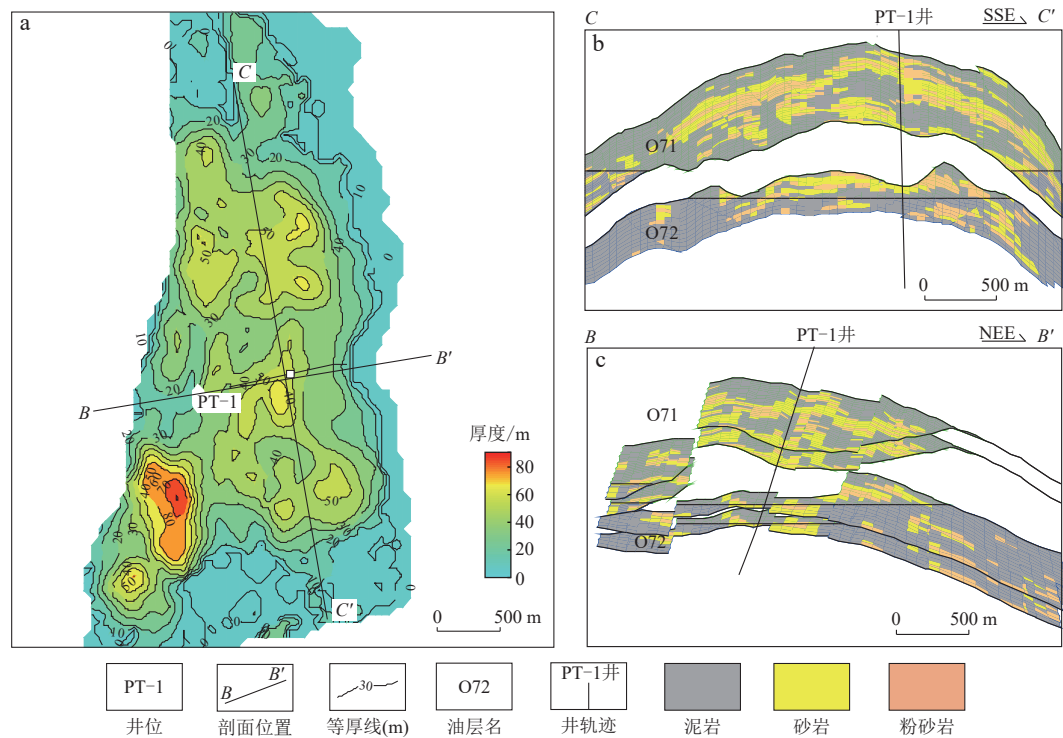


图 12 刚果扇盆地 PT 油田储层预测结果及储层分布特征

Fig. 12 Reservoir prediction results and reservoir distribution characteristics of the PT oilfield
a. O71 油层砂体厚度平面分布; b. 平行水道流向储层分布剖面; c. 垂直水道流向储层分布剖面

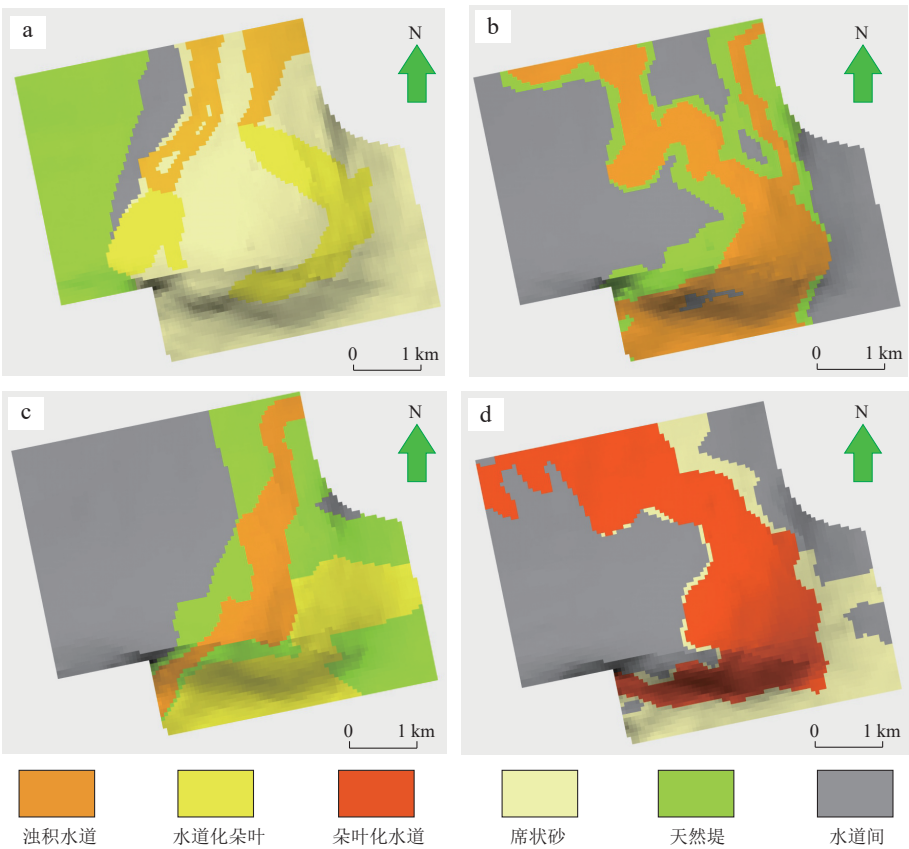


图 13 刚果扇盆地 CS 油藏沉积微相三维地质模型及各油层沉积微相分布特征

Fig. 13 3D geological model of sedimentary microfacies and distribution characteristics of individual sublayers in the CS reservoir
a. O71; b. O72U 油层; c. O72L 油层; d. O73 小层

中O71含油层发育水道化朵叶与席状砂,以席状砂为主;O72L和O72U含油层均以浊积水道为主;O73含油层则在近岸天然堤席状砂背景之上发育朵叶化水道。在此基础上,建立各主要构型单元的定量参数库,作为训练图像模拟的输入参数。采用基于模式聚类的多点地质统计学建模方法,建立了各层的水道分布模型。建模过程中,水道分布严格遵循原始井-震分析结果,各构型单元之间的接触关系和规模变化符合地质规律,垂向上的相变关系亦明确体现了前期的地质认识。

基于前述高精度三维地质模型,采用容积法对CS油田的原始地质储量进行了计算。储量在纵向上呈非均匀分布,主要集中在主力产层O71、O72U和O72L。其中,O72U和O72L含油层为多期复合水道发育层段,砂体厚度大、连续性好、物性良好,是储量的核心富集段;O71含油层虽以水道化朵叶为主,但分布面积广,同样贡献了可观的储量。在平面上,储量分布表现出强非均质性,主要富集于构造东翼。该地质模型不仅提供了可靠的储量数据,更揭示了储量的空间丰度分

布规律,为开发决策提供了定量依据(图14)。

5 结论

1) 深海边际油田的主要特征包括:单个油田资源规模小、深水及超深水环境、完钻井数量少、地质研究资料匮乏以及储层非均质性强。边际油田是深海老油田持续稳产的重要潜力领域。

2) 针对边际油田油藏特征,建立的机器学习储层预测技术、质心频率流体识别技术及构型约束多点地质建模技术能够精准刻画薄层浊积水道砂体、识别非统一油-水界面、还原单一水道的叠置关系,显著提高薄层浊积砂岩油藏的表征精度,精细地质建模储层厚度符合率达93%。

3) 定量表征新技术在安哥拉深海PT和CS边际油田成功应用,精准表征了边际油田的储层非均质性与储量丰度分布,为开发决策与高效井位部署提供了可靠依据。该技术可推广至全球同类深海少井边际油田油藏评价与开发。

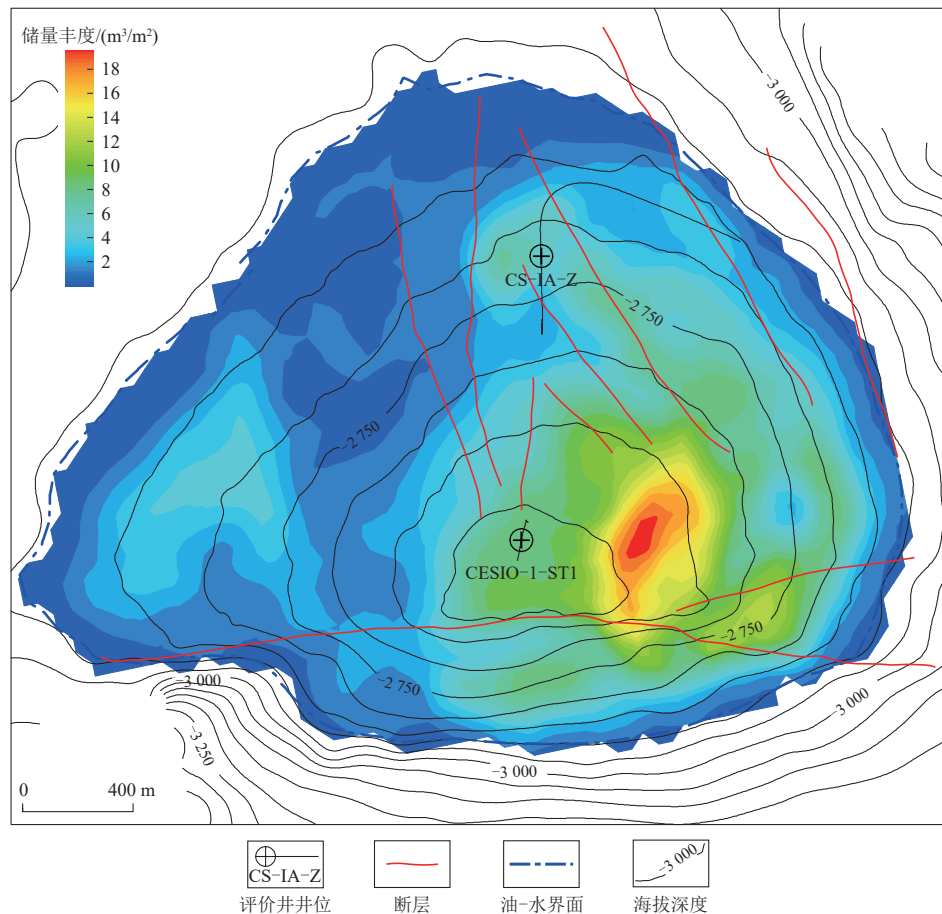


图14 刚果扇盆地CS油田原始石油地质储量丰度分布

Fig. 14 Original oil in place (OOIP) abundance map of the CS oilfield

参 考 文 献

- [1] 刘剑平, 潘校华, 马君, 等. 西部非洲地区油气地质特征及资源概述[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(3): 378-384.
LIU Jianping, PAN Xiaohua, MA Jun, et al. Petroleum geology and resources in West Africa: An overview [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(3): 378-384.
- [2] 邓荣敬, 邓运华, 于水, 等. 尼日尔三角洲盆地油气地质与成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 755-762.
DENG Rongjing, DENG Yunhua, YU Shui, et al. Hydrocarbon geology and reservoir formation characteristics of Niger Delta Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 755-762.
- [3] 吕明, 王颖, 陈莹. 尼日利亚深水海底扇沉积模式成因探讨及勘探意义[J]. 中国海上油气, 2008, 20(4): 275-282.
LYU Ming, WANG Ying, CHEN Ying. A discussion on origins of submarine fan deposition model and its exploration significance in Nigeria deep-water area [J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(4): 275-282.
- [4] 刘祚冬, 李江海. 西非被动大陆边缘含油气盐盆地构造背景及油气地质特征分析[J]. 海相油气地质, 2009, 14(3): 46-52.
LIU Zuodong, LI Jianghai. Tectonic evolution and petroleum geology characteristics of petroliferous salt basins area along passive continental margin, West Africa [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(3): 46-52.
- [5] 熊利平, 王骏, 殷进垠, 等. 西非构造演化及其对油气成藏的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 641-646.
XIONG Liping, WANG Jun, YIN Jinyin, et al. Tectonic evolution and its control on hydrocarbon accumulation in West Africa [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 641-646.
- [6] 王光付, 张文彪, 李发有, 等. 深水浊积砂岩油藏高效开发策略及关键技术[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(1): 1-15.
WANG Guangfu, ZHANG Wenbiao, LI Fayou, et al. High efficient development strategies and key technologies for turbidite sandstone reservoirs in deep-water [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(1): 1-15.
- [7] BOUMA A H. Sedimentology of some Flysch deposits: a graphic approach to facies interpretation [M]. Amsterdam: Elsevier, 1962.
- [8] MAYALL M, JONES E, CASEY M. Turbidite channel reservoirs—Key elements in facies prediction and effective development [J]. Marine and Petroleum Geology, 2006, 23(8): 821-841.
- [9] NAVARRE J C, CLAUDE D, LIBERELLE E, et al. Deepwater turbidite system analysis, West Africa: Sedimentary model and implications for reservoir model construction [J]. The Leading Edge, 2002, 21(11): 1132-1139.
- [10] GARDNER M H, BORER J M. Submarine channel architecture along a slope to basin profile, Brushy Canyon Formation, West Texas [M]//BOUMA A H, STONE C G. Fine-Grained Turbidite Systems. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000: 195-214.
- [11] GHOSH B, LOWE D R. The architecture of deep-water channel complexes, Cretaceous Venado Sandstone Member, Sacramento Valley, California [M]//GRAHAM S A, LOWE D R. Advances in the Sedimentary Geology of the Great Valley Group, Sacramento Valley, California. Los Angeles: Pacific Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1993: 51-65.
- [12] LOWE D R. Sediment gravity flows; II, Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents [J]. Journal of Sedimentary Research, 1982, 52(1): 279-297.
- [13] STOW D A V, PIPER D J W. Deep-water fine-grained sediments: Facies models [J]. Geological Society, London, Special Publications, 1984, 15(1): 611-646.
- [14] MUTTI E, NORMARK W R. Comparing examples of modern and ancient turbidite systems: problems and concepts [M]//LEGGETT J K, ZUFFA G G. Marine Clastic Sedimentology. Dordrecht: Springer, 1987: 1-38.
- [15] ASHIRU O R, QIN Y, WU S. Structural controls on submarine channel morphology, evolution, and architecture, offshore Western Niger delta [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 118: 104413.
- [16] ZHAO Xiaoming, LI Minghua, QI Kun, et al. Development of a distinct submarine depositional system on a topographically complex Niger Delta slope [J]. Geological Journal, 2020, 55(5): 3732-3747.
- [17] ZHAO Xiaoming, QI Kun, LIU Li, et al. Quantitative characterization and controlling factor analysis of the morphology of Bukuma-minor channel on southern Niger Delta slope [J]. Interpretation, 2018, 6(2): SD57-SD69.
- [18] 李东伟, 龚承林, 胡林, 等. 深水水道沉积内幕级次划分与精细刻画[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(3): 553-564.
LI Dongwei, GONG Chenglin, HU Lin, et al. Hierarchical division and fine architectural depiction of the interior of deep-water channel deposits [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(3): 553-564.
- [19] 陈飞, 范洪军, 范廷恩, 等. 西非尼日尔三角洲盆地A油田深水浊积水道沉积体系沉积特征[J]. 地学前缘, 2023, 30(4): 209-217.
CHEN Fei, FAN Hongjun, FAN Tingen, et al. Sedimentary architecture of the deep-water turbidite system in A oil field, Nigeria delta, west Africa [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(4): 209-217.
- [20] 熊利平, 刘延莉, 霍红. 西非海岸南、北两段主要含油气盆地油气成藏特征对比[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(4): 410-419.
XIONG Liping, LIU Yanli, HUO Hong. Comparison of hydrocarbon accumulation characteristics in major petroleum basins of the southern and northern West African coast [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(4): 410-419.
- [21] 周伟. 深水单向迁移水道建造模式与成因机制研究进展[J]. 古地理学报, 2021, 23(6): 1082-1093.
ZHOU Wei. Research progress on architectural patterns and

- formation mechanisms of deep-water unidirectionally migrating channels [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2021, 23(6): 1082–1093.
- [22] 刘飞, 赵晓明, 冯潇飞, 等. 基于重力流相的深水水道分类方案研究[J]. *古地理学报*, 2021, 23(5): 951–965.
- LIU Fei, ZHAO Xiaoming, FENG Xiaofei, et al. Research on classification of deep-water channels based on gravity flow facies [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2021, 23(5): 951–965.
- [23] 陈华, 林杨松, 张忠民, 等. 西非下刚果—刚果扇盆地A区块中新统深水水道体系沉积特征及演化[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(3): 476–486.
- CHEN Hua, LIN Changsong, ZHANG Zhongmin, et al. Depositional characteristics and evolution of Miocene deep-water channel systems in block A of Lower Congo-Congo Fan Basin, West Africa [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(3): 476–486.
- [24] 李晨曦, 王亚青, 杨希濮, 等. 深水浊积水道储层构型叠置关系定量表征探索[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2020, 42(4): 37–46.
- LI Chenxi, WANG Yaqing, YANG Xipu, et al. Quantitative characterization of the reservoir structural stacking relationship in the deep-water turbidite channel [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2020, 42(4): 37–46.
- [25] S&P Global Commodity Insights. Comprehensive stratigraphic column of Congo Fan Basin [DB/OL]. [2025-06-06]. <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/research-analysis/congo-fan-basin-stratigraphy.html>.
- [26] 卫培. 安哥拉边际油田法案对深海油田开发价值影响研究[J]. *石油化工技术与经济*, 2022, 38(6): 6–9.
- WEI Pei. Study on the influence of Angola marginal oil field act on the development value of Seep sea oil field [J]. *Technology & Economics in Petrochemicals*, 2022, 38(6): 6–9.
- [27] 卫培. 安哥拉油气行业概况与边际油田财税条款分析[J]. *世界石油工业*, 2023, 30(2): 20–26.
- WEI Pei. Analysis on oil and gas industry and fiscal term of marginal oilfield in Angola [J]. *World Petroleum Industry*, 2023, 30(2): 20–26.
- [28] 卫培. 安哥拉产量分成合同和风险服务合同比较分析[J]. *石油化工技术与经济*, 2019, 35(4): 4–9.
- WEI Pei. Comparative analysis of production sharing contract and risk service contract in Angola [J]. *Technology & Economics in Petrochemicals*, 2019, 35(4): 4–9.
- [29] BROWN A R. Interpretation of three-dimensional seismic data [M]. 6th ed. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2004.
- [30] DRAMSCH J S. Chapter One-70 years of machine learning in geoscience in review [J]. *Advances in Geophysics*, 2020, 61: 1–55.
- [31] LI M, DUAN T Z, ZHAO H W, et al. Deep learning sedimentary facies prediction constrained by 4D seismic information [C]//Fifth EAGE Conference on Petroleum Geostatistics. Bunnik: European Association of Geoscientists & Engineers, 2023: 1–5.
- [32] RONNEBERGER O, FISCHER P, BROX T. U-Net: convolutional networks for biomedical image segmentation [C]//Medical Image Computing and Computer-Assisted Intervention—MICCAI 2015. Cham: Springer, 2015: 234–241.
- [33] CASTAGNA J P, SUN Shengjie, SIEGFRIED R W. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons [J]. *The Leading Edge*, 2003, 22(2): 120–127.
- [34] 陈学华, 贺振华, 文晓涛, 等. 低频阴影的数值模拟与检测[J]. *石油地球物理勘探*, 2009, 44(3): 298–303.
- CHEN Xuehua, HE Zhenhua, WEN Xiaotao, et al. Numeric simulation and precision analysis of acoustic equation by 2.5D Fourier transform [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2009, 44(3): 298–303.
- [35] 赵力民, 彭苏萍, 康洪全, 等. 利用地震频谱比进行河道砂体预测[J]. *中国石油勘探*, 2003, 8(4): 60–62, 77.
- ZHAO Limin, PENG Suping, KANG Hongquan, et al. Application of seismic spectral ratio method to predict channel sandbody [J]. *China Petroleum Exploration*, 2003, 8(4): 60–62, 77.
- [36] 马佳国, 夏同星, 周卿, 等. 一种改进衰减梯度算法的烃检方法[J]. *地球物理学进展*, 2020, 35(5): 1832–1836.
- MA JIA Guo, XIA Tongxing, ZHOU Qing, et al. Improved attenuation gradient algorithm for hydrocarbon detection [J]. *Progress in Geophysics*, 2020, 35(5): 1832–1836.
- [37] BARNES A E. Instantaneous spectral bandwidth and dominant frequency with applications to seismic reflection data [J]. *Geophysics*, 1993, 58(3): 419–428.
- [38] 李全, 吴伟, 康洪全, 等. 西非下刚果盆地深水水道沉积特征及控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(4): 917–929.
- LI Quan, WU Wei, KANG Hongquan, et al. Characteristics and controlling factors of deep-water channel sedimentation in Lower Congo Basin, West Africa [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(4): 917–929.
- [39] 于水. 西非下刚果盆地中新统深水重力流沉积特征与模式[J]. *中国海上油气*, 2018, 30(4): 13–19.
- YU Shui. Depositional characteristics and pattern of Miocene deep water gravity flow deposits in Lower Congo Basin, West Africa [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2018, 30(4): 13–19.
- [40] 王光付, 徐海, 李发有, 等. 超薄砂岩储层预测方法研究与应用——以厄瓜多尔安第斯14和17区块为例[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 247–263.
- WANG Guangfu, XU Hai, LI Fayou, et al. Prediction methods of ultra-thin sandstone reservoirs and their application to blocks 14 and 17 in the Andes, Ecuador [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 247–263.
- [41] 张文彪, 段太忠, 刘彦锋, 等. 深水浊积水道构型要素特征及三维分布模拟[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(4): 801–810.
- ZHANG Wenbiao, DUAN Taizhong, LIU Yanfeng, et al.

- Characteristics and 3D distribution simulation of architecture elements in deep-water turbidity channels [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(4): 801-810.
- [42] 陈筱, 卜范青, 王昊, 等. 西非深水浊积复合水道储层连通模式表征[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 40(6): 35-46.
- CHEN Xiao, BU Fanqing, WANG Hao, et al. Characterization of connectivity models of deepwater turbidite compound channels in west Africa [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2018, 40(6): 35-46.
- [43] 张文彪, 段太忠, 刘志强, 等. 深水浊积水道沉积构型模式及沉积演化: 以西非M油田为例[J]. 地球科学, 2017, 42(2): 273-285.
- ZHANG Wenbiao, DUAN Taizhong, LIU Zhiqiang, et al. Architecture model and sedimentary evolution of deepwater turbidity channel: A case study of M oilfield in west Africa [J]. *Earth Science*, 2017, 42(2): 273-285.
- [44] 赵晓明, 刘飞, 葛家旺, 等. 深水水道沉积构型单元分级与结构样式[J]. 沉积学报, 2023, 41(1): 37-51.
- ZHAO Xiaoming, LIU Fei, GE Jiawang, et al. Sedimentary architecture unit classification and structural style of deep-water channels [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2023, 41(1): 37-51.
- [45] 张文彪, 陈志海, 刘志强, 等. 深水水道形态定量分析及沉积模拟——以西非Gengibre油田为例[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 41-49.
- ZHANG Wenbiao, CHEN Zhihai, LIU Zhiqiang, et al. Morphology quantitative analysis and simulation of deepwater channel: A case study of Gengibre Oilfield in west Africa [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(1): 41-49.
- [46] 张文彪, 刘志强, 陈志海, 等. 安哥拉深水水道地质知识库建立及应用[J]. 沉积学报, 2015, 33(1): 142-152.
- ZHANG Wenbiao, LIU Zhiqiang, CHEN Zhihai, et al. Establishment and application of geological data base on deep-water channels in Angola block [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(1): 142-152.
- [47] 赵巍, 张文彪, 李蒙, 等. 四维地震驱动的深海浊积岩油藏地质模型更新方法及应用: 以安哥拉PU油田为例[J]. 地质科技通报, 2022, 41(4): 301-308.
- ZHAO Wei, ZHANG Wenbiao, LI Meng, et al. Updating and application for a reservoir geological model of deep-water turbidites: A case study of a 4D seismic survey from the PU Oilfield in Angola [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2022, 41(4): 301-308.
- [48] 蔡露露, 刘春成, 吕明, 等. 西非下刚果盆地深水水道发育特征及沉积储层预测[J]. 中国海上油气, 2016, 28(2): 60-70.
- CAI Lulu, LIU Chuncheng, LYU Ming, et al. The development characteristics of deep water channel and sedimentary reservoir prediction in Lower Congo basin, West Africa [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2016, 28(2): 60-70.
- [49] 万琼华, 吴胜和, 陈亮, 等. 基于深水浊积水道构型的流动单元分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 306-313.
- WAN Qionghua, WU Shenghe, CHEN Liang, et al. Analysis of flow unit distribution based on architecture of deep-water turbidite channel systems [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(2): 306-313.
- [50] 赵晓明, 吴胜和, 刘丽. 尼日尔三角洲盆地Akpo油田新近系深水浊积水道储层构型表征[J]. 石油学报, 2012, 33(6): 1049-1058.
- ZHAO Xiaoming, WU Shenghe, LIU Li. Characterization of reservoir architectures for Neogene deepwater turbidity channels of Akpo oilfield, Niger Delta Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(6): 1049-1058.
- [51] 李莉妃, 任启强, 杨田, 等. 多级构型界面下致密砂岩储层构造裂缝发育特征——以川西坳陷须家河组二段为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(4): 722-734.
- LI Lifei, REN Qiqiang, YANG Tian, et al. Development characteristics of structural fractures in tight sandstone reservoirs under multi-level configuration interfaces: A case study of second member of Xujiahe Formation in Western Sichuan Depression [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(4): 722-734.
- [52] 刘子豪, 吴胜和, 郭睿, 等. 致密砂岩储层岩石相建模新思路[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(4): 33-42.
- LIU Zihao, WU Shenghe, GUO Rui, et al. New idea of lithofacies modeling for tight sandstone reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(4): 33-42.
- [53] EVANS K T, OSINOWO O O, ODUFISAN W, et al. Seismic and petrophysical data analysis for geological interpretation and subsurface modeling of Keva Field, onshore Niger Delta, Nigeria [J]. *Energy Geoscience*, 2025, 6(2): 100382.

(编辑 肖彦君)