

碳酸盐台地构型单元定量刻画与建模策略

乔占峰^{1,2,3},邵冠铭^{1,2,3},张宇^{1,2,3},罗宪婴^{1,2,3},付超⁴,钱骏⁴,康文君⁴,李顺利⁴

[1. 中国石油碳酸盐岩储层重点实验室,浙江 杭州 310023;2. 中国石油 杭州地质研究院,浙江 杭州 310023;3. 国家能源碳酸盐岩油气重点实验室,浙江 杭州 310023;4. 中国地质大学(北京) 能源学院,北京 100083]

摘要:碳酸盐台地内部储层受复杂的相带变化控制,发育潮道、礁滩等多种沉积微相。这些微相相互叠置,导致储层构型样式多样、宏观结构复杂。传统单一建模方法难以有效表征在差异沉积背景下快速相变的碳酸盐台地储层结构,有必要针对不同微相类型开展储层构型单元的定量刻画与建模策略研究。以伊拉克H油田为例,基于岩心、测井与地震资料的综合分析,对碳酸盐岩储层构型开展分级次解剖。识别出碳酸盐台地内部主要发育两类沉积构型单元组合,分别为潮道-生屑滩复合体和潮汐生物碎屑三角洲复合体。结合地震响应特征,刻画了各构型单元的界面形态及其空间展布规律。在此基础上,依据不同构型单元内微相的发育规模与演化规律,系统分析了其在平面与剖面上的差异叠置样式,进而构建了“分层分段”的碳酸盐台地储层建模策略。①潮道-生屑滩复合体主要发育于MB1-2层,构型单元厚度较为均一(平均单期厚度约15 m),宽/厚比较大。根据构型样式变化,可将其划分为摆动段、加积段与迁移段。各分段内均发育清晰的潮道-生屑滩复合体界面,分段之间的差异主要表现为:受单期潮道摆动影响,不同迁移方向的潮道对生屑滩的侵蚀切割强度各异,从而形成滩体相互切叠的特征。基于此,提出多级构型建模策略:五级构型模型采用确定性界面约束的确定性建模方法;四级构型模型在五级构型模型内部,采用基于目标模拟方法,建模参数依据统计所得的构型几何特征进行设定。②潮汐生物碎屑三角洲复合体主要发育于MB2层,构型单元厚度由中心向两侧明显减薄,平均单期厚度较大(约30 m),宽/厚比较小。根据构型样式变化,可将其划分为远端进积三角洲段、下切谷发育段和近端退积三角洲段。在五级确定性构型界面趋势约束下,四级构型模型采用多点指示模拟方法,结合潮汐三角洲前积模式进行训练图像学习与建模参数设置。该研究系统揭示了碳酸盐台地内部的构型类型及其几何参数特征,建立了基于几何特征的建模工作流程,为同类储层地质建模提供了参考。

关键词:潮道;滩坝;潮汐三角洲;构型组合;构型样式;储层构型单元;碳酸盐台地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Quantitative characterization and modeling strategies of architectural units in carbonate platforms

QIAO Zhanfeng^{1,2,3}, SHAO Guanming^{1,2,3}, ZHANG Yu^{1,2,3}, LUO Xianying^{1,2,3}, FU Chao⁴, QIAN Zang⁴,
KANG Wenjun⁴, LI Shunli⁴

[1. Key Laboratory of Carbonate Reservoirs, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 2. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 3. State Energy Key Laboratory for Carbonate Oil and Gas, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 4. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China]

Abstract: Reservoirs within carbonate platforms are governed by complex variations in facies zones, exhibiting a wide range of sedimentary microfacies, including tidal channels and reef shoals. Since the sedimentary microfacies interbed with each other, carbonate platform reservoirs feature diverse architectural styles and complex macroscopic structures. Consequently, conventional individual modeling techniques are often inadequate to effectively characterize the reservoir structures of carbonate platforms that experienced rapid facies transitions under differential sedimentary settings. Therefore, it is necessary to develop quantitative characterization and modeling strategies for the architectural units of reservoirs tailored to different microfacies. By integrating core observations, logs, and seismic data, this study presents a hierarchical analysis of architectural units of carbonate reservoirs in the H oilfield in Iraq. As a result, two types of

收稿日期:2025-06-29;修回日期:2025-11-15。

第一作者简介:乔占峰(1983—),男,正高级工程师、博士研究生导师,碳酸盐岩层序地层和沉积储层。E-mail: qiaozf_hz@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2025ZD1406401);国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U23B20154);中国石油碳酸盐岩储层重点实验室开放基金项目(RIPED-024-JS-1749);国家自然科学基金项目(42402150,41272133)。

sedimentary architectural unit assemblages are identified within the carbonate platforms: tidal channel-bioclastic shoal complexes and tidal bioclastic delta complexes. Based on seismic response characteristics, the interface morphologies and spatial distribution patterns of these architectural units are delineated. Accordingly, for microfacies within these architectural units, we systematically analyze their differential overlapping styles in both plane and cross-section views based on their scales and evolution patterns. Furthermore, a layered and segmented modeling strategy is established for carbonate platform reservoirs. The analytical results indicate that tidal channel-bioclastic shoal complexes primarily occur within the MB1-2 layers. These architectural units exhibit roughly uniform thicknesses (average single-stage thickness of approximately 15 m) and high width-to-thickness ratios. Based on variations in architectural style, these complexes can be subdivided into three segments: meandering, aggradational, and migratory segments. Within each segment, distinct interfaces of tidal channel-bioclastic shoal complexes are identified. The primary differences among the three segments arise from tidal channels in different migration directions, which result in varying degrees of erosion and incision of bioclastic shoals under the influence of the meandering of single-stage tidal channels. Consequently, the shoal bodies show mutual truncation and stacking. Based on these findings, a multi-level architectural modeling strategy is proposed for tidal channel-bioclastic shoal complexes. Specifically, the 5th-level architectural model is established using a deterministic modeling method with deterministic interfaces as constraints. Then, the 4th-level architectural model is constructed within the framework of the 5th-level architectural model using the object-based modeling (OBM) method, with modeling parameters set based on the statistical geometric features of architectures. On the other hand, tidal bioclastic delta complexes are predominantly identified within the MB2 layer. These architectural units pinch out from the center toward both sides, featuring relatively large average single-stage thicknesses (approximately 30 m) and low width-to-thickness ratios. Based on variations in architectural style, these complexes can also be further subdivided into three segments: distal progradational delta, incised valley, and proximal retrogradational delta. Under the constraint of the 5th-level deterministic architectural interfaces, the 4th-level architectural models of tidal bioclastic delta complexes are established through multi-point statistics (MPS) simulation. During the modeling process, the progradational pattern of tidal deltas is incorporated for image training and modeling parameter setting. This study systematically reveals the architectural types and their geometric features within carbonate platforms and establishes modeling workflows based on geometric features, providing a reference for geological modeling of similar reservoirs.

Key words: tidal channel, beach bar, tidal delta, architectural unit assemblage, architectural style, architectural unit of reservoir, carbonate platform

引用格式: 乔占峰, 邵冠铭, 张宇, 等. 碳酸盐台地构型单元定量刻画与建模策略[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 385-400. DOI: 10.11743/ogg20260203.

QIAO Zhanfeng, SHAO Guanming, ZHANG Yu, et al. Quantitative characterization and modeling strategies of architectural units in carbonate platforms[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 385-400. DOI: 10.11743/ogg20260203.

碳酸盐岩储层是极为重要的油气产层,其储量和产量分别约占全球油气总储量的40%及总产量的60%。然而,由于其储集空间多样、非均质性强、成因复杂,储层表征与预测难度较大,一直是油气行业关注的焦点。但是由于沉积微相的相带内部储层结构存在显著非均质性,严重制约了油藏的高效开发。因此,亟需建立碳酸盐岩储层内幕结构的定量精细表征方法,构建三维地质模型,以支持剩余油分布评价,指导油田现场注水及相应开发策略的调整^[1-3]。

在碳酸盐岩储层构型研究方面,蔡忠贤和贾振远(1995)提出了具有开创性的认识,基于碎屑岩构型级次划分方案建立了碳酸盐岩沉积亚相与微相级次的构

型演化^[4]。在此基础上,进一步将层序地层学与储层地质学研究成果相结合,明确了构型界面(或层序界面)与储层质量之间的关系^[5-6]。在碳酸盐岩储层从沉积到埋藏的过程中,除受沉积控制外,构型单元内部还易受各类成岩作用改造^[7]。受碳酸盐岩生长、外部碎屑沉积物混入等因素共同控制,储层形成因素更为复杂^[8-10]。因此,与碎屑岩储层构型表征研究相比,碳酸盐岩储层构型研究程度相对较弱。

目前研究主要利用地震资料识别碳酸盐台地构型单元的反射特征,相关构型特征研究仍处于定性或半定量评价阶段,未能将宽/厚比、长/宽比、弯曲度及礁滩尺度等关键几何参数信息有效融入储层构型表征

中^[11-13]。为此,本研究提出:通过类比现代沉积,综合岩石相组合、生物组合和碳酸盐岩生长速率等参数,在相似成因背景下对碳酸盐岩储层构型样式进行定量表征,建立识别各类沉积微相几何规模的标准图版(或量化模板),并将其引入储层建模流程。该方法旨在推动碳酸盐岩沉积储层构型模式研究由定性向定量转变^[14]。

基于上述构型研究思路,本次研究针对基质孔隙型碳酸盐岩储层建模策略进行调研。目前碳酸盐岩储层建模方法多基于数据(如序贯高斯和截断高斯)与训练图像(如基于目标和多点)的分析开展。① 基于数据分析的方法仅能反映数据统计特征,难以融入地质认识,对沉积-成岩作用控制下的强非均质性碳酸盐岩储层表征效果有限;② 基于训练图像的方法(如采用多点地质统计学 Simpat 算法)通过训练图像替代变差函数,能更有效刻画储层三维空间结构。该方法通过沉积类比或数值模拟构建训练图像库,可突破井数据限制,显著提升三维建模可靠性^[15-17]。此外,多点地质统计学 Snesim 算法可融合数据分布与训练图像特征进行协同建模。人工智能计算方法的提出也丰富了当前建模策略的选择,例如邵冠铭(2023)提出的基于

机器学习的三维地质建模方法,对于刻画小尺度相变快速递变具有较好效果^[1];Rush(2017)利用潮道范围设定截断边界,开展渠化潮道构型单元研究^[18]。实践表明,上述方法适用于稳定沉积演化背景的储层表征;然而,台地内部储层构型演化过程复杂,需深度融合地质认识优选建模策略,方能实现储层三维结构的准确表征。

本次研究以中东 H 油田基质孔隙性储层为研究对象,分析碳酸盐台地内部沉积微相与不同级次构型单元间的关系,开展基于井-震的碳酸盐岩构型单元刻画与几何规模统计,形成针对潮道、生屑滩和潮汐生物碎屑三角洲的定量知识库,并建立对应的沉积模拟。最终,依据识别的构型单元发育特征建立对应的建模策略,实现对碳酸盐台地内部储层结构的三维表征。

1 中东碳酸盐台地沉积背景

本文研究区位于美索不达米亚盆地构造前缘带(毗邻扎格罗斯构造褶皱带)的 H 油田(图 1a)^[19]。该油田构造形态整体表现为一个近 NS 向的长轴背斜,主

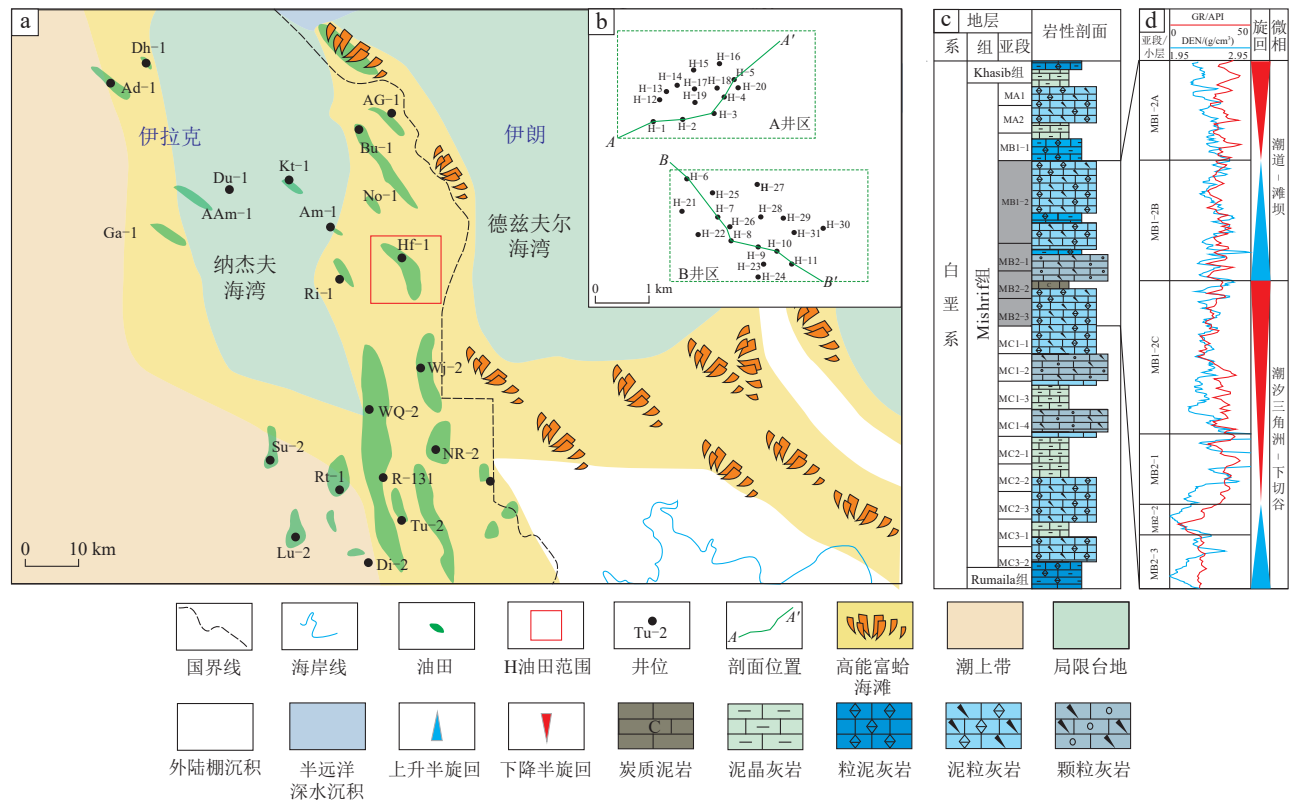


图1 伊拉克H油田区域位置、沉积背景与地层综合柱状图

Fig. 1 Regional location, sedimentary setting, and composite stratigraphic column of the H oilfield, Iraq

a. 盆地沉积背景及H油田位置;b. A与B井区范围;c. Mishrif组地层综合柱状图;d. 对应储层段小层划分

力油藏为白垩系 Mishrif 组。该组沉积于中白垩世晚期(赛诺曼期—土伦期),处于一次大规模海侵的中期^[19-20]。此次海侵始于下白垩统 Ahmadi 组泥灰岩沉积,随后发育 Rumaila 组陆棚白垩质沉积;海侵达到高峰后转为海退期,沉积了 Mishrif 组碳酸盐岩。Mishrif 组顶面为一个区域性不整合面(对应中白垩统顶界),其上覆地层为上白垩统 Khasib 组和 Tanuma 组的开阔台地相碳酸盐岩^[21]。Mishrif 组区域沉积特征表现为:在伊朗和伊拉克边境以及巴士拉地区(包括 H 油田所在位置)为 SE 向条带状台地礁滩相,沉积厚度在 350 ~ 400 m;向 SW 方向邻近次盆时,逐渐过渡为深水相,厚度减薄至约 150 m;向 NW 方向则面向特提斯洋。H 油田的 Mishrif 组平均厚度约 300 m。

Mishrif 组在垂向上可细分为 MCap 段、MA 段、MB 段和 MC 段,其中 MA 段分为 MA1 和 MA2 两个亚段;MB 段分成 MB1-1、MB1-2、MB2-1、MB2-2 和 MB2-3 等 5 个亚段,MC 段分为 MC1-1—MC3-2 等 9 个亚段。本次研究聚焦于 H 油田的重点含油层段 MB2-3 亚段—MB1-2 亚段,其中 MB1-2 亚段可以细分为 MB1-2A、MB1-2B 和 MB1-2C 三个小层,该层段海平面变化规律整体表现为海平面下降,同时叠加了明显的海平面波动(图 1)^[22-23]。具体而言:MB2-3 亚段和 MB1-2B 小层表现为上升半旋回(代表海平面上升期沉积)。MB1-2A 小层、MB1-2C 小层和 MB2-1 亚段表现为下降半旋回(代表海平面下降期沉积)。

基于碳酸盐岩沉积微相、岩石结构组分及生物相特征,结合 Wilson 综合模式与 Flügel 缓坡模式,判定 Mishrif 组形成于碳酸盐台地缓坡环境,主要发育斜坡、障壁滩、滩前、潟湖、台内滩、潮道及潮上坪等沉积相^[24]。其中,MB1-1 亚段—MB2-3 亚段为高能环境下沉积的粗粒生屑颗粒灰岩储层,物性条件良好,是研究区的主要产层。该层段以厚壳蛤滩体发育为特征,受大气淡水溶蚀(包括喀斯特作用)影响显著,粒间孔及喉道发育程度高^[24]。

MB1 段厚度约 100 m,可进一步划分为 MB1-1 和 MB1-2 两个亚段。MB1-2 亚段以细粒的泥粒灰岩和粒泥灰岩为主,夹少量粗粒生屑灰岩。其中 MB1-2A—MB1-2C 小层是 H 油田的主要储集层段,储量丰富但非均质性强^[25]。

MB2 段厚度约 80 m,包含 MB2-1、MB2-2 和 MB2-3 三个亚段。其中,MB2-1 亚段以生屑颗粒灰岩和泥晶灰岩为主,同为重要的含油层段,其非均质性较上覆层段有所减弱^[26-27]。

本次研究选取 H 油田的两个井区作为典型研究区域,参考 Mahdi (2014) 与付美燕 (2016) 对 H 油田沉积

微相的刻画成果,确定 A 井区位于潮道—潟湖发育区(图 2a);B 井区则具有明显的三角洲前积—退积特征,位于潮汐三角洲发育区,可用于其构型发育规律的表征(图 2b)^[28-29]。

2 台地内部五级构型单元组合样式定量模式

本研究参考 Maill (1985) 针对碎屑岩储层构型单元划分的构型级次^[30],开展了五级构型(微相级次)与四级构型单元的储层结构研究,并分析了其在 H 油田内部的时—空演化过程。同时,结合现代碳酸盐台地内部构型单元的规模统计,对不同构型类型的定量几何参数进行了分析。

2.1 井—震结合识别五级构型单元

参考前人关于 H 油田沉积演化研究成果,本研究针对优选的 A 井区和 B 井区开展构型表征,旨在为台内复杂沉积背景下的构型研究提供基础支撑。前人研究表明,构型单元受构型界面约束且具有级次划分特征^[2, 30-31]。Qiao (2024) 提出的五级构型单元划分方案(表 1),明确了潮道—生屑滩复合体顶、底界面为五级构型界面;单一潮道(单一微相)顶、底界面为四级构型界面;岩相组合间(内部渠化)界面为三级构型界面;同一岩相内部界面为二级构型界面;纹层组间界面为一级构型界面。

基于上述构型级次分类方案,通过高精度连续地震剖面解析,本研究识别出 3 类五级构型单元:潮道复合体、生屑滩复合体及潮汐生物碎屑三角洲。为提升表征精度,采用井—震联合分析方法(岩心及测井垂向分辨率 < 5 m)进一步揭示:潮道复合体呈现向上变深、变细的退积序列,其岩性(底部颗粒—泥粒灰岩互层到顶部粒泥灰岩伴泥披、白云石化)与物性(中孔:中子孔隙度 $NPHI = 20\% \sim 30\%$;中渗:渗透率 $= 30 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)与生屑滩复合体(中孔: $NPHI = 20\% \sim 30\%$;高渗:渗透率 $> 150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)高度相似且空间伴生。根据 Reeder (2008, 2009) 建立的微相模式^[32-33],潮道频繁迁移切割早期滩体,导致二者分布界限难以清晰界定。相比之下,潮汐生物碎屑三角洲具有独特的向上变浅、变粗的进积序列(底部生屑结核粒泥—砂屑灰岩到顶部砾屑灰岩)及显著的物性差异(孔隙度相近但渗透率剧变)。基于此,将潮道复合体与生屑滩复合体合并为“潮道—生屑滩复合体”,判定依据为空间共生关系、切割改造作用及孔隙度相似性;而潮

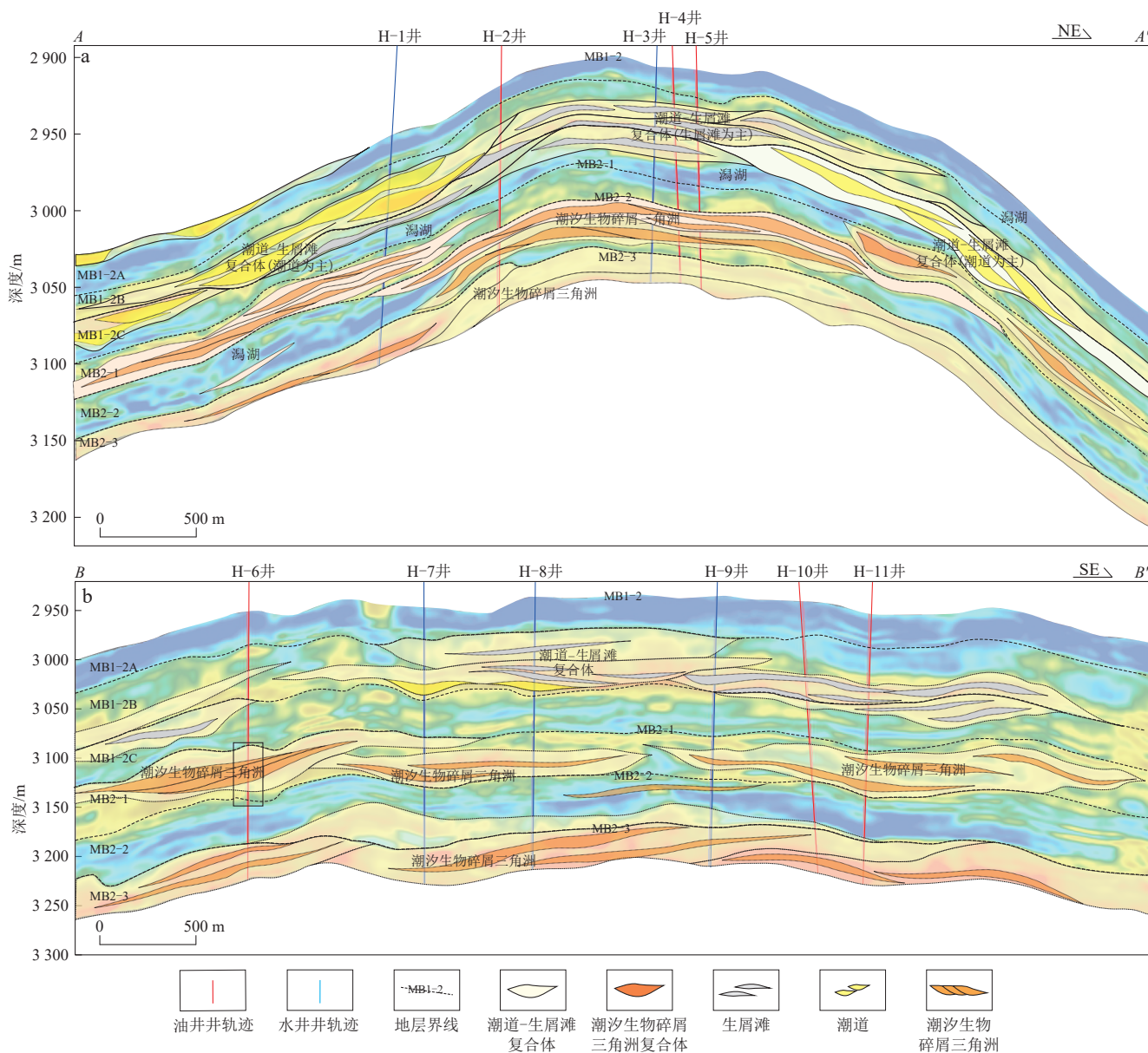


图2 伊拉克H油田碳酸盐台地储层构型单元识别与构型组合类型

Fig. 2 Identified architectural units and their assemblage types within carbonate platforms in the H oilfield, Iraq

a. A—A'剖面构型单元解释; b. B—B'剖面构型单元解释

汐生物碎屑三角洲因特征差异显著保留为独立单元。此外,受限于波阻抗反演数据垂向分辨率(约8 m,主频40 Hz)对薄层(厚度 ≤ 8 m,如厚度5~10 m的四级构型单元)的识别能力,本研究聚焦于地震可靠刻画的厚度大于10 m的五级复合体。

1) 潮道-生屑滩复合体:根据地震波阻抗反演剖面解释,潮道-生屑滩复合体构型单元整体呈现曲流型水道几何形态。其纵向剖面(斜切水道走向)表现为不对称形态,横向剖面(垂直水道走向)则显示典型的“底凹顶平”特征。井-震标定结果表明,该复合体顶部的泥质披覆及白云石化现象是重要的岩性识别标志。测井响

应特征具体表现为:①自然伽马(GR)测井曲线呈箱形-钟形-箱形-钟形组合(GR值介于8~16 API);②声波时差(DT)测井曲线呈弱箱形(DT值介于46~88 $\mu\text{s}/\text{ft}$);③中子孔隙度(NPHI)测井曲线呈弱箱形(NPHI值介于20%~30%);④渗透率(PERM)测井曲线呈锯齿状(PERM值介于 $30 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。该沉积体自下而上的垂向岩相演化序列为:底部未取心段(据测井响应推测为颗粒灰岩层)—颗粒灰岩与颗粒质泥粒灰岩互层—灰泥质泥粒灰岩与颗粒灰岩互层—颗粒质泥粒灰岩层—灰泥质泥粒灰岩与粒泥灰岩层。

2) 潮汐三角洲复合体:潮汐三角洲复合体在地震

表1 伊拉克H油田碳酸盐台地储层构型类型划分级次^[31]Table 1 Architecture hierarchy of carbonate platforms in the H oilfield, Iraq^[30]

沉积背景	微相类型	五级构型	四级构型	内部结构	外部形态
半局限台地 (MB1段)	潮道	潮道-生屑滩复合体	摆动型潮道、 迁移型潮道、 充填型潮道	垂向加积体、 侧向侧积体	“曲流状”水道体， 横剖面“底凹顶平”
	生屑滩	潮道-生屑滩复合体	单一向上变浅或 变深序列生屑滩	“底凸顶凸”垂向加 积体、退积体和进积体	楔状体，透镜状
台地边缘 (MB2段)	潮汐生物 碎屑三角洲	潮汐生物碎屑 三角洲复合体	单一潮汐生物碎屑 三角洲	S型前积体	舌状体，横剖面表现为 “底平顶凸”的翼状
	下切谷	—	下切谷(单一微相)	垂向加积体	“U”型体
	沼泽	炭质纹层互层	—	层状	席状体

注:“—”为非储层段,未细化构型级次。

波阻抗反演剖面上整体解释为舌状体几何形态,其纵向剖面呈楔状,横向剖面则表现为“底平顶凸”的翼状特征。该复合体内部结构在纵剖面上显示S型前积反射结构,横剖面上呈现多期“底平顶凸”形态的退积式叠置。对应的测井响应特征为:①自然伽马(GR)测井曲线呈箱形(GR值介于32~50API);②声波时差(DT)测井曲线呈弱箱形(DT值约76 $\mu\text{s}/\text{ft}$);③中子孔隙度(NPHI)测井曲线呈弱箱形(NPHI值介于20%~30%);④渗透率(PERM)测井曲线呈箱形(PERM值 $>150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。该沉积体自下而上的垂向岩相演化序列依次为:含Pararotalia-蜂巢虫的结核状粒泥(或结晶)灰岩与砂屑灰岩互层—砾屑颗粒灰岩层(下部)—砂屑颗粒灰岩层(中部)—砾屑颗粒灰岩层(上部)—含蜂巢虫的结核状粒泥(或结晶)灰岩与砾屑灰岩互层(顶部)。

2.2 构型单元垂向分类特征

基于上述识别的构型单元,本研究在沉积构型界面约束下,依据充填反映物性差异,建立了6类11种储层构型发育模式(图3)。MB1段与MB2段在构型单元类型及其垂向充填序列上表现出显著的差异^[34]。

对于MB1段储层,主要发育3类储层构型结构模式:①潮道-生屑滩复合体(五级)可细化为充填型潮道(四级)、迁移型潮道(四级)、摆动型潮道(四级),其垂向充填序列表现为:下部厚层溶蚀改造的颗粒灰岩相—中部中-薄层溶蚀改造的颗粒主导的泥粒灰岩相—上部薄层灰泥主导的泥粒灰岩相,构成清晰的“向上变细、泥质增多”趋势。②生屑滩模式包括滩核(滩翼)加积型和滩核(滩翼)迁移型(四级),其典型垂向序列为:中-薄层溶蚀改造的颗粒主导的泥粒灰岩相—中-厚层灰泥主导的泥粒灰岩相—中-薄层溶蚀改造的粒泥灰岩相,加积型多期叠置序列规律性强(典型垂向序列重复叠置),迁

移型则复杂多变。③潟湖模式分为溶蚀型与未溶蚀型,前者地质相组合(如溶蚀改造的粒泥灰岩相、灰泥主导的泥粒灰岩相、粒泥灰岩相、硬底生物潜穴灰岩相)垂向叠置样式复杂多变,后者则呈现高度规律的厚层粒泥灰岩相与薄层硬底生物潜穴灰岩相交替叠置。

而对于MB2段储层,其发育的3类四级构型结构模式则明显不同:①潮汐生物碎屑三角洲型是MB2段的主要构型类型,包含孤立型(单一溶蚀改造颗粒主导的泥粒灰岩相)和S型前积型。S型前积型展现出独特的韵律性垂向序列:中层溶蚀改造的颗粒灰岩相与薄层溶蚀改造的颗粒主导的泥粒灰岩相频繁互层,向上渐变为溶蚀改造的灰泥主导的泥粒灰岩相和灰泥主导的泥粒灰岩相。②生屑滩以溶蚀改造的颗粒灰岩相优势起始,并向上泥质增多(溶蚀改造的灰泥主导的泥粒灰岩相—灰泥主导的泥粒灰岩相)。③下切谷则展示出溶蚀改造的粒泥灰岩相—泥晶灰岩相—溶蚀改造的粒泥灰岩相的对称充填序列。这些构型单元类型及其垂向充填序列的显著差异,反映了MB1与MB2段不同的沉积环境背景和构型演化过程。

2.3 构型单元平面分段特征

为支撑后续构型建模,需系统梳理分区分层构型特征差异,明确构型单元演化规律,进而优选建模方法。为此,本研究重点从空间上解析了潮道-生屑滩复合体与潮汐生物碎屑三角洲复合体的时-空展布特征。

在潮道-生屑滩复合体分段研究中,沿潮道流动方向截取了3个典型横剖面(图4a)。基于波阻抗反演剖面解释,识别出3种不同的潮道充填类型,揭示了沿程显著的分段差异。第一段(剖面C—C'垂向上表现为多期潮道叠置,底部可能残留前期未被完全侵蚀的潮道,上部则保存较完整的单一期次,其典型特征是垂

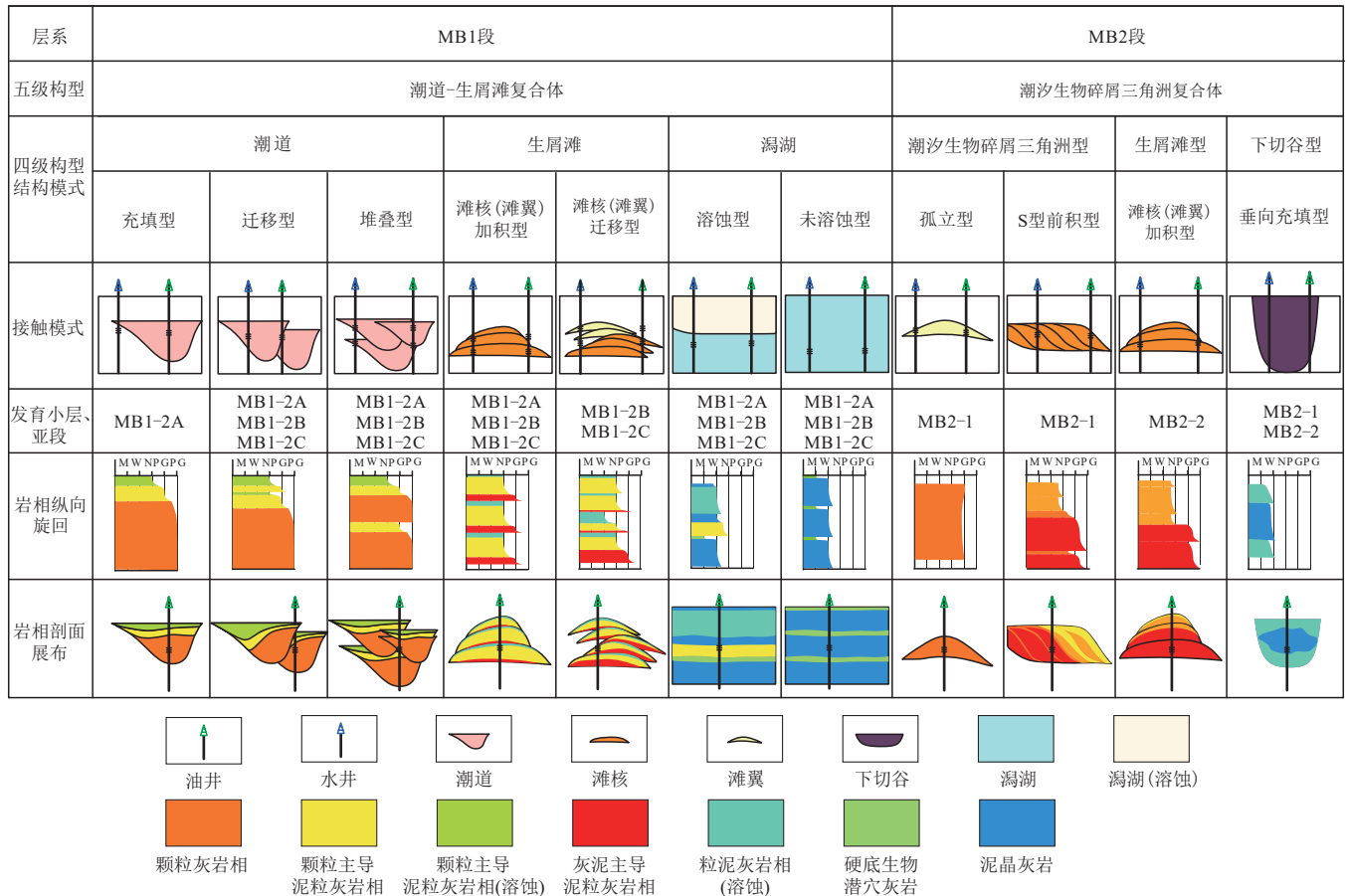


图3 伊拉克H油田碳酸盐台地储层中潮道-生屑滩复合体和潮汐生物碎屑三角洲复合体构型模式

Fig. 3 Architectural patterns of tidal channel-bioclastic shoal complexes and tidal bioclastic delta complexes within carbonate platforms in the H oilfield, Iraq

M. 泥晶灰岩; W. 粒泥灰岩; NP. 泥粒灰岩; GP. 颗粒灰岩; G. 黏结灰岩

向加积排列的渠化水道,具有摆动型充填的构型样式。第二段(剖面D—D')垂向上表现为单期潮道,潮道左侧波阻抗值明显高于右侧,内部充填显示出清晰的向上加积趋势。第三段(剖面E—E')同样为单期潮道,平面上则展现出S型向右侧迁移加积的特征。依据上述显著的构型叠置样式差异,该复合体被明确划分为摆动段、加积段和迁移段。

在潮汐生物碎屑三角洲复合体分段研究中,沿其前积方向同样截取了3个横剖面(图4b),识别出不同分段的充填类型与主导过程。第一段(剖面F—F')发育较宽阔的生物碎屑进潮三角洲,垂向上可划分出3个期次,指示潮汐三角洲远端持续向东侧迁移,整体表现为远端迁移的构型特征。第二段(剖面G—G')在MB2-1亚段下部识别出了明显的下切谷及厚层生屑滩,上部则为较窄的生物碎屑进潮三角洲,此段以下切谷发育为突出标志。第三段(剖面H—H')剖面显示潮汐三角洲厚度较薄,具有多期叠置的特点,反映近端环境的构型特征。基于各分段内主导的构型样式与沉积

过程,该复合体被划分为远端进潮三角洲段、下切谷发育段和近端退积三角洲段。

2.4 五级-四级构型单元定量知识库构建

本次研究构建五级-四级构型单元定量知识库以指导建模参数设定,涵盖H油田潮道-生屑滩复合体及潮汐三角洲复合体的宽/厚比和弯曲度等参数。此外,选择巴哈马台地作为类比对对象,其关键控制因素对比表明:巴哈马孤立台地等现代沉积研究(Purkis, 2019; Dalrymple, 2023)揭示其碳酸盐岩生成速率(5.5 m/Ma,水深<8 m)及水动力条件(约200 kW/m)两项核心参数^[35-36],与王鹏飞(2019)对本研究区的定量分析结果^[37]高度相近。鉴于气候背景(热带浅水)、沉积速率与水动力强度等关键控制因素具显著可比性,故采用巴哈马台地作为定量知识库的类比基准。

对于MB1-2亚段潮道-生屑滩复合体,统计结果显示:H油田内部平均五级构型单元厚度为12~36 m,对应四级构型单元厚度为5~10 m(图5a)。不同时

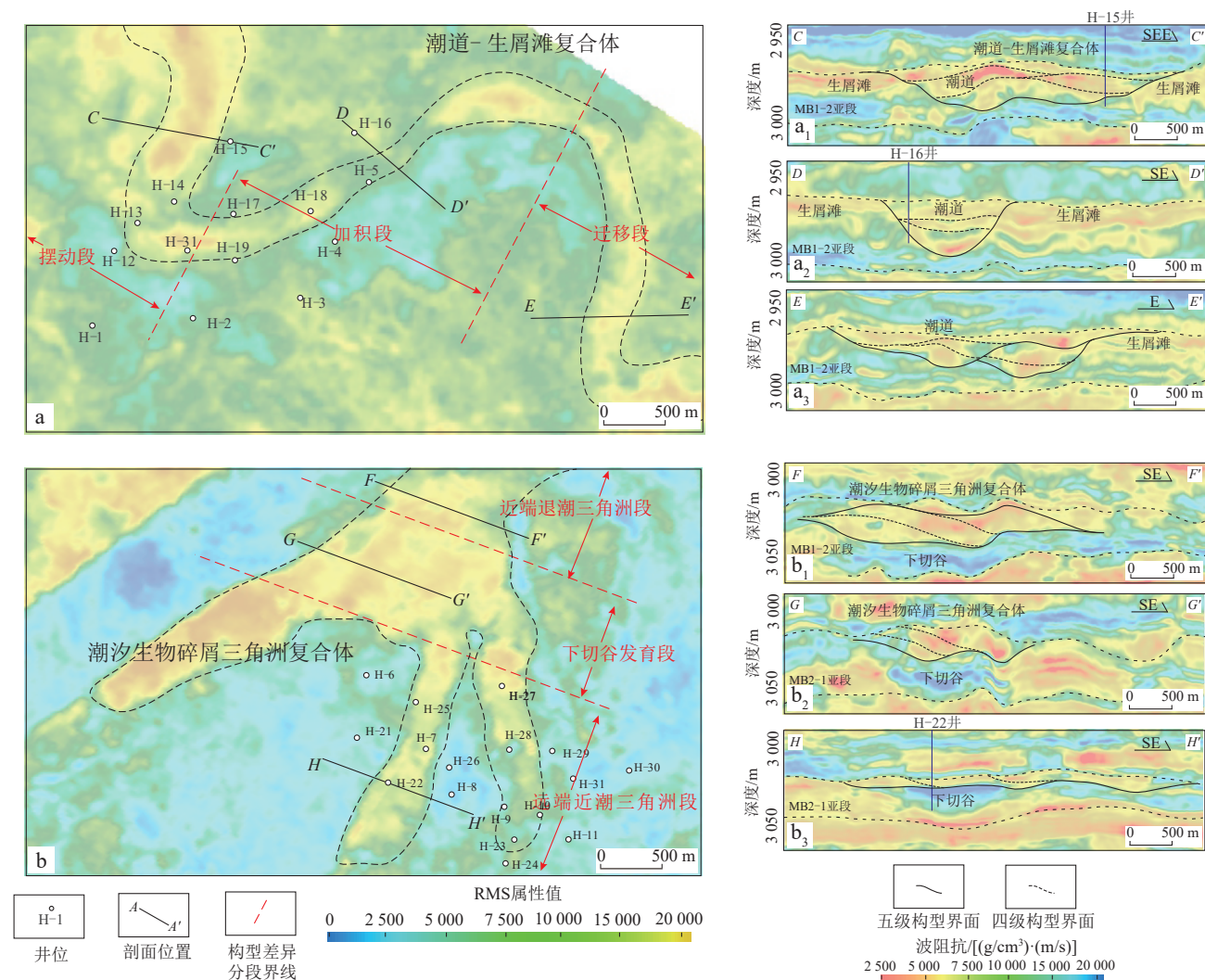


图4 伊拉克H油田碳酸盐台地储层构型单元结构类型与分段特征

Fig. 4 Structural types and segmentation of architectural units within carbonate platforms in the H oilfield, Iraq

a. A井区MB1-2亚段均方根振幅(RMS)属性图; a₁—a₃. 潮道-生屑滩复合体不同分段解释剖面; b. B井区MB2-1亚段RMS属性图; b₁—b₃. 潮汐三角洲复合体不同分段解释剖面

期表现出不同的厚度范围,其中潮道初始形成时期(MB1-2C小层沉积期)潮道-生屑滩复合体厚度相对减薄,平均潮道厚度小于10 m;向上至潮道侵蚀最大时期(MB1-2B小层)潮道-生屑滩复合体厚度较大,平均叠置厚度约33 m;最终至潮道消亡期,平均潮道厚度小于10 m。同时,不同分段表现出不同的宽/厚比和弯曲度,对于迁移段与摆动段,宽/厚比较大(>20 m/m),弯曲度较大(4~5 m/m),潮道-生屑滩复合体(五级)由较多次潮道和滩体(四级)叠置形成;相比之下,加积段宽/厚比较相对较小(<15 m/m),弯曲度较小(0~1 m/m);潮道和滩体多叠置期次较少。

类比巴哈马台地西南部潮道-滩体复合体(图5a)发育规模几何参数统计,可以发现与碎屑岩弯曲水道不同,碳酸盐台地内部弯曲潮道的厚度相近,但宽/厚比相对较

小。结合潮道-生屑滩复合体发育模式(图6a—c),潮道-生屑滩构型特征受控于高能双向定向水流:在潮道高曲度水道弯曲处,明显以高能的颗粒灰岩或颗粒为主的泥粒灰岩充填为主,充填方向与碎屑岩边滩或点坝位置略有差异;在低曲度水道弯曲处,以高能的颗粒灰岩或颗粒为主的泥粒灰岩充填减弱,出现了大量的泥灰岩“圆形”充填。此外,在水道末端,潮道充填以摆动型垂向加积排列的渠化水道为主,并且水道位置受流体和水体影响极易产生变化,容易形成潮道-生屑滩复合体模式,出现了潮道切叠和堆叠型模式,致使潮道宽/厚比减小。

对于MB2-1亚段潮汐生屑三角洲复合体,利用剖面刻画方法统计潮汐生物碎屑三角洲复合体几何规模,统计结果(图5d)显示:H油田潮汐生物碎屑三角洲复合体(五级)平均厚度为5~35 m,其中对应的单期

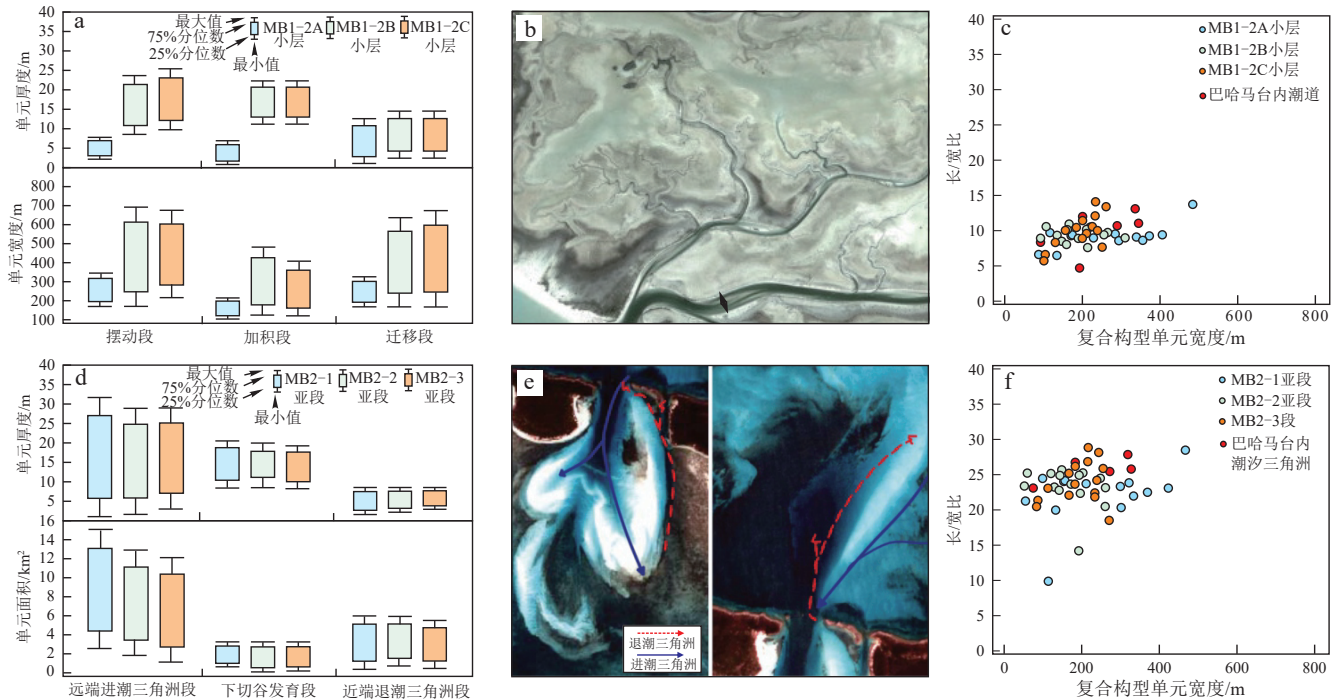


图5 伊拉克H油田碳酸盐台地与巴哈马台地储层五级构型单元定量统计对比

Fig. 5 Quantitative statistics of 5th-level architectural units within carbonate platforms in the H oilfield and Bahama Platform, Iraq

- a. H油田潮道-生屑滩复合构型参数统计箱形图; b. 巴哈马潮道-生屑滩复合体卫星照片; c. 巴哈马潮道现代沉积发育样式与构型参数交汇图;
d. H油田潮汐生物碎屑三角洲复合体构型参数统计箱形图; e. 巴哈马潮汐三角洲复合体卫星照片; f. 巴哈马潮汐三角洲现代沉积发育样式与构型参数交汇图

潮汐生物碎屑三角洲前积体厚度为5~10 m。此外,利用连续的地层切片可以统计单期潮汐生物碎屑三角洲的面积。与潮道迁移摆动不同,潮汐三角洲复合体发育面积较大,其中远端进潮三角洲面积达到15.7 km²;近端退潮三角洲范围较小,面积小于5.0 km²。与巴哈马台地东北部潮汐生屑三角洲复合体对比(图5f),H油田发育的潮汐生物碎屑三角洲规模较大,并且进潮三角洲范围远大于退潮三角洲。参考潮汐生物碎屑三角洲形成过程(图6d),其空间形态是“S型”前积体垂向叠置和迁移,圆形水动力驱动的潮汐生物碎屑三角洲迁移模式,形似“风叶”,进潮建造时为S向前积,NE向侧向迁移;退潮建造时为N向前积,SW向侧向迁移;二者末端迁移方向均受其他方向水流影响。在其单个沙坝的建造方向(无论是进潮还是退潮)其纵向结构皆为前积体叠置^[38]。多期前积叠置导致进潮三角洲平面发育规模较大,而退潮三角洲则被覆盖。

3 分层、分段储层差异建模策略

3.1 碳酸盐台地内部差异化建模策略选择

针对台地内部储层相带变化复杂、构型叠置样式

多样(如潮道、生屑滩、滩间等相互切割)的特点,本次研究提出并实施了分层、分段的差异化建模策略。该策略的核心在于依据不同级别构型单元(四级和五级)的数据基础、几何形态特征及刻画难度,优选并组合应用最适宜的建模方法,以实现复杂储集体的三维精细表征^[39]。与碎屑岩储层构型建模常利用沉积物搬运过程预测变差函数不同,碳酸盐台地储层构型具有更强的空间结构复杂性^[40-42]。

近年来,基于目标模拟(OBM)和多点统计模拟(MPS)等方法的提出,为表征此类复杂构型提供了新途径(如Hashemi (2014)利用训练图像表征台内潮坪相^[43],Rush (2017)应用基于目标方法统计潮道几何规模模拟巴哈马滩现代沉积^[18])。然而,不同构型单元的最佳表征方法存在显著差异,亟需制定系统的建模策略优选方案。本研究通过系统对比成熟建模方法的原理与适用性,确定了适用于碳酸盐台地内部的构型建模策略(图7)。

对于边界相对清晰、易于利用地震数据进行三维雕刻的五级构型单元(如不发生迁移的潮道或生屑滩等),优选基于数据分析的方法:①序贯高斯模拟(SGS)强调数据的空间连续性,适用于连续相带变化或内部结构相对均一的五级构型单元(如均质的生屑

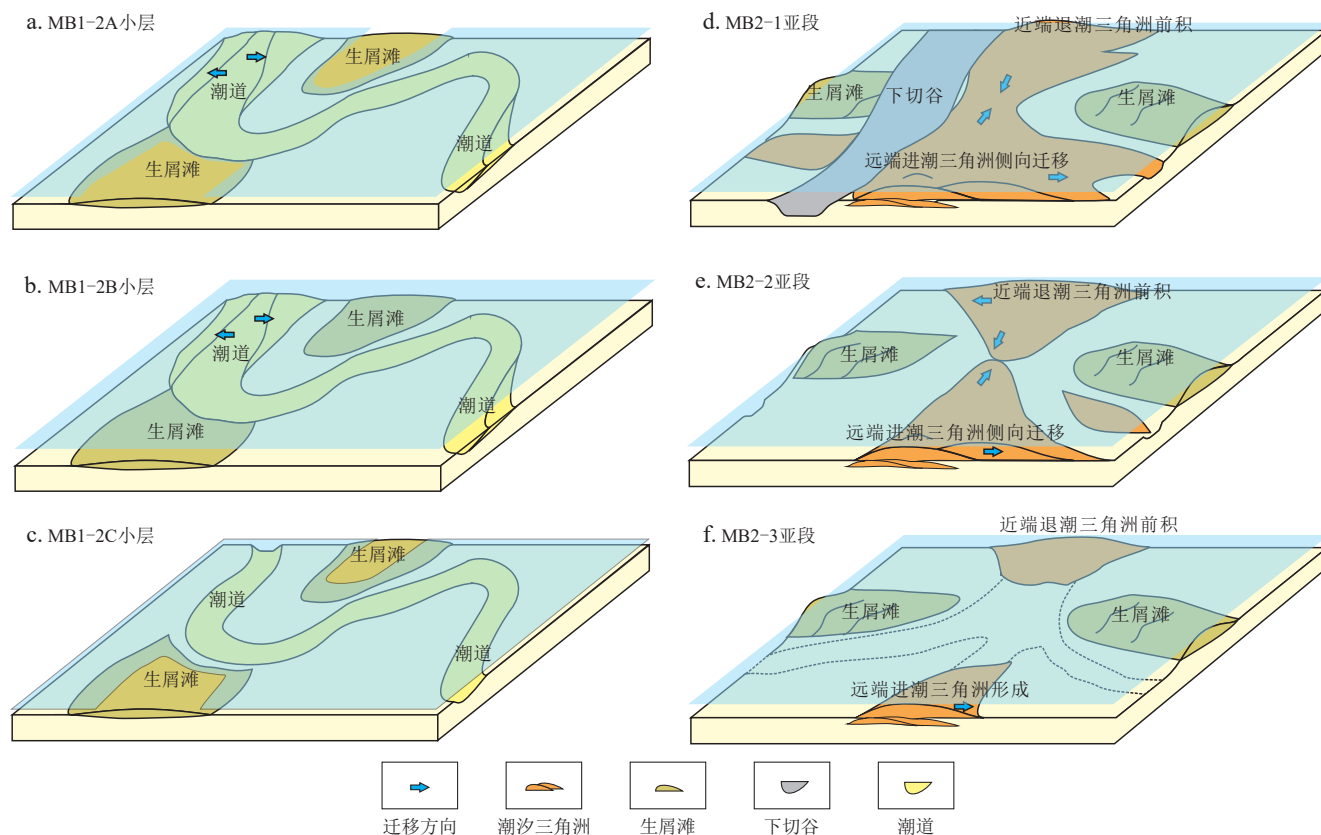


图6 伊拉克H油田碳酸盐台地储层潮道-生屑滩复合体(a—c)和潮汐生物碎屑三角洲复合体构型发育模式示意图(d—f)

Fig. 6 Developmental patterns of tidal channel-bioclastic shoal complexes (a—c) and tidal bioclastic delta complexes (d—f) within carbonate platforms in the H oilfield, Iraq

滩核部),但其难以有效刻画强烈的相变边界^[44];②截断高斯模拟(TGS)或多高斯模拟(PGS)则适用于描述具有明确空间边界的五级构型单元,截断高斯模拟(TGS)处理单一边界,多高斯模拟(PGS)处理多期复合相带^[44]。这些方法建模基于井点数据粗化结果,通过分析单元内部变差函数参数实现表征,模型连续性受井点数据分布控制,异常点易导致连续性降低。

在上述基于数据分布建模方法的基础上,针对几何形态复杂、相互切割的四级构型单元(如潮道系统、潮道-生屑滩复合体、形态多变的滩缘或潮汐生物碎屑三角洲),我们依据其形态规则程度,优选了不同的图像与模式识别方法,提出采用基于目标模拟(OBM)和多点统计模拟(MPS)进行表征。①基于目标模拟(OBM)方法。该方法主要适用于几何形态明确、可参数化的四级构型单元,如具有特定宽厚比与方向性的单一潮道,或形态相对规则的孤立生屑滩体。OBM方法通过统计沉积微相组合特征,分段设置相应的几何参数(如宽度、厚度、长宽比、方向和密度等),从而建立规则几何体控制的储层展布模型。②多点统计模拟(MPS)方法。该方法很好地平衡了硬数据(井点)约束

与复杂空间结构的表征需求,特别适用于几何形态复杂、边界不规则的四级构型单元,如交织的潮道网络、形态多变的生屑滩缘。MPS方法通过训练图像(training image, TI)学习并重现目标构型的空间关联模式(即多点统计关系)。在本研究中,针对复杂四级构型单元(如潮汐水道系统),我们专门构建了三维训练图像。该图像综合了高分辨率露头类比模型(如典型台地露头剖面数字化成果)、现代沉积环境精细解释图(如基于巴哈马滩卫星与航拍影像的解释结果)以及研究区内高精度地震属性体或地质模式指导下的确定性建模结果。其核心要求是能够充分代表目标构型单元(如潮道)的典型几何特征(包括弯曲度和宽度变化)、连通性及其与背景相(如滩间泥)的空间配置关系。

本次研究中选择多点统计模拟(MPS)中的Simpat模拟方法,其在四级构型单元约束下进行。其流程为:首先利用上述训练图像提取空间模式,然后在模拟网格中,以井点数据为硬条件,寻找与训练图像局部模式最匹配的构型进行赋值。模拟结果的稳定性主要受训练图像的代表性、稳定性和算法参数设置影响。为确保稳定性,需从以下3个方面进行考虑:①训练图像本

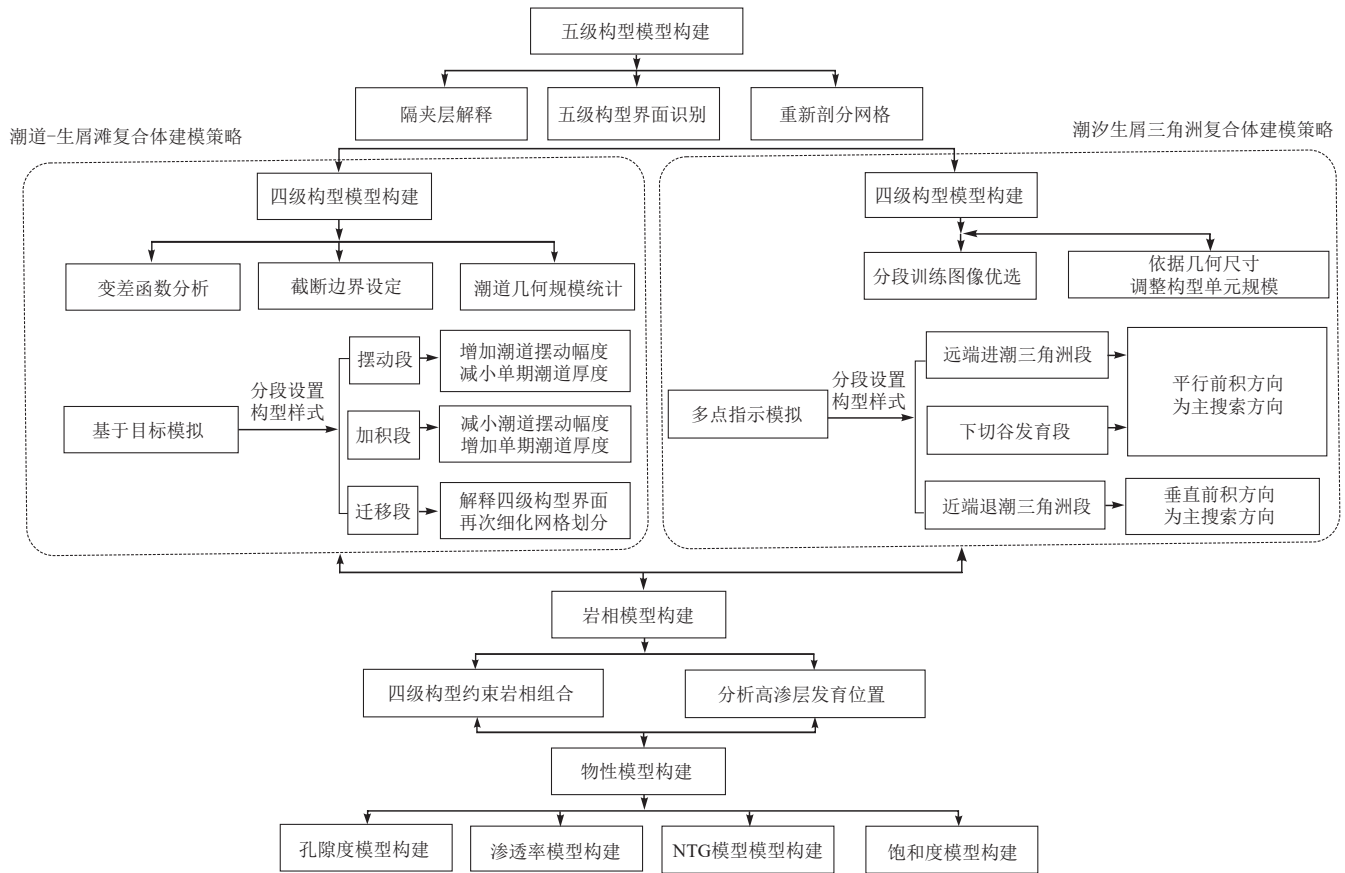


图7 伊拉克H油田碳酸盐台地储层五级-四级构型单元建模策略流程图

Fig. 7 Modeling strategy and basis for 5th- and 4th-level architectural units within carbonate platforms in the H oilfield, Iraq

身。构建具有充分代表性和规模(覆盖足够多的模式重复)的训练图像,并进行敏感性分析以验证其稳定性。

②算法参数。借鉴 Straubhaar (2011) 和 Meerschman (2013) 的研究,通过增大搜索邻域范围(Search Template Size)来获取更全面的模式信息,并设置合理的匹配容差^[45-46]。

③核心策略。采用数据事件筛选与异常值剔除策略(如设置最小匹配数据点数阈值,或应用后处理平滑滤波),有效降低由局部数据缺失或噪音引起的模拟不稳定性,提高模型的可重复性和地质合理性。

建立五级构型模型后,在其约束下分析四级构型单元(如滩核、滩缘)内部的井点数据分布规律,确定变差函数参数,用于后续的属性建模(如孔隙度和渗透率)。这种分层约束的策略保证了不同级别构型单元表征的合理性和建模结果的可靠性。综上所述,本次研究的差异化建模策略明确:针对五级构型单元优选 TGS 或 PGS 方法;针对四级构型单元,形态规则者优选 OBM 方法(并分段设置参数),形态复杂者优选 MPS 方法(依赖专门构建的训练图像和稳定性控制措施)。

3.2 五级-四级构型单元建模结果与分析

根据上述描述,构建 MB1-2 和 MB2-1 亚段时期沉积模式(图8)。如前述地质背景描述,其中 MB1-2 亚段以滩和潮道为主,南部水体较深,以潟湖沉积和低能滩为主,北部潮道较为发育。而 MB2-1 亚段沉积模式主要以下切谷、潮汐三角洲、沼泽和滩沉积为主,西侧发育沼泽沉积(前期水较深,随着水退发育该沉积微相),东侧随着海退,加之前期水浅,先期水道逐渐演化为下切谷,并被后期快速海进充填。中部发育潮汐三角洲沉积。本次研究通过上述不同的建模策略开展 H 油田的分层、分段建模。针对前述的 A 井区和 B 井区,平面上采用尺寸 50 m × 50 m 的网格,垂向上采用按比例平均批分的方法,垂向网格厚度控制在 0.5 m。

针对 MB1-2 亚段开展潮道-生屑滩复合体构型建模:①对于五级构型单元建模,可以利用地震(反演)剖面中识别的构型界面开展嵌入式建模。②在此基础上,开展基于目标的四级构型单元建模。先针对上述划分的摆动段、加积段和迁移段分别设置构型单元占比:摆动段潮道和生屑滩多相互切叠形成“潮道切滩

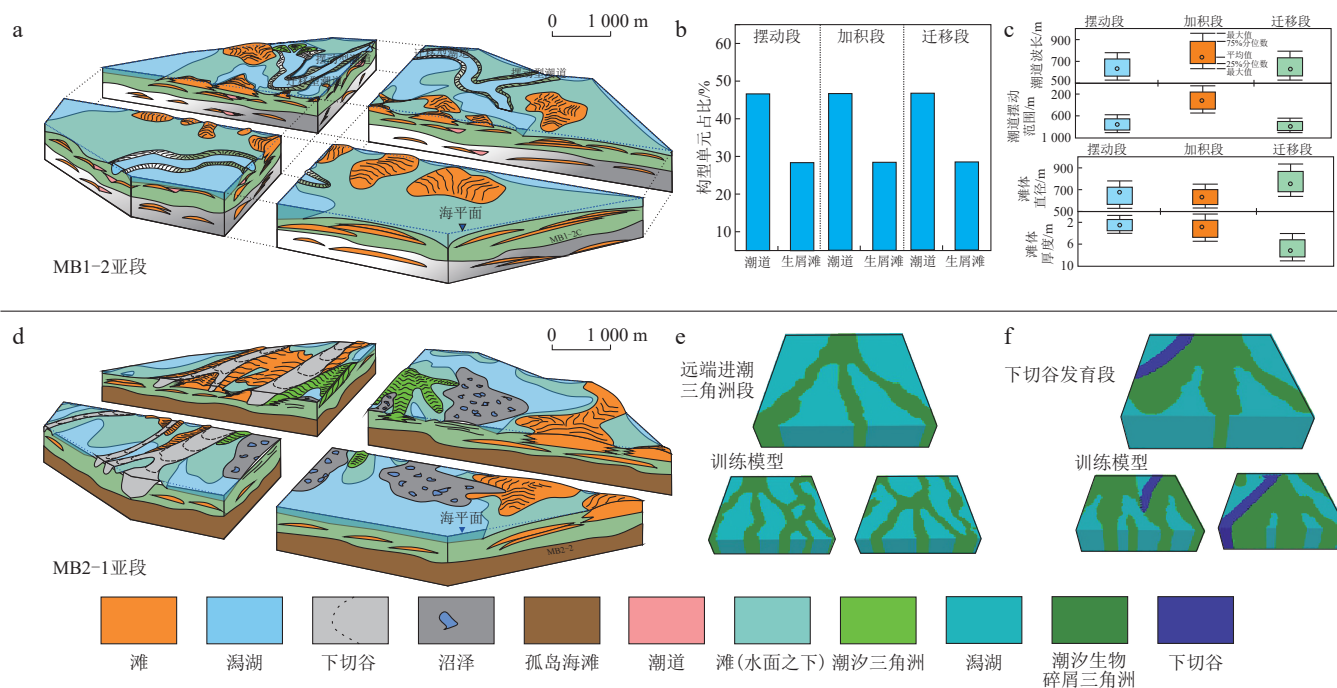


图8 伊拉克H油田碳酸盐台中潮道-生屑滩复合体和潮汐生物碎屑三角洲复合体建模参数设置

Fig. 8 Modeling parameter settings for tidal channel-bioclastic shoal complexes and tidal bioclastic delta complexes within carbonate platforms in the H oilfield, Iraq

a. H油田潮道-生屑滩复合体发育概念模式;b. 潮道-生屑滩复合体模型构型单元占比统计柱状图;c. 基于目标模拟建模参数设置箱形图;d. H油田潮汐三角洲复合体发育概念模式;e. 针对远端潮汐三角洲点统计模拟中图像训练结果;f. 针对下切谷发育段点统计模拟中图像训练结果

型”和“潮道切潟湖型”潮道-生屑滩复合体(图8a),其潮道和生屑滩占比约为3:1,潮道波长为500~1000 m,摆动范围约400 m。加积段潮道以下切侵蚀为主,该区域发育“滩夹潟湖型”或者“潮道切潟湖型”潮道-生屑滩复合体(图8b)其潮道和生屑滩占比约为5:1,潮道波长为1000~2000 m,摆动范围约100 m;迁移段潮道以侧积摆动为主,该区域发育“潮道切滩型”潮道-生屑滩复合体,其潮道和生屑滩占比约为3:1,潮道波长为1000~2000 m,摆动范围约400 m。

针对MB2-1亚段开展潮汐生物碎屑三角洲复合体构型建模:①对于五级构型单元建模,同样采用构型雕刻的方法进行嵌入。②在此基础上,开展基于多点的图像训练。本次研究利用上述地震属性切片得到的潮汐三角洲平面展布样式为学习图像(图4),参考De Vries等人(2009)分区开展TI图像训练的方法,对于不同区域分别设置不同的统计频率^[47]。利用Simpat模拟方法,通过立方搜索方式,对于不同分段设置不同的图线搜索半径(本次模拟使用尺寸100 m×100 m×30 m建立模拟图像):对于连续性较好的远端进潮三角洲段构型单元,沿主要流动方向设置较大搜索半径(设置为30 m);同时,其形成过程受到侧向水流影响,因此垂直主要流动方向设置搜索半径为15 m;相比之下,下切

谷发育段和近端退潮三角洲段构型单元连续性较差,因此设置搜索半径较小(<10 m)。

基于上述参数设置,分别在五级构型模型基础上,建立四级构型建模,完成对应模型(图9)。

3.2.1 构型单元模型与岩相模型构建

在上述四级构型单元模型的基础上,进一步开展岩相模拟。首先对单井数据进行粗化,得到不同构型单元对应的岩相组合粗化结果。其中,MB1-2亚段主要发育以下两种岩相组合。①“潮道切潟湖型”潮道-生屑滩复合体:自下而上依次充填厚层溶蚀改造的颗粒灰岩相、中-薄层溶蚀改造的颗粒为主泥粒灰岩相,以及薄层灰泥为主的泥粒灰岩相。②“潮道切滩型”潮道-生屑滩复合体:充填序列为中-薄层溶蚀改造的颗粒为主泥粒灰岩相、中-厚层灰泥为主的泥粒灰岩相,以及中-薄层溶蚀改造的粒泥灰岩相。MB2-1亚段主要发育一种岩相组合:潮汐生物碎屑三角洲复合体,以溶蚀改造颗粒主导的泥粒灰岩相为主。

基于粗化获得的岩相数据,在四级构型模型内部,结合不同构型单元岩相比比例的变化特征,开展随机建模。具体模拟方法依据构型单元类型而定:潮道和潮汐生物碎屑三角洲内部采用截断高斯模拟,而生屑滩

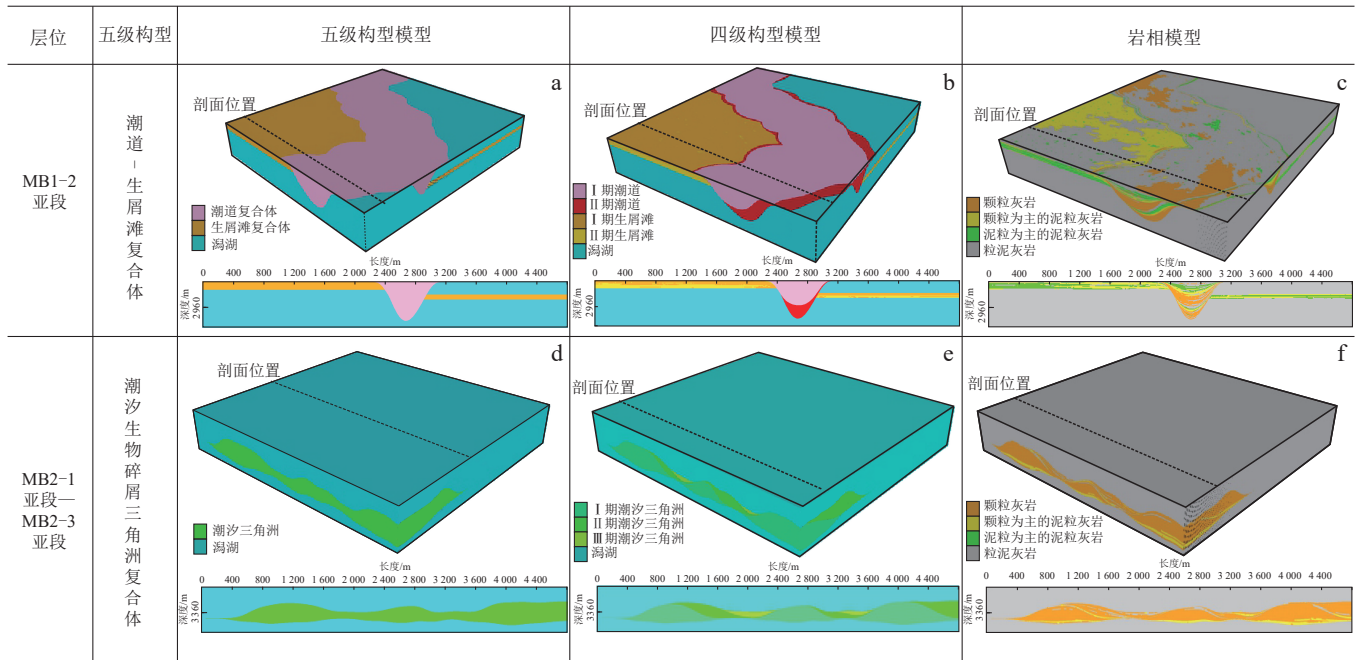


图9 伊拉克H油田碳酸盐台地中潮道-生屑滩复合体和潮汐生物碎屑三角洲复合体五级-四级构型模型示意图

Fig. 9 5th- and 4th-level architectural models of tidal channel-bioclastic shoal complexes and tidal bioclastic delta complexes within carbonate platforms in the H oilfield, Iraq

内部则采用序贯高斯模拟(图9)。

(图10)。

3.2.2 储层模型构建与质检

孔隙度、渗透率与含气饱和度的建模方法与岩相模型的建立方法基本一致,并且数值分布规律曲线样式相似。其中粗化后的孔隙度和渗透率数据为多峰式,因此转换成正态数据横坐标值变化较大。粗化数据在沉积相约束下进行插值,得到对应的模型

针对上述模型,本次研究从两个方面对于模型进行质检:①通过物性对比图进行质检:对比测井解释的孔隙度、渗透率与含水饱和度的取值范围和模型结果认为,偏差小于10%时模型较为可靠。②通过物性分布图进行质检(图10):对比模型参数、粗化参数与实际井数据之间趋势分布的相关性,粗化结果与单井实测结果差异小于10%。

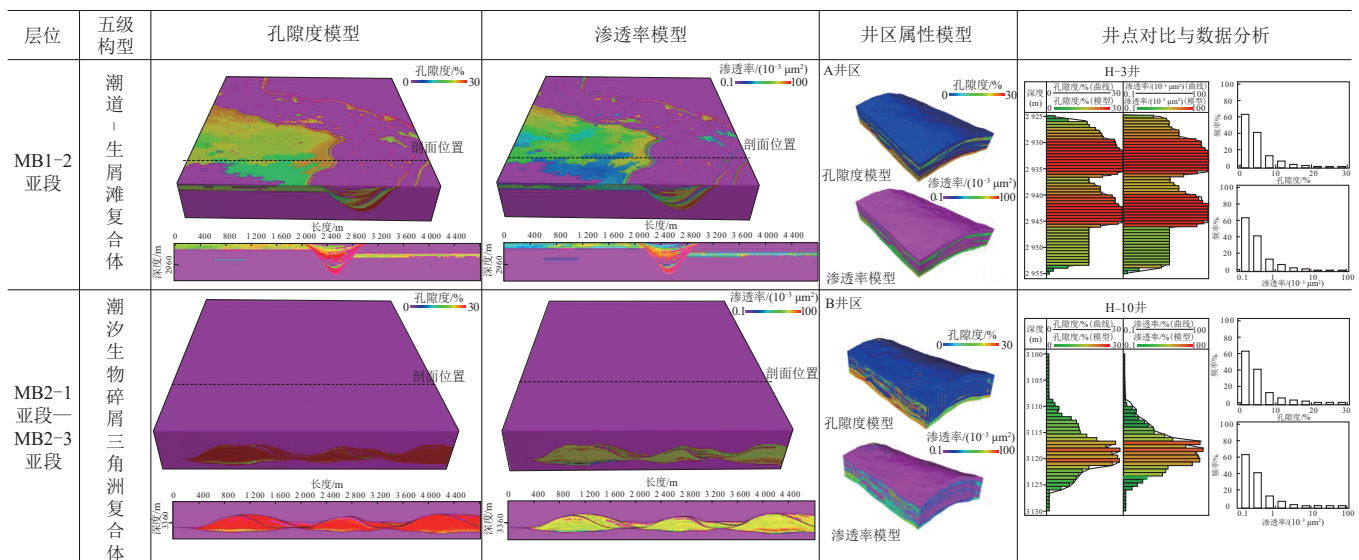


图10 伊拉克H油田碳酸盐台地中岩相、孔隙度和渗透率模型示意图

Fig. 10 Lithofacies, porosity, and permeability models of carbonate platforms in the H oilfield, Iraq

相较于传统建模方法,基于多级次构型单元的建模方法网格分布更加合理。并且数据分析基于构型单元内部开展,使相控边界更加准确,可以实现碳酸盐台地内部隔夹层和高渗层的表征。然而,该方法的研究基础是大量的五级构型界面解释,因此,后续对于碳酸盐岩储层构型建模,亟需开展构型界面准确性校正^[48]。

4 结论

1) 识别出两类五级复合构型单元:MB1-2亚段以潮道-生屑滩复合体为主,可进一步划分为摆动段、加积段和迁移段;MB2-1亚段则以潮汐生物碎屑三角洲复合体为主,可划分为远端进潮三角洲段、下切谷发育段和近端退潮三角洲段。

2) 通过地震反演剖面明确了各类构型单元的空间几何特征。潮道-生屑滩复合体厚度一般为10~30 m,单期厚度约10 m,其宽/厚比和弯曲度在不同分段差异明显;潮汐生屑三角洲复合体厚度为5~35 m,单期前积体厚度5~10 m,不同分段面积差异大,远端进潮三角洲面积可达15.7 km²,近端退潮三角洲面积一般小于5.0 km²。

3) 针对两类复合体确定了多级构型建模策略:①在五级确定性构型模型约束下,对潮道-生屑滩复合体采用基于对象的模拟方法;②对潮汐生物碎屑三角洲复合体采用多点指示模拟方法,并依据其前积模式设置参数。该策略优化了早期“两步法”,提升了对碳酸盐岩复杂岩相与薄层的表征效果。

参 考 文 献

- [1] 邵冠铭, 乔占峰, 尹楠鑫, 等. 基于机器学习的孔隙型碳酸盐岩油藏相控建模研究[J]. 海洋地质前沿, 2023, 39(11): 76-85.
SHAO Guanming, QIAO Zhanfeng, YIN Nanxin, et al. The phase control modeling of porous carbonate reservoir by machine learning for the Cretaceous Mishrif Formation reservoir of H Oilfield in the Middle East[J]. Marine Geology Frontiers, 2023, 39(11): 76-85.
- [2] 李峰峰, 郭睿, 余义常, 等. 伊拉克M油田白垩系Mishrif组沉积特征及控储机理[J]. 沉积学报, 2020, 38(5): 1076-1087.
LI Fengfeng, GUO Rui, YU Yichang, et al. Sedimentary characteristics and control in reservoirs in the Cretaceous Mishrif Formation, M Oilfield, Iraq [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(5): 1076-1087.
- [3] 姚子修, 刘航宇, 田中元, 等. 伊拉克西古尔纳油田中白垩统Mishrif组碳酸盐岩储层特征及主控因素[J]. 海相油气地质, 2018, 23(2): 59-69.
- YAO Zixiu, LIU Hangyu, TIAN Zhongyuan, et al. Characteristics and main controlling factors of carbonate reservoir of the Middle Cretaceous Mishrif Formation in the West Qurna Oilfield, Iraq [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2018, 23(2): 59-69.
- [4] 蔡忠贤, 贾振远. 非渠化海相碳酸盐岩滩储集地质体的构型研究[J]. 地球科学, 1995, 20(3): 290-298.
CAI Zhongxian, JIA Zhenyuan. Architectural studies of unchannelized marine carbonate shoal [J]. Earth Science, 1995, 20(3): 290-298.
- [5] 何治亮, 高志前, 张军涛, 等. 层序界面类型及其对优质碳酸盐岩储层形成与分布的控制[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 853-859.
HE Zhiliang, GAO Zhiqian, ZHANG Juntao, et al. Types of sequence boundaries and their control over formation and distribution of quality carbonate reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 853-859.
- [6] 于炳松, 陈建强, 林畅松. 塔里木盆地奥陶系层序地层格架及其对碳酸盐岩储集体发育的控制[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(3): 305-309, 316.
YU Bingsong, CHEN Jianqiang, LIN Changsong. Sequence stratigraphic framework and its control on development of Ordovician carbonate reservoir in Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(3): 305-309, 316.
- [7] 屈海洲, 郭新宇, 徐伟, 等. 碳酸盐岩微孔隙的分类、成因及对岩石物理性质的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1102-1117.
QU Haizhou, GUO Xinyu, XU Wei, et al. Classification and origin of micropores in carbonates and their effects on physical properties of rocks [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1102-1117.
- [8] 王嘉楠, 赵卫卫, 刁新东, 等. 塔河油田石炭系巴楚组砂砾岩段沉积微相及沉积模式[J]. 特种油气藏, 2024, 31(5): 50-58.
WANG Jianan, ZHAO Weiwei, DIAO Xindong, et al. Depositional microfacies and sedimentary patterns of sandy conglomerate in the Carboniferous Bachu Formation of the Tahe Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(5): 50-58.
- [9] RIVERS J M, DALRYMPLE R W. Facies stacking patterns in modern carbonate peritidal settings and their sequence-stratigraphic implications [J]. Earth-Science Reviews, 2025, 269: 105201.
- [10] DARAIEI M, RAHIMPOUR-BONAB H, FATHI N. Factors shaping reservoir architecture in the Jurassic Arab carbonates: A case from the Persian Gulf [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122: 187-207.
- [11] MEHRABI H, RAHIMPOUR-BONAB H, ENAYATI-BIDGOLI A H, et al. Impact of contrasting paleoclimate on carbonate reservoir architecture: Cases from arid Permo-Triassic and humid Cretaceous platforms in the south and southwestern Iran [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 126:

- 262-283.
- [12] 乔占峰, 郑剑锋, 张杰, 等. 海相碳酸盐岩储层建模和表征技术进展及应用[J]. 海相油气地质, 2019, 24(4): 15-26.
QIAO Zhanfeng, ZHENG Jianfeng, ZHANG Jie, et al. The latest progress on reservoir characterization for marine carbonate and its significance [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(4): 15-26.
- [13] 赵向原, 游瑜春, 胡向阳, 等. 基于成因机理及主控因素约束的多尺度裂缝“分级-分期-分组”建模方法——以四川盆地元坝地区上二叠统长兴组生物礁相碳酸盐岩储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 213-225.
ZHAO Xiangyuan, YOU Yuchun, HU Xiangyang, et al. Classified-staged-grouped 3D modeling of multi-scale fractures constrained by genetic mechanisms and main controlling factors: A case study on biohermal carbonate reservoir of the Upper Permian Changxing Fm. in Yuanba area, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 213-225.
- [14] JUNG A, AIGNER T. Carbonate geobodies: Hierarchical classification and database—A new workflow for 3D reservoir modelling [J]. Journal of Petroleum Geology, 2012, 35(1): 49-65.
- [15] 周进高, 徐哲航, 黄世伟, 等. 碳酸盐岩沉积储层研究前沿与未来发展方向[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 929-953.
ZHOU Jingao, XU Zhehang, HUANG Shiwei, et al. Frontiers and trends in the research on carbonate sedimentology and reservoir geology [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 929-953.
- [16] 吕洲, 杜潇, 王友净, 等. 伊拉克H油田上白垩统Hartha组孔隙型碳酸盐岩储层成岩相特征及地质建模[J]. 海相油气地质, 2022, 27(1): 21-32.
LYU Zhou, DU Xiao, WANG Youjing, et al. Diagenetic facies and geological modeling of porous carbonate reservoir of the Upper Cretaceous Hartha Formation in H Oilfield, Iraq [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2022, 27(1): 21-32.
- [17] 邓亚, 黄婷婷, 许家铨, 等. 伊拉克A油田白垩系Khasib组生物碎屑灰岩油藏水平井精细描述及三维地质建模研究[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(2): 92-103.
DENG Ya, HUANG Tingting, XU Jiacheng, et al. Fine reservoir description and 3D geological modeling technology for horizontal wells for bioclastic limestone reservoirs of Khasib Formation of Cretaceous in A Oilfield, Iraq [J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2022, 41(2): 92-103.
- [18] RUSH J W, RANKEY E C. Geostatistical facies modeling trends for oolitic tidal sand shoals [J]. AAPG Bulletin, 2017, 101(8): 1341-1379.
- [19] MAHDI T A, AQRAWI A A M. Sequence stratigraphic analysis of the mid-Cretaceous Mishrif Formation, southern Mesopotamian Basin, Iraq [J]. Journal of Petroleum Geology, 2014, 37(3): 287-312.
- [20] WANG Jun, GUO Rui, ZHAO Limin, et al. Geological features of grain bank reservoirs and the main controlling factors: A case study on Cretaceous Mishrif Formation, Halfaya Oilfield, Iraq [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 404-415.
- [21] 王欢, 刘波, 石开波, 等. 伊拉克-伊朗地区侏罗纪-白垩纪构造-沉积演化特征. 岩性油气藏, 2021, 33(3): 39-53.
WANG Huan, LIU Bo, SHI Kaibo, et al. Characteristics of tectonic-sedimentary evolution from Jurassic to Cretaceous in Iraq-Iran area [J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(3): 39-53.
- [22] 黄茜, 伏美燕, 赵丽敏, 等. 伊拉克HF油田Mishrif组碳酸盐岩米级旋回的识别及意义[J]. 海相油气地质, 2019, 24(1): 44-50.
HUANG Qian, FU Meiyun, ZHAO Limin, et al. Identification and significance of meter-scale cycle of carbonate rocks in Mishrif Formation, HF Oilfield, Iraq [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(1): 44-50.
- [23] 韩海英, 郭睿, 王君, 等. 伊拉克南部白垩系层序格架与沉积特征[J]. 地学前缘, 2023, 30(2): 122-138.
HAN Haiying, GUO Rui, WANG Jun, et al. Sequence stratigraphic framework and sedimentary evolution of the Cretaceous in southern Iraq [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(2): 122-138.
- [24] 毛先宇, 宋本彪, 韩如冰, 等. 伊拉克南部白垩系Mishrif组碳酸盐缓坡潮道沉积特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(6): 1233-1243, 1256.
MAO Xianyu, SONG Benbiao, HAN Rubing, et al. Depositional characteristics of tidal channel facies in carbonate ramp of the Cretaceous Mishrif Formation in southern Iraq [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1233-1243, 1256.
- [25] 王昱翔, 周文, 郭睿, 等. 伊拉克哈勒法耶油田中、上白垩统碳酸盐岩储层岩石类型及特征[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(5): 764-772.
WANG Yuxiang, ZHOU Wen, GUO Rui, et al. Rock types and characteristics of the Middle-Upper Cretaceous carbonate reservoirs in Halfaya oilfield, Iraq [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(5): 764-772.
- [26] 李峰峰, 郭睿, 刘立峰, 等. 伊拉克M油田白垩系Mishrif组层序构型及储层展布[J]. 沉积学报, 2020, 38(4): 838-850.
LI Fengfeng, GUO Rui, LIU Lifeng, et al. Sequence architecture and reservoir distribution of the Cretaceous Mishrif Formation in M Oilfield, Iraq [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(4): 838-850.
- [27] 余义常, 郭睿, 李峰峰, 等. 层序地层级次对生物碎屑灰岩沉积演化的控制作用——以中东X油田Mishrif组中下段为例[J]. 海相油气地质, 2024, 29(1): 57-70.
YU Yichang, GUO Rui, LI Fengfeng, et al. Controlling effects of sequence stratigraphic orders on sedimentary evolution of bioclastic limestone: A case study of middle-lower section of Mishrif Formation in the Middle East X Oilfield [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2024, 29(1): 57-70.
- [28] MAHDI T A, AQRAWI A A M, HORBURY A D, et al. Sedimentological characterization of the mid-Cretaceous Mishrif reservoir in southern Mesopotamian Basin, Iraq [J]. GeoArabia,

- 2013, 18(1): 139-174.
- [29] 伏美燕, 赵丽敏, 段天向, 等. 伊拉克 HF 油田 Mishrif 组厚壳蛤滩相储层沉积与早期成岩特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(5): 1-9.
- FU Meiyang, ZHAO Limin, DUAN Tianxiang, et al. Reservoir and early diagenesis characteristics of rudist shoal of Mishrif Formation in HF Oilfield of Iraq[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(5): 1-9.
- [30] MIALL A D. Architectural-element analysis: A new method of facies analysis applied to fluvial deposits [J]. Earth-Science Reviews, 1985, 22(4): 261-308.
- [31] QIAO Zhanfeng, ZHU Guangya, LI Shunli, et al. Architectural characterization of carbonate tidal channels in the Mishrif Formation, Southeastern Iraq [J]. Petroleum Science, 2024, 21(6): 3790-3803.
- [32] REEDER S L, RANKEY E C. Controls on morphology and sedimentology of carbonate tidal deltas, Abacos, Bahamas [J]. Marine Geology, 2009, 267(3/4): 141-155.
- [33] REEDER S L, RANKEY E C. Interactions between tidal flows and ooid shoals, northern Bahamas [J]. Journal of Sedimentary Research, 2008, 78(3): 175-186.
- [34] 衣丽萍, 许家铨, 韩海英, 等. 基于沉积相—岩石类型控制的生物碎屑灰岩油藏三维地质建模方法研究——以伊拉克 H 油田白垩系 Mishrif 组为例[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(2): 150-162.
- YI Liping, XU Jiacheng, HAN Haiying, et al. Research on 3D geological modeling method of bioclastic limestone oil reservoir controlled by sedimentary facies and rock type—a case study of the Cretaceous Mishrif Formation in H Oilfield, Iraq [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(2): 150-162.
- [35] PURKIS S J, HARRIS P M, CAVALCANTE G. Controls of depositional facies patterns on a modern carbonate platform: Insight from hydrodynamic modeling [J]. The Depositional Record, 2019, 5(3): 421-437.
- [36] DALRYMPLE R W, RIVERS J M. A new look at modern carbonate shoals and coastal barrier systems [J]. Earth-Science Reviews, 2023, 246: 104553.
- [37] 王鹏飞, 霍春亮, 叶小明, 等. 伊拉克 BU 油田碳酸盐岩储层沉积过程数值模拟[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(4): 56-61.
- WANG Pengfei, HUO Chunliang, YE Xiaoming, et al. Numerical simulation of sedimentary process for carbonate reservoir in BU Oilfield, Iraq [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 56-61.
- [38] SUN Xiaowei, QIAO Zhanfeng, GUO Rui, et al. Lithofacies, architecture and evolution of carbonate tidal delta system: Implications for reservoir heterogeneity (mid-Cretaceous Mishrif Formation, Southeast Iraq) [J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 166: 106912.
- [39] 王鸣川, 段太忠. 基于相序的多点地质统计学相建模方法及其应用[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 238-246.
- WANG Mingchuan, DUAN Taizhong. Facies sequence-based MPS reservoir facies modeling algorithm and its application [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 238-246.
- [40] 魏虹羽, 李世超, 王伟安. 地球动力学数值模拟算法的应用现状与展望[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2025, 55(1): 98-124.
- WEI Hongyu, LI Shichao, WANG Weian. Current status and future prospects of numerical simulation algorithms in geodynamics [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2025, 55(1): 98-124.
- [41] 左毅, 宋静, 史卓丽, 等. 油藏不同开发阶段层面建模算法及实例[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(1): 118-125.
- ZUO Yi, SONG Jing, SHI Zhuoli, et al. Layered modeling algorithms and cases for different reservoir development stages [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(1): 118-125.
- [42] 刘彦锋, 段太忠, 黄渊, 等. 沉积过程模拟驱动下的深度学习地质建模方法[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 226-237.
- LIU Yanfeng, DUAN Taizhong, HUANG Yuan, et al. Deep learning-based geological modeling driven by sedimentary process simulation [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 226-237.
- [43] HASHEMI S, JAVAHERIAN A, ATAEE-POUR M, et al. Channel characterization using multiple-point geostatistics, neural network, and modern analogy: A case study from a carbonate reservoir, southwest Iran [J]. Journal of Applied Geophysics, 2014, 111: 47-58.
- [44] LI Shengli, ZHANG Ye, MA Y Z, et al. A comparative study of reservoir modeling techniques and their impact on predicted performance of fluvial-dominated deltaic reservoirs: Discussion [J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(8): 1659-1663.
- [45] MEERSCHMAN E, PIROT G, MARIETHOZ G, et al. A practical guide to performing multiple-point statistical simulations with the Direct Sampling algorithm [J]. Computers & Geosciences, 2013, 52: 307-324.
- [46] STRAUBHAAR J, RENARD P, MARIETHOZ G, et al. An improved parallel multiple-point algorithm using a list approach [J]. Mathematical Geosciences, 2011, 43(3): 305-328.
- [47] DE VRIES L M, CARRERA J, FALIVENE O, et al. Application of multiple point geostatistics to non-stationary images [J]. Mathematical Geosciences, 2009, 41(1): 29-42.
- [48] 刘可可, 侯加根, 刘钰铭, 等. 多点地质统计学在点坝内部构型三维建模中的应用[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 577-583.
- LIU Keke, HOU Jiagen, LIU Yuming, et al. Application of multiple-point geostatistics in 3D internal architecture modeling of point bar [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 577-583.

(编辑 张玉银)