

塔里木盆地深层碳酸盐岩缝洞型油藏精细地质建模技术

吕心瑞¹,孙建芳¹,李红凯¹,夏东领¹,邬兴威¹,韩科龙¹,侯加根²

[1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206;2. 中国石油大学(北京),北京 102249]

摘要: 深层碳酸盐岩缝洞型储层受古地貌、构造及岩溶作用控制,储集体类型多样,尺度差异大,高度离散,非均质性极强,传统建模方法难以直接应用。以塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层为研究对象,针对此类油藏建模缺乏储集体发育模式指导、真实统计规律约束、缝洞结构模拟及优化算法等关键问题,攻关形成了以“成因分类、多元约束、多点统计”为核心的缝洞结构精细建模技术系列。在储集体结构表征、物性模拟和分类融合等方面构建5大特色技术,包括:①古暗河结构多点统计建模方法;②分区带多元约束断控岩溶建模方法;③成因控制表层岩溶协同模拟方法;④岩溶相控与等效计算相结合的物性模拟方法;⑤基于成因次序的分类模型融合及动态优化方法。缝洞型油藏地质建模实现了4个转变:①建模对象从储集体外部形态轮廓转向缝洞内部成因结构;②井间模拟实现了单一约束到多元控制;③建模方法由以地震雕刻为主发展为多学科协同表征;④建模工具由商业软件发展为与自研模块相结合的方式。结果表明:地质模型与实钻井符合率显著提升,支撑了15个单元的地质建模,覆盖地质储量 1.5×10^8 t。模型应用于细化储量构成、油藏数值模拟和开发方案调整等,效果显著,为此类油藏剩余油挖潜和提高采收率措施制定奠定了地质基础。

关键词: 古暗河系统;断控岩溶;表层岩溶;缝洞结构;精细地质建模;碳酸盐岩储层;深层-超深层;塔里木盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Fine geological modelling technology for deep fractured-vuggy carbonate oil reservoirs in the Tarim Basin

LYU Xinrui¹, SUN Jianfang¹, LI Hongkai¹, XIA Dongling¹, WU Xingwei¹, HAN Kelong¹, HOU Jiagen²

[1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China;

2. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China]

Abstract: Deep fractured-vuggy carbonate reservoirs, shaped by paleogeomorphology, structures, and karstification, exhibit various types, significant scale differences, high discreteness, and extreme heterogeneity, making it difficult to immediately apply conventional modelling methods to these reservoirs. In this study, we investigate the Ordovician carbonate reservoirs in the Tahe oilfield. To deal with the key issues in modelling these reservoirs, including a lack of guidance on the reservoirs' developmental models, constraints from actual statistical laws, and the modelling and optimization algorithms of fracture-cave architectures, we develop a series of fine modelling techniques for the fracture-vug architectures, which center on genetic classification, multiple constraints, and multi-point statistics. Regarding reservoir architecture characterization, physical property modelling, and multi-type model integration, we introduce five major distinctive techniques with great efforts, namely multiple-point statistical modelling for a subsurface paleo-river system, multi-constraint modelling for fault-controlled karst reservoirs under zoning, collaborative simulation for genesis-controlled epikarst reservoirs, physical property simulation using karst facies control combined with equivalent calculation, and genetic sequence-based multi-type model integration and relevant dynamic optimization. The geological modelling of fractured-vuggy reservoirs has undergone four shifts: a shift in the modelling objects from external reservoir morphology to the internal geneses architecture of fractures, pores and caves, a shift in inter-well reservoir simulation from a single constraint to multiple control, a shift in modelling methods from the predominance of seismically sculptured

收稿日期:2023-02-16;修回日期:2024-09-09。

第一作者简介:吕心瑞(1983—),男,博士,油气田开发工程。E-mail: lvxr_syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05014-002, 2016ZX05014-002-004, 2016ZX05053-003);中国石化科技攻关项目(ZDP17001, P18043, P20016, P21038-2)。

geological modelling to multidisciplinary collaborative characterization, and a shift in modelling tools from merely commercial software to a combination of commercial software and independently developed modules. The results indicate that the techniques developed in this study can significantly enhance the coincidence rate of the geological model developed with drilled wells, serving to support geological modelling of 15 units in the Tahe oilfield, covering geological reserves of approximately 1.5×10^8 t. Additionally, the newly developed model has been employed to refine reserve composition, perform numerical simulation of reservoirs, and adjust development schemes with remarkable effects, laying a geological foundation for developing measures to tap into the remaining oil potential and enhance oil recovery of fractured-vuggy carbonate oil reservoirs.

Key words: subsurface paleo-river system, fault-controlled karst, epikarst, fracture-cave architecture, fine geological modelling, carbonate reservoir, deep/ultra-deep reservoir, Tarim Basin

引用格式: 吕心瑞, 孙建芳, 李红凯, 等. 塔里木盆地深层碳酸盐岩缝洞型油藏精细地质建模技术[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1195–1210.

DOI: 10. 11743/ogg20240501.

LYU Xinrui, SUN Jianfang, LI Hongkai, et al. Fine geological modelling technology for deep fractured-vuggy carbonate oil reservoirs in the Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1195–1210. DOI: 10. 11743/ogg20240501.

碳酸盐岩油气藏在世界油气资源中占据重要地位, 据不完全统计, 其资源量约占世界总量的 70 %, 产量约占 60 %^[1-2]。中国海相碳酸盐岩分布面积大于 455×10^4 km², 据全国第四轮油气资源评价, 碳酸盐岩石油地质资源量为 340×10^8 t, 天然气地质资源量为 24.3×10^{12} m³, 油气资源十分丰富, 是油气勘探开发的重要领域^[3-4]。近年来, 中国碳酸盐岩油气勘探开发逐渐走向深层(埋深 > 4 500 m)和超深层(埋深 > 6 000 m)领域, 随着塔河油田和普光气田等碳酸盐岩油气田的发现, 中国在塔里木、四川和鄂尔多斯等盆地海相碳酸盐岩层系先后取得重大突破, 深层-超深层逐渐成为中国油气勘探开发的主阵地, 也是油气增储上产的现实领域^[5-9]。中国碳酸盐岩油气藏包括孔隙型、裂缝型、断控型、缝洞型和礁滩型等多种类型, 其中岩溶缝洞型油气藏在一些大型含油气盆地中广泛分布, 油气资源潜力大, 是重要的勘探开发对象^[3-11]。塔河油田奥陶系储层为典型的深层碳酸盐岩古岩溶缝洞型油藏, 探明储量 13.8×10^8 t, 埋深 5 500 ~ 7 000 m^[11]。与常规碎屑岩及孔隙型碳酸盐岩储层相比, 缝洞型碳酸盐岩储层储集空间类型多样, 孔、洞、缝并存, 尺度差异大, 高度离散, 储集体外部形态各异, 内幕结构复杂, 非均质性极强^[12-13]。构建能够定量表征缝洞储集体形态规模、内部特征和属性参数空间分布的精细地质模型, 是油藏数值模拟、开发方案编制和提高采收率的基础^[14-21]。但此类油藏的特殊性和复杂性, 给地质建模工作带来了巨大挑战。一方面, 由于碳酸盐岩缝洞型储层受古地貌、构造及岩溶作用控制, 空间分布规律复杂, 缺少有针对性的建模技术方法; 另一方面, 缝洞储集体的类型多样, 尺度差异大, 高度离散, 使得传统连续性建模方法并不适用。如

何构建能够精细表征此类油藏强非均质性的模型, 已成为地质建模领域研究的热点和难点^[21-31]。

1 缝洞型油藏建模技术进展

近年来, 以塔里木盆地塔河油田奥陶系深层缝洞型储层为代表, 围绕地质建模的核心理念及技术方法开展了大量研究工作, 此类油藏地质建模技术取得了积极进展, 根据各阶段主要技术特点的不同, 笔者将其划分为缝洞储层建模探索阶段、离散缝洞网络建模阶段、多元控制缝洞结构建模新阶段。

1.1 缝洞储层建模探索阶段

2010 年之前, 主要在喀斯特地层坍塌、核废料埋存和碳酸盐岩储层成因研究等领域, 利用有限的钻孔数据, 基于对局部特征的认识, 探索建立了多种概念模型, 用于地质研究和评价^[32-34]。随着碳酸盐岩油藏的开发, 地震数据逐渐被引入地质建模, 出现了随机插值、井震联合反演和地震属性数据体约束建模等方法, 该阶段多借鉴传统碎屑岩连续型储层建模方法构建此类油藏的三维地质模型^[14-18, 35-37]。

王根久等^[14]探索了缝洞型油藏孔隙度模拟的方法, 通过空间数据分析获取变差函数, 按缝洞框架模型进行条件模拟, 构建了三维孔隙度模型。陈恭洋等^[15]研究了缝洞型储层随机建模的方法, 阐述了建模参数与步骤, 并基于构建的模型分析了储层分布特点。张希明等^[35]也采用随机建模方法确定储集体物性参数空间分布, 分别建立构造、储集体展布和物性三维模型, 并基于模型确定了储量在平面和纵向上的分布特

征。杨辉廷等^[16]初步提出岩溶相控建模的概念,建立了储集空间分类建模的原则,纵向上储层划分若干段,溶洞、裂缝和溶蚀孔洞的模拟分别采用不同的建模方法,物性采用序贯高斯协同模拟方法。张淑品等^[17]综合地质和地震等资料,运用方差体、云变换和岩溶相控等技术,进一步改善了缝洞型储层三维地质随机建模方案和流程。赵敏等^[18]将储层划分为5种岩溶储集体类型,提出溶洞分类和波形数据体约束的建模原则,采用序贯指示方法构建初始模型,基于体约束建立相模型,表征了未被充填溶洞的几何形态。

该阶段对缝洞型油藏建模方法进行了探索,主要围绕储层物性模拟开展,建模方法以随机模拟为主,但后期出现了岩溶相控和分类建模等思想,同时地震预测属性不断应用到建模过程中,这些都对后续地质建模研究产生了积极影响。

1.2 离散缝洞网络建模阶段

2010—2018年期间,针对碳酸盐岩缝洞储集体高度离散特点,形成了离散缝洞网络建模方法,将储集体划分为溶洞、溶蚀孔洞和裂缝等类型,分别采用不同的方法进行分级分类建模,并在建模过程中引入岩溶地质规律的约束,较好地刻画出了不同类型储集体的规模大小和形态轮廓,形成了一系列相关技术方法^[21-32, 39-41]。

侯加根等^[23-25]提出缝洞储集体多类多尺度建模思路,将储集体分为大型溶洞、溶蚀孔洞及不同尺度裂缝,并进行分类建模,同时建立了储集体间的融合原则。鲁新便等^[26]建立了以缝洞单元为基础的“5步法”建模方法,按顺序先构建溶洞和裂缝分布模型,再建立溶洞和裂缝物性参数模型,最后提取缝洞连通体模型,分别刻画不同类型缝洞体三维形态展布和属性分布。李阳等^[22, 27]将缝洞储集体划分为4种类型,溶洞型储集体又细分为大型溶洞和小型溶洞,裂缝型储集体按照尺度划分为4种亚类,最终通过融合形成缝洞单元离散分布模型。胡向阳等^[28-29]提出两步法建模,先建立4个单一类型储集体模型,其中大尺度缝洞采用确定性建模方法,主要基于地震雕刻等手段获取,然后采用同位条件赋值方法将不同类型模型融合。吕心瑞等^[30-31]采用缝洞储集体“分级分类、岩溶相控、多类型融合”的建模方法,将储集体按照成因进行分类,并将地震属性预测与地质建模方法深度融合,进一步提高了表征精度。邓晓娟等^[32]将不确定性思想引入缝洞型油藏建模,根据3个主要的不确定地质参数,构建了多个等概率的地质模型,并基于一定的原则进行优选,形成乐观、可能和悲观3个离散模型。此外,针对单一类型的溶蚀孔

洞、地下暗河和断控缝洞也形成了一些有特色的建模方法^[39-41]。值得一提的是,该阶段还逐渐将多点地质统计建模方法引入此类油藏模型构建,针对碳酸盐岩孔隙特征的多点地质统计建模算法逐渐出现,反映储集体发育特征的地震属性雕刻异常体作为训练图像,也逐渐应用到实际缝洞储层地质建模工作中^[42-45]。

该阶段缝洞储集体建模取得较大进展,地质模型较好地反映了缝洞高度离散特点,也体现了不同类型储集体形态轮廓分布及储层强非均质性,在油藏开发中取得一定应用效果。多点地质统计学的引入为缝洞油藏建模提供了新思路,但由于训练图像主要通过地震属性获取,精度还不能满足需求,同时还没有成熟的溶洞多点模拟算法,受两个因素的制约,因而未出现令人满意的多点地质统计建模结果。

1.3 多元控制缝洞结构建模新阶段

2018年之后,针对不同类型储集体特点,在前期建模方法基础上,知识库、生产动态等多学科信息反映的缝洞发育规律被引入地质建模,由储集体形态刻画逐步转向内部结构表征,提出多元信息综合约束或优化缝洞结构地质建模的方法^[46-57]。同时,深度学习领域的相关算法经过改进和优化,也逐渐用于三维地质建模的储层结构模拟领域,取得了积极进展^[56-62]。

为了更真实认识碳酸盐岩储层特征,在多个区域基于野外露头资料构建了地质知识库或直接用于碳酸盐岩储层预测和表征,露头识别的关键地质信息弥补了井数据的不足,能够为井间模拟提供更真实的统计规律,提高了模型的表征精度^[47-52]。针对碳酸盐岩地层复杂天然裂缝及人工裂缝的建模,也出现了多信息融合的不同尺度裂缝模拟与优化方法,在传统井震资料联合基础上,研究了裂缝类型、级别与产能的相关性,裂缝成因与地质力学的关系等,均用到对离散裂缝网络的建模中^[53-54]。Elahi等^[46]利用示踪剂测试和生产动态数据表征水力压裂油藏的物性及压裂缝信息,并用来更新不确定的离散裂缝网络模型参数。利用动态信息优化模型主要有数模历史拟合和动态反演参数两种方法,先后出现网格物性概率扰动、区域性概率扰动等优化原则^[55]。在传统建模所用数据基础上,更多的勘探开发相关资料被直接用于或约束地质建模,不同程度地提高了模型表征精度。

随着大数据和深度学习等技术的快速发展,人工智能相关技术迅速用于地质建模领域,尤其是生成对抗网络因其能够再现复杂的空间结构模式,产生逼真的地质模型,受到广泛的关注和深入研究。多位学者

对生成对抗网络在地质建模中的应用进展进行了综述,指出该方法主要包括有条件约束和无条件约束,由于能够构建同时吻合模式特征和特定条件数据的地质模型,有条件约束的生成对抗网络方法得到广泛研究,并指出真实训练样本的获取方法及人工智能模拟器是未来的发展方向^[56, 58]。Laloy等^[59]提出基于训练图像的复杂介质反演方法,将训练图像作为样本进行训练后,利用生成对抗网络快速生成二维和三维无条件实现,建模结果视觉上与真实模型非常相似。Nesvold等^[60]将生成对抗网络与遥感数据集相结合,数据集包含38个大型河流三角洲的卫星图像,增强了样本数据的真实性,基于生成对抗神经网络成功再现了地质体的特征。Song等^[61-62]提出了一种新的渐进式训练生成器,并应用到真实地下暗河的建模,相比于传统训练过程,生成速度和模型质量都有了大幅提升。生成对抗网络模拟过程中可以进一步将地震、地质力学和生产动态等数据融合,作为综合约束条件,最大限度降低模型预测的不确定性,未来在深层缝洞储层建模中具有良好应用前景。

该阶段缝洞油藏建模技术的发展受生产动态反演、地质知识库和深度学习等技术发展的影响,丰富了多元约束建模内容,逐渐实现了储层缝洞结构的表征,对传统缝洞模型精度的提高起到极大推动作用,训练图像与岩溶地质模式更为相符,内部连通结构与生产动态一致性显著提高,深度学习算法的应用使得对模型多样性的表征上升到新的高度,这些对缝洞储层精细表征的实现起到积极作用。

2 岩溶成因类型划分

缝洞型油藏储集空间类型具有复杂多样性,常采用孔-洞-缝的分类方案,将缝洞储集体划分为溶洞、溶蚀孔洞和裂缝,根据大小的不同,溶洞储集体又细分为大型溶洞和小型溶洞,裂缝储集体又划分为不同尺度的裂缝^[22-31]。该分类方案体现了储集体间的尺度差异,但相同类型储集体存在成因不同的状况,比如:落水洞和厅堂洞都被划分为溶洞类型,但二者成因有差异,也不是同一类型的开发目标,需进一步明确其成因类型及相互间的结构关系^[11, 30]。在前期划分方案基础上,通过岩溶地质特征分析,类比相似露头储集体类型,综合考虑岩溶成因规律,结合矿场开发对重点储集体目标表征的需求,进一步将塔河油田主体区古岩溶划分为古暗河系统、断控岩溶储集体和表层岩溶储集体3类(图1)。

古暗河系统主要分布在负地形汇水区,纵向上多位于径流岩溶带,由水流汇聚长期冲刷溶蚀形成,受控于潜水面频繁波动,可发育多层岩溶河道,整体较为连续,规模较大,古暗河类型多样,结构复杂,存在大量的机械沉积物和垮塌角砾充填,为塔河油田重要的储集空间类型(图1a)。钻遇古暗河储集体的井一般初产液10~50 t/d,累产油 $(0.5 \sim 5.0) \times 10^4$ t,无水采油期0~450 d,有一定的稳产期,产量递减快,见水后易暴性水淹。

断控岩溶储集体主要分布在常年积水区,纵向上

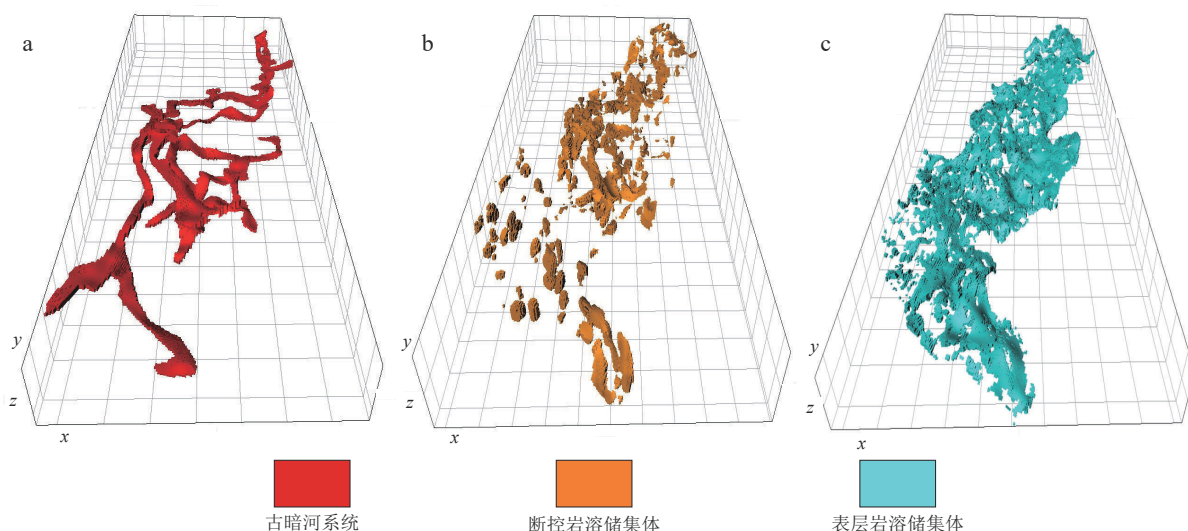


图1 塔河油田不同成因类型岩溶储集体三维形态示意图

Fig. 1 Schematic diagrams showing 3D geometry of karst reservoirs of different genesis in the Tahe oilfield

a. 古暗河系统; b. 断控岩溶储集体; c. 表层岩溶储集体

(x, y, z为坐标轴。)

多位于垂向渗流带,为地表水流沿大断裂带下渗或热液上涌,遇到强可溶岩石或断裂交叉处溶蚀扩大形成的溶洞,同时在断裂和溶洞周围形成大量溶蚀孔洞和溶蚀裂缝,储集体分布较为离散,呈孤立状特征,是勘探开发的重要目标(图1b)。钻遇断控岩溶储集体的井一般初产液40~100 t/d,累产油 $(5.0 \sim 12.0) \times 10^4$ t,无水采油期0~1 200 d,稳产期较长,产量递减较缓,见水后缓慢水淹。

表层岩溶储集体主要发育在峰丘高地贫水区,纵向上多位于表层岩溶带,是经历表层浅循环出露地表,受风化淋滤作用形成,地表水流顺坡流动,遇可溶岩石溶蚀形成顺层溶蚀孔、缝等,主要由小尺度溶蚀孔洞和小尺度裂缝组成,在部分多期岩溶发育部位,早期溶洞剥蚀出露地表,局部也发育溶洞储集体。总体上,主要在浅层发育,横向呈局部连片分布,非均质性较强(图1c)。钻遇表层岩溶储集体的井一般初产液10~30 t/d,累产油 $(0.5 \sim 3.0) \times 10^4$ t,无水采油期0~180 d,稳产期较短,产量递减快,见水后易暴性水淹。

3 不同成因储集体分布模型构建方法

3.1 古暗河系统结构多点地质统计建模

受断裂、潜水面和岩性差异等多因素控制,古河道形态多样,结构复杂,规律性差,常规两点地质统计学方法表征其复杂空间结构难度大,且用于井间约束的地震属性刻画的暗河尺寸与野外露头暗河规模认识不符,需要“瘦身”。针对以上问题,研究建立了多元约束多点地质统计古暗河系统结构建模方法。该方法首先构建符合研究区实际暗河特征的训练图像,然后将地震属性和地质成因融合为多元约束综合概率体,作为协同约束条件,最后采用多点地质统计算法进行模拟。建模过程中先分别模拟、再叠加融合,确保模拟结果平稳性,定量表征暗河系统外部形态展布及内部结构特征。

3.1.1 建模方法

1) 古暗河系统训练图像及综合约束概率体的构建

训练图像能够表征实际地质体形态、结构及分布特征,作为多点地质统计建模过程的关键环节,其质量直接决定了建模效果^[43, 52-53]。利用野外露头暗河形态、结构和地震预测成果,可以对传统手工绘制或露头影像的暗河模式图进行数字化处理,将原型模型转化为训练图像;也可根据发育特征为校正后的地震预测

属性赋予地质意义,将该地质体目标转化为训练图像。通常认为如果训练图像能够代表特定的岩溶发育模式,并且基于井点构成的数据事件在训练图像中都能足够重复,则认为训练图像达到最优。因此结合古暗河实际特征构建的训练图像应满足:①暗河具有相似的成因主控因素和发育模式;②能够反映研究对象的形态展布和结构类型;③可以保证模拟的平稳性和效率。以塔河油田主体区S67-T615古暗河系统为建模对象,其形态、结构均较复杂,利用不同数据构建训练图像,在不输入井点和约束条件情况下,进行局部模拟,可以根据模拟的暗河形态结构特征来检验训练图像的质量^[52]。

古暗河系统发育综合约束概率体能表征空间网格上暗河发育概率值,通过分析古暗河储集体发育控制因素,形成不同控制因素与古暗河发育的定量约束关系,综合约束概率体构建实质是将不同约束关系转化为建模所需约束条件的过程。用于古暗河系统建模的约束数据主要是地震预测、地质模式及分布规律,地震响应表征了古暗河的分布规律,成因模式代表了古暗河系统发育特征,二者均能反映古暗河储集体发育的概率。实际古暗河系统建模过程中无法同时引入多种协同约束信息,所以需要不同多种类型的多种约束概率数据融合成一种协同模拟信息,建立表征古暗河系统发育的多元约束综合概率体。

2) 多元约束多点统计古暗河模拟

以单井识别的暗河溶洞作为建模硬数据,利用优选的与目标区暗河系统具有相似性的训练图像,在融合岩溶成因模式和地震响应的综合概率体约束下,利用Snesim多点地质统计学算法模拟古暗河系统模型。首先优选矩形扫描模板对训练图像进行扫描,根据暗河特征将模板大小设置为 $15 \times 15 \times 3$ 网格,通过测试确定多重网格层级与最大已知邻域节点数,使暗河模拟效果达到最优。同样地,模拟过程优化确定多项参数(待模拟暗河相比例及置信度、软数据影响系数等)。通过多次对基础参数值的调整确定最优取值,以建立最佳古暗河系统地质模型。

为实现古暗河系统建模过程中多元约束的目的,利用综合概率体对模拟过程进行协同控制,协同概率体的权重赋值取决于对约束数据的信任度。实际建模过程中,井间某点是否为暗河的判别依据,主要取决于训练图像扫描得到的组合配置类型和综合约束概率体取值,协同约束概率体权重赋值越大,模拟结果就越体现概率体控制作用。建模过程中二者是相互制约的,概率体权重占比过高的模拟结果,与训练图像的储集

体结构存在偏差,反之也会出现概率体对井间模拟约束偏弱现象。为了得到较好的古暗河模拟效果,需要对概率体权重进行合理优化设置,在训练图像控制和综合概率体约束之间找到相对平衡点,体现多元约束多点统计建模最佳效果。

3) 多次模拟结果叠加

由于储集体结构及训练图像的复杂性,单次模拟结果具有较强随机性,以表1所取参数为基础,对古暗河系统的不同结构进行多次模拟,并将全部模拟结果在同一网格系统中进行叠加,根据抽稀井情况设置概率阈值,按照出现概率进行过滤得到古暗河模型,提高储集体建模结果的平稳性。

基于构建的古暗河系统模型进行结构分析,结合地质认识对暗河连续性和几何尺寸等进行修正。S67-T615古暗河系统主要发育在不整合面以下10~350 m,具有典型的双层暗河结构(图2d)。浅层暗河分布在不整合面以下10~280 m,以主干河道和分支河道为主,

受岩溶作用减弱影响,暗河由北向南宽度减小,连续性逐渐变差(图2a)。深部暗河大多发育在不整合面之下100~350 m,主要在研究区南部分布,连续性较好,呈网状结构,覆盖范围约10.8 km²(图2c)。纵向上沿断裂形成溶蚀带及落水洞,是两层暗河之间的沟通通道(图2b)。整体上,目标区南部双层网状结构暗河是主力储集空间,其体积占暗河系统总体积的70%以上。

S67-T615暗河系统除具有典型双层结构外,根据其成因组可细化为管道系统、厅堂洞和出、入水口等。各组构要素充填特征不同,能够在地震砂泥充填预测结果约束下,进一步采用暗河结构要素相控方法对暗河充填特征进行建模。

3.1.2 古暗河系统建模效果分析

如图3所示,将建立的S67-T615暗河系统结构模型与常规储集体雕刻建模结果进行对比,分析该方法

表1 塔河油田S67-T615古暗河系统多点统计建模参数

Table 1 Parameters for multiple-point statistical modelling for the S67-T615 subsurface paleo-river system in the Tahe oilfield

多点统计建模参数	暗河占比/%	可靠度	软数据约束系数	模拟次数
参数取值	5	0.3	2	100

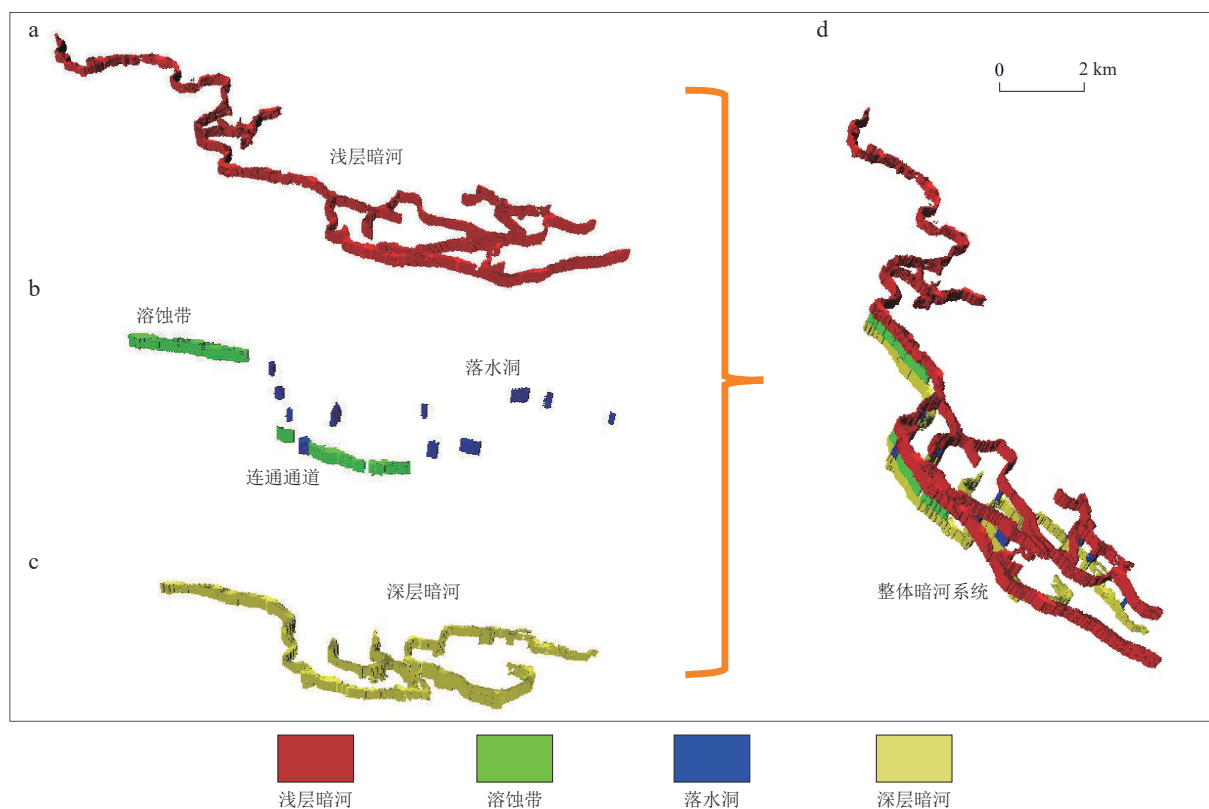


图2 塔河油田S67-T615暗河系统结构建模结果

Fig. 2 Architecture modelling of the S67-T615 subsurface paleo-river system in the Tahe oilfield

a. 浅层暗河分布特征; b. 两层暗河间沟通通道分布特征; c. 深层暗河分布特征; d. 整体暗河系统分布特征

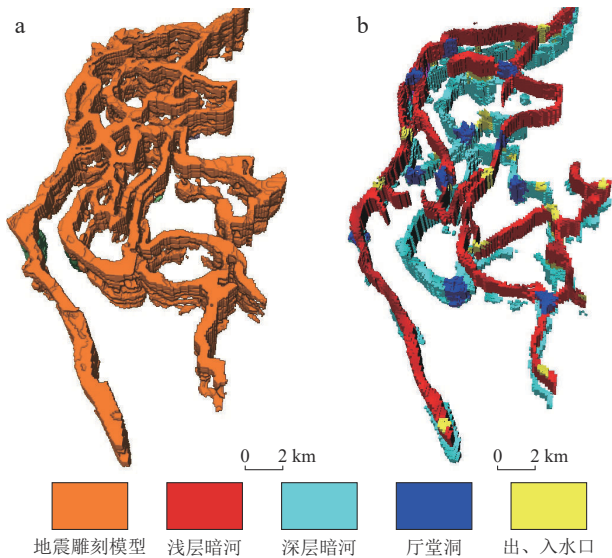


图3 塔河油田S67-T615古暗河系统三维地质建模结果对比
Fig. 3 Comparison of the 3D geological modelling results of the S67-T615 subsurface paleo-river system in the Tahe oilfield derived using different modelling methods
a. 地震雕刻建模;b. 多点统计建模

建立模型的正确性和精细性。在实钻井钻遇暗河储集体符合率方面,利用抽稀井TK610和TK495X进行验证,2口井共钻遇44.6 m储层厚度,井点符合率由雕刻建模的76.0%提高到新模型的85.5%;在暗河系统建模精度方面,地震雕刻建模主要为单一河道异常体,反映了暗河的形态规模与分布规律,新方法建模则包含2层主河道,6条分支河道,17个厅堂洞和出入水口,在外部形态刻画的基础上,有效表征暗河系统内部结构,提高了模型表征精度。在河道几何尺寸方面,由地震雕刻建模的河道宽度30~170 m校正到新模型的河道宽度10~50 m,与露头及实钻井更为相符,在一定程度上消除了地震预测暗河系统的放大效应(图4)。

3.2 分区带多元约束断控岩溶储集体精细建模

断控岩溶储集体分布主要受断裂性质和级别控制,距断裂距离不同,缝洞形态、发育密度及分布规律各不相同,不同类型储集体分区模拟难度大。基于断控岩溶发育模式进行区带划分,分区带建立缝洞形态、尺寸、发育频率与断裂关系,并分类整合地震信息,采用基于目标的方法模拟不同区带、不同类型断控缝洞形态及分布特征,以此作为训练图像,用于多点地质统计建模。

3.2.1 建模方法

野外露头观测及断控岩溶结构模式研究发现,距

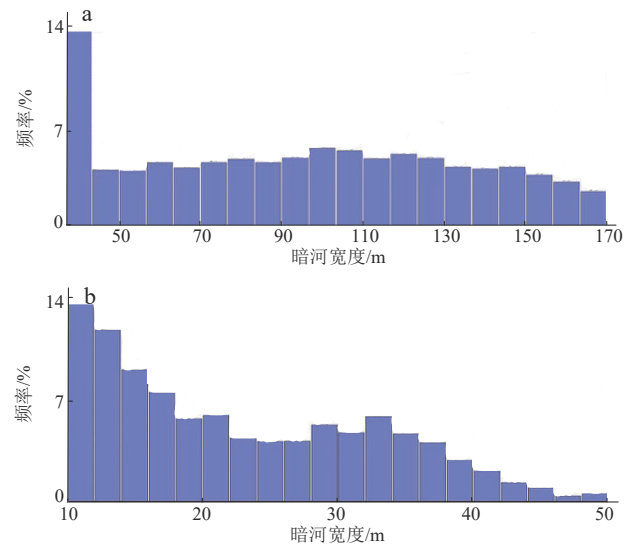


图4 塔河油田S67-T615模型中暗河宽度频率分布直方图
Fig. 4 Comparison of the subsurface paleo-river widths of the system S67-T615 in the Tahe oilfield derived using different modelling methods
a. 地震雕刻建模;b. 多点统计建模

断裂越近,储集体分布规模越大,发育越密集,而距离断裂越远,储集体分布规模越小,发育越稀疏。通过确定断裂控制的缝洞体形状、规模和发育密度等统计规律,作为定量约束参数,进一步表征其发育模式。统计单井钻遇储集体到断裂的距离,根据其发育特征在平面上划分多个区带,采用分区带基于目标随机模拟的方法,按照露头上分区带统计的规模和频率对抽象的断控岩溶储集体进行模拟,形成断控岩溶储集体训练图像,能够体现溶洞主控因素与发育规律,储集体规模与密度也与实际露头相符。

以单井揭示的断控岩溶发育段作为硬数据,以构建的断控岩溶综合发育概率体作为协同约束条件,优选断控岩溶分区带训练图像,采用多元约束多点地质统计建模方法,生成断控岩溶储集体分布模型。建模过程中,通过依次扫描到断层距离构建的3个训练图像得到的相关模板作为输入数据,并以分区带模型作为约束范围,保证在相关区带范围内进行模拟,建模过程中调整相比比例及置信度、软数据影响系数等,进一步确定建模参数。断控岩溶储集体建模结果显示,断控岩溶储集体发育频率、体积与到断层的距离成正比,储集体形态与露头特征及地震模式较为一致(图5)。同样地,将断控溶洞充填地震预测属性转换为概率体,以此概率体为约束,采用断控溶洞分布模型相控方法能够对溶洞充填特征进行模拟。

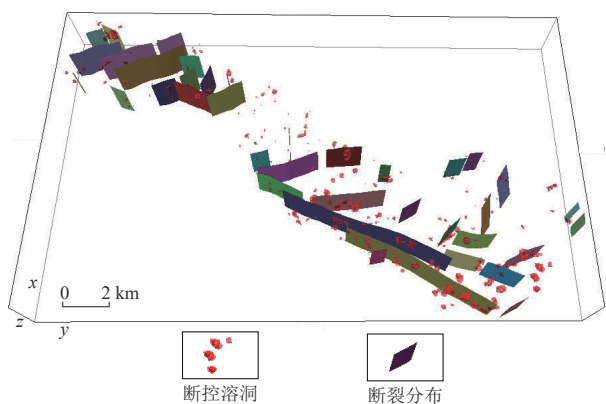


图5 塔河油田典型区域断控溶洞储集体三维分布模型

Fig. 5 3D distribution model of fault-controlled karst-cave reservoirs in the Tahe oilfield
(x, y, z 为坐标轴。)

3.2.2 断控岩溶建模效果分析

如图6所示,将构建的塔河油田TH12323典型单元断控岩溶结构模型与常规储集体雕刻建模方法进行对比,分析该方法建模的正确性和精细性。在实钻井钻遇储集体符合率方面,利用抽稀井TH123112X钻遇的储层厚度进行验证,符合率由雕刻建模的70.3%提高到新模型的82.6%,实钻断裂带宽度与模型符合率

达90.7%;在断控岩溶发育结构特征方面,新模型揭示了溶洞主要沿断裂发育,距离断裂越近,溶洞越发育的分区带结构特征。在断控岩溶储集体发育规律方面,与雕刻法构建的地质模型相比,新模型中的溶洞发育占比与到断裂距离的统计规律,与露头 and 实钻井揭示的分区带规律具有更好的一致性(图7)。

3.3 成因控制表层岩溶储集体协同模拟方法

表层岩溶以风化淋滤形成的小缝洞体为主,主要位于不整合面以下0~90 m,整合岩溶古地貌和地震数据,利用多元约束协同模拟方法,实现对表层岩溶小缝洞体精细建模。表层岩溶主要包括小尺度裂缝和溶蚀孔洞,其建模方法相对较为成熟^[26-31, 39]。

3.3.1 建模方法

以表层小尺度缝洞体发育综合概率体为约束条件,采用协同序贯指示模拟方法构建溶蚀孔洞分布模型;以单井识别裂缝发育段为硬数据,以产状统计数据为约束,采用示性点过程模拟方法,分组建立小尺度离散裂缝网络模型。

1) 表层溶蚀孔洞储集体模型构建

基于单井解释的溶蚀孔洞发育段,离散后开展数

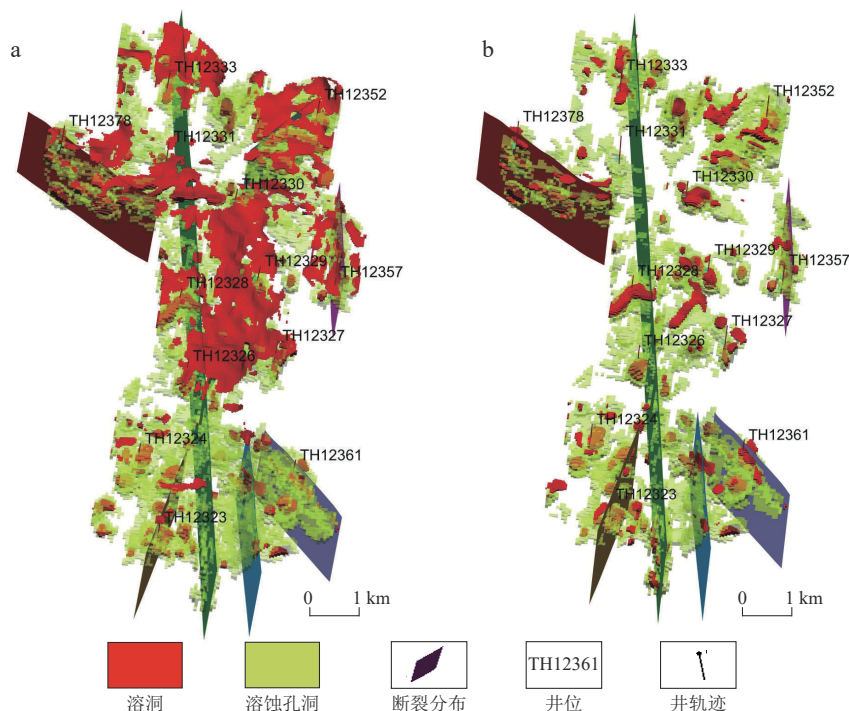


图6 塔河油田TH12323单元断控岩溶储集体建模结果对比

Fig. 6 Comparison of the modelling results of fault-controlled karst reservoirs in unit TH12323 in the Tahe oilfield derived using different modelling methods

a. 地震雕刻建模;b. 分区带多元约束建模

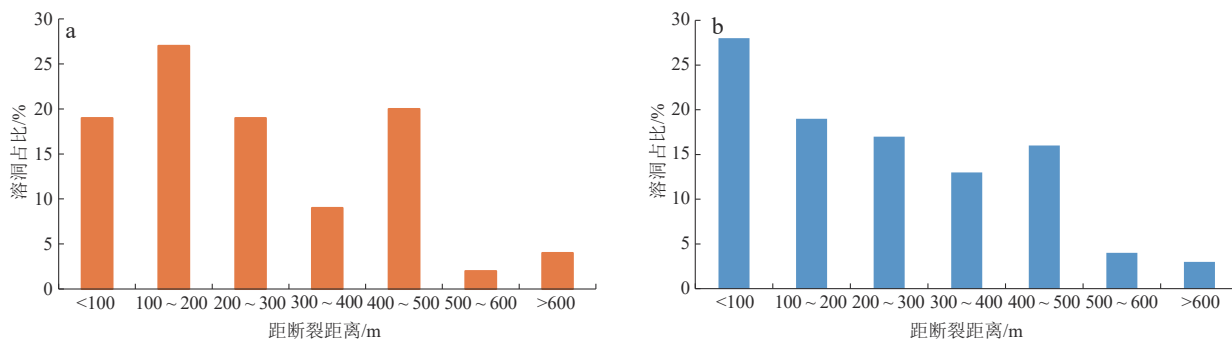


图7 塔河油田TH12323单元模型中断控溶洞分布比例与距断裂距离的关系柱状图

Fig. 7 Bar charts showing the relationship of fault-controlled karst cave distribution and the distance to faults for unit TH12323 in the Tahe oilfield derived using different modelling methods

a. 地震雕刻建模; b. 分区带多元约束建模

据分析,通过调整变差函数模型中的主要参数,模拟溶蚀孔洞沿层、顺断裂发育的特征,主变程方向设置为沿主断层方向,主变程大小设置为最大断层延伸长度。此外,设置垂向每层网格分布的相比率和概率,体现其沿层的分布特征,在综合概率体协同约束下,采用序贯指示方法,建立表层溶蚀孔洞离散分布模型(图8)。对于沿断裂分布的溶蚀孔洞,以到断裂距离为约束范围,采用序贯指示模拟方法,构建顺断裂发育的溶蚀孔洞模型。由于采用随机模拟方法,随机数的改变、变程的变化、协同约束软数据相关系数均会对模型的不确定性产生较大影响。建模过程存在地质认识的不确定性,数据的不完整性,均会影响地质模型的可靠性。

2) 表层小尺度离散裂缝模型构建

以通过岩心观察及成像测井得到的裂缝产状信息为硬数据,结合断层分布特征,确定小尺度裂缝的走向与类型,基于裂缝统计信息,确定裂缝倾角主要分布范围和延伸长度。由于小尺度裂缝受到断层、断裂及大裂缝的控制,可以利用到大尺度裂缝距离的倒数作为

小裂缝发育密度函数,依据大裂缝分布建立井间小裂缝发育密度概率体,在裂缝发育概率体的约束下,基于裂缝产状统计参数作为模拟参数集合,采用基于目标示性点过程模拟方法,构建小尺度离散裂缝网络分布模型。

3.3.2 表层岩溶建模效果分析

如图9所示,分析塔河油田典型表层岩溶区S66单元小尺度缝洞体建模结果,与常规基于序贯指示方法建模相比,该方法建立的表层溶蚀孔洞与小尺度裂缝分布模型融合结果,较好反映了表层岩溶储集体的发育规律,小尺度缝洞体的分布在局部较为连续,主要受控于微地貌,模型较好表征了表层岩溶的分布与结构特征。

4 储集体物性模型构建方法

4.1 单井物性参数表征

对于存在测井曲线的单井,利用测井解释得到溶蚀孔洞和裂缝储集体的物性参数。对于溶洞储集体,由于充填现象在地下储层普遍存在,岩溶期形成的溶洞大多被沉积砂泥、垮塌角砾及巨晶方解石充填,充填率较高,未充填的溶洞占比非常少,充填增强了储层非均质性,也对储层储渗能力造成影响。如图10所示,前期研究对于充填类型的认识较为一致,主要是沉积砂泥充填、垮塌角砾充填和化学充填3种^[63-68]。根据溶洞充填模式建立基于充填类型的物性参数表征方法,砂泥充填物性采用声波曲线解释,依据泥质含量进行校正,垮塌和化学充填物性均可以应用声波与密度多元线性回归的方法获得。

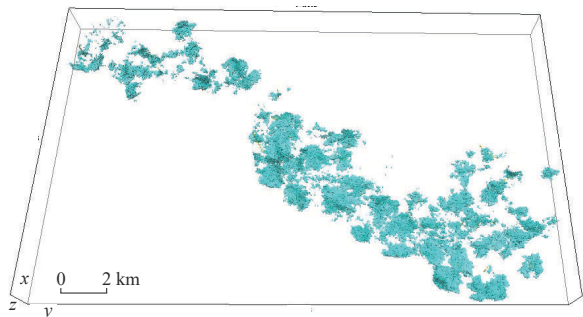


图8 塔河油田典型区域表层溶蚀孔洞离散分布模型

Fig. 8 Discrete distribution model of surface dissolved pores and caves in the Tahe oilfield
(x, y, z 为坐标轴。)

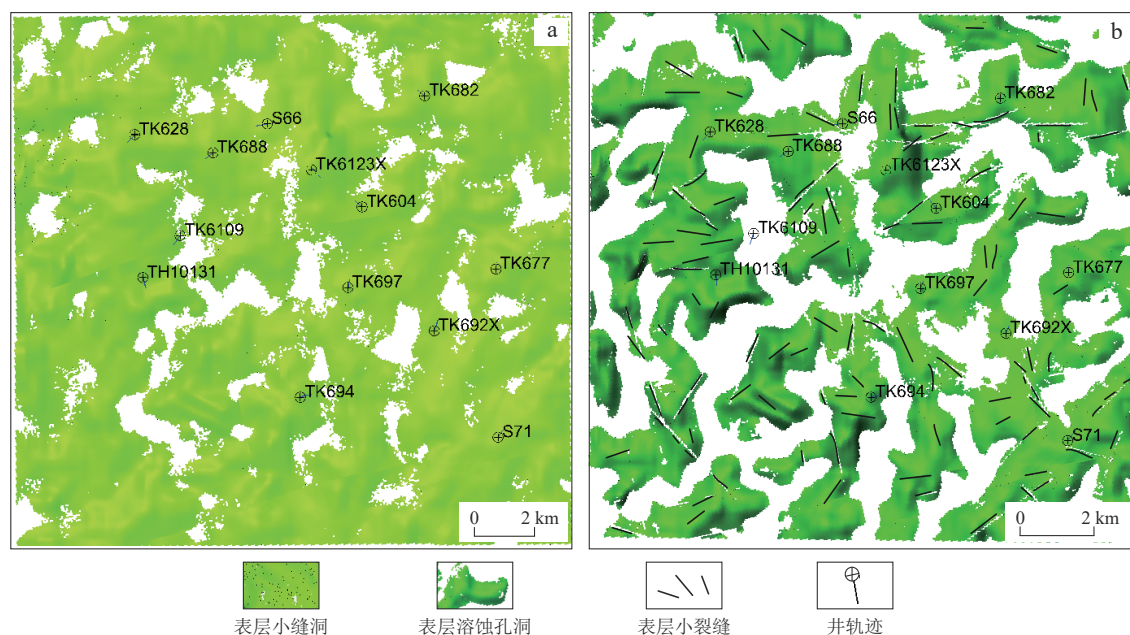


图9 塔河油田S66单元表层岩溶小尺度缝洞储集体建模结果对比

Fig. 9 Comparison of the modelling results of small-scale fractured-vuggy reservoirs in epikarst of unit S66 in the Tahe oilfield derived using different modelling methods

a. 序贯指示方法建模; b. 多元约束协同模拟方法建模

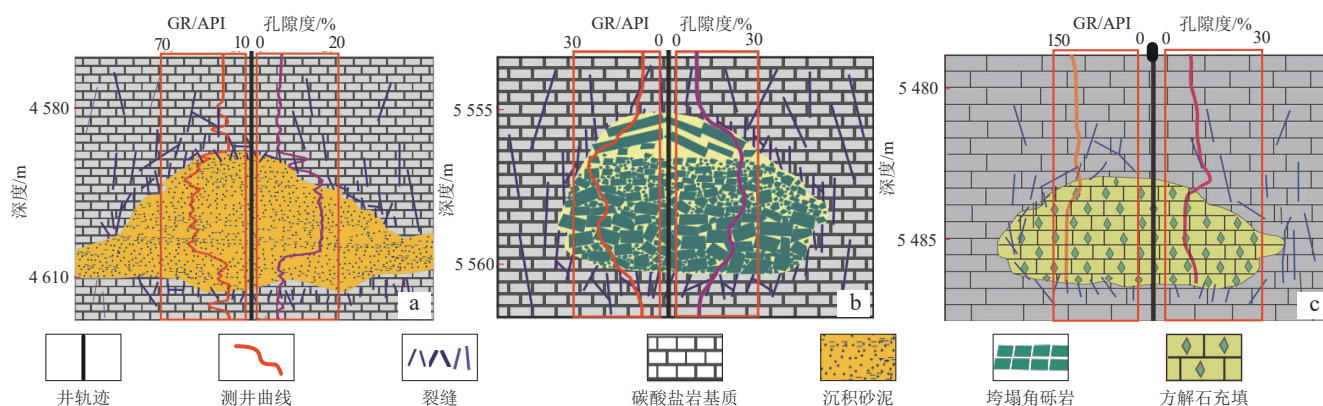


图10 塔河油田缝洞型油藏溶洞充填模式

Fig. 10 Filling patterns of karst caves in fractured-vuggy reservoirs in the Tahe oilfield

a. 沉积砂泥充填; b. 垮塌角砾充填; c. 方解石充填

由于钻井过程中钻遇空洞,会出现放空漏失现象,难以进行测井作业,不能获取有效的测井数据,准确求取未充填溶洞段的物性参数难度较大。此时,结合生产动态特征,利用有测井曲线的井对无曲线部分进行标定,建立单井累产与未充填溶洞孔隙度的关系,赋予孔隙度值;此外,主要参考试井解释成果对未充填溶洞部分赋予渗透率值。

4.2 物性参数建模方法

以单井确定的物性参数为硬数据,在建立的不同类型储集体分布模型基础上,采用岩溶相控和等效的

方法构建不同类型储集体物性模型。对于溶洞和溶蚀孔洞储集体物性参数建模,在确定单井孔隙度的基础上,以不同类型溶洞和溶蚀孔洞离散分布模型为“相控”条件,采用序贯高斯模拟的方法建立不同类型溶洞和溶蚀孔洞储集体物性参数模型。对于不同尺度离散裂缝网络采用等效的方法求取等效孔隙度和渗透率,具体根据离散裂缝网络中网格节点内的裂缝条数,及各裂缝的长度、倾角、开度和传导率等已知参数计算裂缝孔隙度和裂缝渗透率,裂缝等效孔隙度即网格节点内裂缝总体积与该网格体积之比,裂缝等效渗透率通过Oda方法求取^[31]。

5 分类模型融合及动态优化方法

5.1 分类模型融合

缝洞储集体类型多样、结构复杂,物性参数差异大,主要包含3个层次融合内容:不同成因类型岩溶的融合,同一成因类型岩溶中不同储集体的融合,不同储集体类型物性参数模型的融合。由于缝洞型储层经历多期岩溶作用形成,古暗河系统、断控岩溶及表层岩溶既有成因上的相关性,也存在空间上的重叠关系。因此,综合考虑储集体分布规律、主控因素及成因次序上的差异,建立了3个层次的融合原则。

首先,考虑宏观岩溶类型的成因关系、规模及储集性能,确定不同类型岩溶系统的融合原则为“古暗河系统—断控岩溶—表层岩溶”。其次,根据岩溶系统中不同类型储集体成因次序的不同,确定储集体融合优先级。古暗河系统的融合受空间位置和发育期次影响,暗河不同结构类型是整体模拟构建,空间位置上无重叠处。断控岩溶储集体主要发育在断控范围内部,该范围反映了各类缝洞体的综合边界,内部储集体融合原则确定为“断控溶洞—大裂缝—小裂缝—溶蚀孔洞”。表层岩溶纵向上大多位于不整合以下90 m内,根据成因次序建立融合原则为“小尺度裂缝—溶蚀孔洞”(图11)。此外,由于大尺度裂缝

的不确定性最低,中尺度裂缝次之,因此大尺度裂缝的优先级高于中尺度裂缝。最后,储集体物性参数模型主要采用分布模型分类约束的方式建立,对于不同类型的溶洞和溶蚀孔洞储集体,由于在网格中的位置不重合,能够直接叠加进行模型整合,而离散裂缝网络物性可以根据数值模拟需求等效为单重介质或双重介质模型^[28-31, 54]。

由于不同类型储集体模型是分别构建的,中小尺度储集体的模拟具有较强随机性,若完全按照相同位置储集体优先级直接进行融合,会存在地质模式分布概率与实际不符的情况。因此,实际模型融合应当与地质模式保持一致,满足缝洞组合关系和概率相似两个基本原则。

5.2 基于生产动态的模型优化

主要基于静态数据构建的地质模型,由于动态数据(示踪剂数据、试井数据、泥浆漏失数据和压力数据等)对模型的约束不够,使得模型与实际生产动态不完全相符,难以准确表征动态连通特征,且部分空洞测井数据缺失,孔隙度等参数不确定性大。通过建立裂缝示踪剂传导数学模型,构建表征示踪剂传导数据与裂缝属性关系的目标函数,采用退火模拟方法,局部优化部分裂缝位置,使模型连通性与动态连通数据“定量”一致。通过生产动态分析方法评价单井控制动态储量,以此为条件数据,定义井控储量与动态储量之差

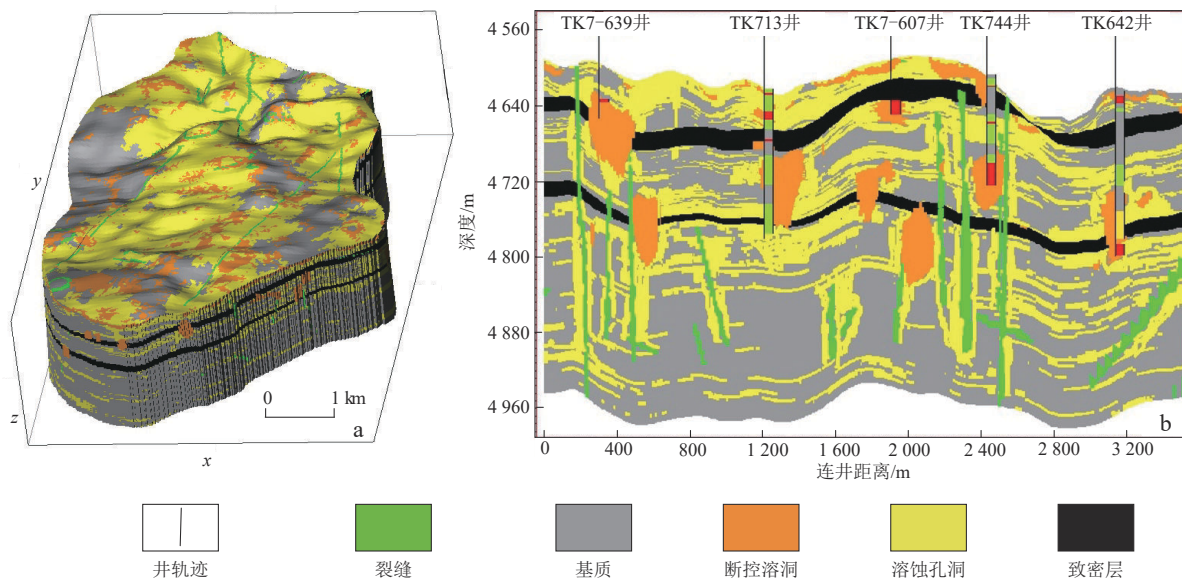


图11 塔河油田S80单元分类模型融合结果

Fig. 11 Multi-type model integration results of unit S80 in the Tahe oilfield

a. 3D融合模型(S80单元南部); b. 剖面融合效果

(x, y, z 为坐标轴。)

为目标函数,应用退火模拟算法流程,分别通过放空溶洞孔隙度、井控溶洞孔隙度和井控溶洞体积扰动机制,来优化模型溶洞储量,使得模型井控储量与动态储量一致^[69-71]。通过编制相关软件模块,实现了基于该方法的模型优化调整,提高地质模型与生产动态的符合程度,进一步降低模型不确定性。

依托相关科研项目,基于该技术构建了塔河油田主体区15个单元的地质模型,覆盖地质储量约 1.5×10^8 t,模型有效刻画了储集体形态及结构特征,精细表征了油藏的强非均质性,取得较好应用效果。利用模型计算并细化了油藏储量大小和构成,用于油藏数值模拟和开发方案调整,为剩余油分布、加密井调整、老井侧钻、注水和注气等挖潜措施的实施提供了可靠地质依据,为塔河油田老区提高采收率奠定基础^[31, 54, 72]。推广到塔河油田西部斜坡区、顺北油田1号带等区块地质建模,覆盖地质储量大于 2×10^8 t,为油田开发方案编制和调整起到积极作用。

6 结论

1) 结合相似露头特征和岩溶形成过程分析,根据塔河油田主体区岩溶储集体成因类型的差异,将岩溶储集体系统划分为古岩溶暗河系统、断控岩溶储集体和表层岩溶储集体3类。建立了不同类型岩溶缝洞储集体结构建模方法,基于构建的训练图像及综合约束概率体,形成了古暗河结构多点统计学建模方法、分区带断控岩溶储集体结构建模方法及多元约束表层岩溶储集体建模方法,有效表征了不同类型储集体分布规律、缝洞结构及储层强非均质性特征。

2) 建立了基于岩溶成因的不同类型储集体的融合方法,综合考虑储集体分布规律、主控因素及成因次序上的差异,确定了3个层次的融合内容及融合原则。创建了以示踪剂模拟和单井动态储量为约束的退火模拟方法,局部优化缝洞结构、裂缝位置、溶洞体积及物性,形成缝洞模型连通结构及物性参数优化方法,提高了井控储量与动态储量的符合程度。

3) 建模技术取得积极进展和转变:①建模对象由储集体外部轮廓刻画到缝洞内部结构的表征;②建模所需的井间规律从单一约束发展到多元控制;③建模技术方法由地震雕刻为主发展为多学科协同表征;④建模工具由商业软件转为商业软件与自研模块相结合的方式。

4) 持续深化地质认识与完善多源数据融合方法,

将丰富的生产动态数据引入地质建模过程,提高模型与地质成因、生产动态的符合程度,是提高缝洞地质模型精度的重要方向;构建较为完善的缝洞型油藏地质知识库,结合先进的深度学习算法,形成缝洞储层地质大模型,挖掘真实缝洞结构模式与储集体分布规律,直接用于地质建模,是缝洞结构精细表征的重要发展趋势,未来值得重点关注。

参 考 文 献

- [1] AKBAR M, VISSAPRAGADA B, ALGHAMDI A H, et al. A snapshot of carbonate reservoir evaluation [J]. *Oilfield Review*, 2000, 12(4): 20-41.
- [2] 黄文松, 徐芳, 刘成彬, 等. 深水盐下湖相碳酸盐岩缝洞地震预测——以巴西桑托斯盆地F油田为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(2): 445-455, 488.
HUANG Wensong, XU Fang, LIU Chengbin, et al. Seismic prediction of fractures and vugs in deep-water sub-salt lacustrine carbonates: Taking F oilfield in Santos Basin, Brazil as an example[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 445-455, 488.
- [3] 马永生, 何登发, 蔡勋育, 等. 中国海相碳酸盐岩的分布及油气地质基础问题[J]. *岩石学报*, 2017, 33(4): 1007-1020.
MA Yongsheng, HE Dengfa, CAI Xunyu, et al. Distribution and fundamental science questions for petroleum geology of marine carbonate in China[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2017, 33(4): 1007-1020.
- [4] 赵文智, 沈安江, 乔占峰, 等. 中国碳酸盐岩沉积储层理论进展与海相大油气田发现[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(4): 1-15.
ZHAO Wenzhi, SHEN Anjiang, QIAO Zhanfeng, et al. Theoretical progress in carbonate reservoir and discovery of large marine oil and gas fields in China[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(4): 1-15.
- [5] 何治亮, 马永生, 朱东亚, 等. 深层-超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(3): 533-546.
HE Zhiliang, MA Yongsheng, ZHU Dongya, et al. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(3): 533-546.
- [6] 庞雄奇, 林会喜, 郑定业, 等. 中国深层和超深层碳酸盐岩油气藏形成分布的基本特征与动力机制及发展方向[J]. *地质力学学报*, 2020, 26(5): 673-695.
PANG Xiongqi, LIN Huixi, ZHENG Dingye, et al. Basic characteristics, dynamic mechanism and development direction of the formation and distribution of deep and ultra-deep carbonate reservoirs in China[J]. *Journal of Geomechanics*, 2020, 26(5): 673-695.

- [7] 赵文智, 沈安江, 胡素云, 等. 中国碳酸盐岩储集层大型化发育的地质条件与分布特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 1-12.
ZHAO Wenzhi, SHEN Anjiang, HU Suyun, et al. Geological conditions and distributional features of large-scale carbonate reservoirs onshore China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 1-12.
- [8] 马永生, 黎茂稳, 蔡勋育, 等. 海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究进展[J]. 石油实验地质, 2021, 43(5): 737-748.
MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Advances in basic research on the mechanism of deep marine hydrocarbon enrichment and key exploitation technologies [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(5): 737-748.
- [9] 李映涛, 汝智星, 邓尚, 等. 塔里木盆地顺北特深碳酸盐岩储层天然裂缝实验评价及油气意义[J]. 石油实验地质, 2023, 45(3): 422-433.
LI Yingtao, RU Zhixing, DENG Shang, et al. Experimental evaluation and hydrocarbon significance of natural fractures in Shunbei ultra-deep carbonate reservoir, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(3): 422-433.
- [10] 沈安江, 赵文智, 胡安平, 等. 海相碳酸盐岩储集层发育主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 545-554.
SHEN Anjiang, ZHAO Wenzhi, HU Anping, et al. Major factors controlling the development of marine carbonate reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 545-554.
- [11] 胡文革. 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术及攻关方向[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(2): 1-10.
HU Wenge. Development technology and research direction of fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe Oilfield [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 1-10.
- [12] 张希明. 新疆塔河油田下奥陶统碳酸盐岩缝洞型油气藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 17-22.
ZHANG Ximing. The characteristics of Lower Ordovician fissure-vug carbonate oil and gas pools in Tahe oil field, Xinjiang [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 17-22.
- [13] 鲁新便, 蔡忠贤. 缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统与油气开发——以塔河碳酸盐岩溶洞型油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 22-27.
LU Xinbian, CAI Zhongxian. A study of the paleo-cavern system in fractured-vuggy carbonate reservoirs and oil/gas development——Taking the reservoirs in Tahe Oilfield as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 22-27.
- [14] 王根久, 王桂宏, 余国义, 等. 塔河碳酸盐岩油藏地质模型[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(1): 109-111.
WANG Genjiu, WANG Guihong, YU Guoyi, et al. Geological model of carbonate reservoirs in Tahe oil field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(1): 109-111.
- [15] 陈恭洋, 张永贵. 千米桥潜山碳酸盐岩缝洞型储层随机建模[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(5): 389-392.
CHEN Gongyang, ZHANG Yonggui. Fracture and cave reservoir stochastic modeling of carbonate buried hill in Qianmiao area [J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(5): 389-392.
- [16] 杨辉廷, 江同文, 颜其彬, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层三维地质建模方法初探[J]. 大庆石油地质与开发, 2004, 23(4): 11-12, 16.
YANG Huiting, JIANG Tongwen, YAN Qibin, et al. Establishment of 3D geological models of fracture-cavern carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2004, 23(4): 11-12, 16.
- [17] 张淑品, 陈福利, 金勇. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩储层三维地质建模[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 175-180.
ZHANG Shupin, CHEN Fuli, JIN Yong. 3D modeling of Ordovician fractured-vug carbonate reservoir, Tahe Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 175-180.
- [18] 赵敏, 康志宏, 刘洁. 缝洞型碳酸盐岩储集层建模与应用[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(3): 318-320.
ZHAO Min, KANG Zhihong, LIU Jie. Modeling and application of fractured-vuggy carbonate reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(3): 318-320.
- [19] 张长建, 吕艳萍, 马海陇, 等. 塔河油田岩溶峡谷区伏流坍塌型古暗河缝洞系统[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(1): 9-17.
ZHANG Changjian, LYU Yanping, MA Hailong, et al. Fracture-cave system in collapsed underground paleo-river with subterranean flow in karst canyon area, Tahe Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(1): 9-17.
- [20] 巫波, 杨文东, 吕晶, 等. 塔河油田缝洞型储集层类型综合识别[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(2): 238-244.
WU Bo, YANG Wendong, LYU Jing, et al. Comprehensive identification of fractured-vuggy reservoirs in Tahe Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(2): 238-244.
- [21] ERZEYBEK S, SRINIVASAN S, JANSON X. Multiple-point statistics in a non-gridded domain: Application to karst/fracture network modeling [M]//ABRAHAMSEN P, HAUGE R, KOLBJØRNSSEN O. Geostatistics Oslo 2012. Dordrecht: Springer, 2012: 221-237.
- [22] LI Yang, HOU Jiagen, LI Yongqiang. Features and classified hierarchical modeling of carbonate fracture-cavity reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 655-662.
- [23] 侯加根, 马晓强, 刘钰铭, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层多类多尺度建模方法研究: 以塔河油田四区奥陶系油藏为例[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 59-66.

- HOU Jiagen, MA Xiaoqiang, LIU Yuming, et al. Modelling of carbonate fracture-vuggy reservoir: A case study of Ordovician reservoir of 4th block in Tahe Oilfield [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 59–66.
- [24] 侯加根, 马晓强, 胡向阳, 等. 碳酸盐岩溶洞型储集体地质建模的几个关键问题[J]. *高校地质学报*, 2013, 19(1): 64–69.
- HOU Jiagen, MA Xiaoqiang, HU Xiangyang, et al. Key issues of 3D geological modeling of paleokarst-cave carbonate reservoir[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2013, 19(1): 64–69.
- [25] 刘钰铭, 侯加根, 胡向阳, 等. 塔河油田古岩溶储集体三维建模[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 36(2): 34–38.
- LIU Yuming, HOU Jiagen, HU Xiangyang, et al. 3D modeling of paleokarst reservoir in Tahe Oilfield [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2012, 36(2): 34–38.
- [26] 鲁新便, 赵敏, 胡向阳, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏三维建模方法技术研究——以塔河奥陶系缝洞型油藏为例[J]. *石油实验地质*, 2012, 34(2): 193–198.
- LU Xinbian, ZHAO Min, HU Xiangyang, et al. Studies of 3D reservoir modeling: Taking Ordovician carbonate fractured-vuggy reservoirs in Tahe Oil Field as an example[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2012, 34(2): 193–198.
- [27] 李阳, 侯加根, 李永强. 碳酸盐岩缝洞型储集体特征及分类分级地质建模[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(4): 600–606.
- LI Yang, HOU Jiagen, LI Yongqiang. Features and hierarchical modeling of carbonate fracture-cavity reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(4): 600–606.
- [28] 胡向阳, 李阳, 权连顺, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏三维地质建模方法——以塔河油田四区奥陶系油藏为例[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(3): 383–387.
- HU Xiangyang, LI Yang, QUAN Lianshun, et al. Three-dimensional geological modeling of fractured-vuggy carbonate reservoirs: A case from the Ordovician reservoirs in Tahe- IV block, Tahe Oilfield [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(3): 383–387.
- [29] 胡向阳, 袁向春, 侯加根, 等. 多尺度岩溶相控碳酸盐岩缝洞型油藏储集体建模方法[J]. *石油学报*, 2014, 35(2): 340–346.
- HU Xiangyang, YUAN Xiangchun, HOU Jiagen, et al. Modeling method of carbonate fractured-cavity reservoirs using multiscale karst facies-controlling[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(2): 340–346.
- [30] 吕心瑞, 李红凯, 魏荷花, 等. 碳酸盐岩储层多尺度缝洞体分类表征——以塔河油田S80单元奥陶系油藏为例[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(4): 813–821.
- LYU Xinrui, LI Hongkai, WEI Hehua, et al. Classification and characterization method for multi-scale fractured-vuggy reservoir zones in carbonate reservoirs: An example from Ordovician reservoirs in Tahe Oilfield S80 unit [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(4): 813–821.
- [31] 吕心瑞, 韩东, 李红凯. 缝洞型油藏储集体分类建模方法研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2018, 40(1): 68–77.
- LYU Xinrui, HAN Dong, LI Hongkai. Study on the classification and modeling of fracture-vug oil deposits[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2018, 40(1): 68–77.
- [32] 邓晓娟, 李勇, 刘志良, 等. 多尺度缝洞型碳酸盐岩油藏不确定性建模方法[J]. *石油学报*, 2018, 39(9): 1051–1062.
- DENG Xiaojuan, LI Yong, LIU Zhiliang, et al. Uncertainty modeling method of multi-scale fracture-cave carbonate reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(9): 1051–1062.
- [33] LOUCKS R G. Paleocave carbonate reservoirs: Origins, burial-depth modifications, spatial complexity, and reservoir implications [J]. *AAPG Bulletin*, 1999, 83(11): 1795–1834.
- [34] LOUCKS R G, MESCHER P K, MCMECHAN G A. Three-dimensional architecture of a coalesced, collapsed-paleocave system in the Lower Ordovician Ellenburger Group, central Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 2004, 88(5): 545–564.
- [35] CHOQUETTE P W, PRAY L C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates [J]. *AAPG Bulletin*, 1970, 54(2): 207–250.
- [36] 张希明, 杨坚, 杨秋来, 等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量评估技术[J]. *石油学报*, 2004, 25(1): 13–18.
- ZHANG Ximing, YANG Jian, YANG Qiulai, et al. Reservoir description and reserves estimation technique for fracture-cave type carbonate reservoir in Tahe Oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(1): 13–18.
- [37] KERANS C. Karst-controlled reservoir heterogeneity in Ellenburger Group carbonates of west Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 1998, 72(10): 1160–1183.
- [38] DEGHANI K, HARRIS P M (Mitch), EDWARDS K A, et al. Modeling a vuggy carbonate reservoir, McElroy Field, west Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 1999, 83(1): 1320–1336.
- [39] 李红凯, 康志江. 碳酸盐岩缝洞型油藏溶蚀孔洞分类建模[J]. *特种油气藏*, 2015, 22(5): 50–54.
- LI Hongkai, KANG Zhijiang. Differential modeling of dissolved vugs in carbonate fracture and vug reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(5): 50–54.
- [40] 高翔, 马青, 曹康, 等. 地下暗河溶洞系统特征描述及地质建模——以塔里木盆地哈拉哈塘地区为例[J]. *断块油气田*, 2016, 23(6): 782–787, 792.
- GAO Xiang, MA Qing, CAO Kang, et al. Characteristics and geological modeling of underground river water-eroded cave system: Taking Harahatang area of Tarim Basin as an example [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2016, 23(6): 782–

- 787, 792.
- [41] 商晓飞, 段太忠, 张文彪, 等. 断控岩溶主控的缝洞型碳酸盐岩内部溶蚀相带表征——以塔河油田10区奥陶系油藏为例[J]. 石油学报, 2020, 41(3): 329–341.
- SHANG Xiaofei, DUAN Taizhong, ZHANG Wenbiao, et al. Characterization of dissolution facies belt in fracture-cavity carbonate rocks mainly controlled by fault-controlling karst: A case study of Ordovician reservoirs in the Block 10 of Tahe Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(3): 329–341.
- [42] OKABE H, BLUNT M J. Pore space reconstruction of vuggy carbonates using microtomography and multiple-point statistics [J]. Water Resources Research, 2007, 43(12): W12S02.
- [43] 刘学利, 汪彦. 塔河缝洞型油藏溶洞相多点统计学建模方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(6): 53–58.
- LIU Xueli, WANG Yan. Multi-point geostatistical approach to model karst facies of fracture-cavity reservoir in Tahe Oilfield [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2012, 34(6): 53–58.
- [44] 颜其彬, 陈培元, 杨辉廷, 等. 塔河油田4区缝洞型碳酸盐岩储层建模[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(6): 48–52.
- YAN Qibin, CHEN Peiyuan, YANG Huiting, et al. Modeling of fractured-cavernous carbonate reservoir in No. 4 block of Tahe Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(6): 48–52.
- [45] 陈培元, 杨辉廷, 刘学利, 等. 塔河油田6~7区孔洞型碳酸盐岩储层建模[J]. 地质论评, 2014, 60(4): 884–892.
- CHEN Peiyuan, YANG Huiting, LIU Xueli, et al. 3D modeling of vug carbonate reservoir in the sixth-seventh blocks of Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. Geological Review, 2014, 60(4): 884–892.
- [46] ELAHI S H, JAFARPOUR B. Dynamic fracture characterization from tracer-test and flow-rate data with ensemble Kalman filter [J]. SPE Journal, 2018, 23(2): 449–466.
- [47] SHEKHAR R, SAHNI I, BENSON G, et al. Modelling and simulation of a Jurassic carbonate ramp outcrop, Amellago, High Atlas Mountains, Morocco [J]. Petroleum Geoscience, 2014, 20(1): 109–123.
- [48] BENSON G S, FRANSEEN E K, GOLDSTEIN R H, et al. Workflows for incorporating stratigraphic and diagenetic relationships into a reservoir-analogue model from outcrops of Miocene carbonates in SE Spain [J]. Petroleum Geoscience, 2014, 20(1): 55–78.
- [49] 乔占峰, 沈安江, 郑剑锋, 等. 基于数字露头模型的碳酸盐岩储集层三维地质建模[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 328–337.
- QIAO Zhanfeng, SHEN Anjiang, ZHENG Jianfeng, et al. Three-dimensional carbonate reservoir geomodeling based on the digital outcrop model [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 328–337.
- [50] 郑剑锋, 潘文庆, 沈安江, 等. 塔里木盆地柯坪露头区寒武系肖尔布拉克组储集层地质建模及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 499–511.
- ZHENG Jianfeng, PAN Wenqing, SHEN Anjiang, et al. Reservoir geological modeling and significance of Cambrian Xiaorblak Formation in Keping outcrop area, Tarim Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 499–511.
- [51] 印森林, 陈强路, 袁坤, 等. 基于无人机倾斜摄影的碳酸盐岩生物礁露头多尺度非均质性表征——以鄂西利川见天村露头为例[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(9): 1518–1531.
- YIN Senlin, CHEN Qianglu, YUAN Kun, et al. Characterization of multi-scale heterogeneity of carbonate reef outcrop by UAV oblique photography: Case study of Jiantian Village, Lichuan, western Hubei [J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(9): 1518–1531.
- [52] 何治亮, 孙建芳, 郭攀红, 等. 碳酸盐岩储集层知识库构建方法及其在缝洞型油藏地质建模中的应用[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 710–718.
- HE Zhiliang, SUN Jianfang, GUO Panhong, et al. Construction method of carbonate reservoir knowledge base and its application in fracture-cavity reservoir geological modeling [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(4): 710–718.
- [53] 谢鹏飞, 侯加根, 汪彦, 等. 碳酸盐岩缝洞型储层多元信息融合建模方法在塔河油田十二区奥陶系油藏的应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(3): 1–14.
- XIE Pengfei, HOU Jiagen, WANG Yan, et al. Application of multi-information fusion modeling of fracture-vuggy reservoir in Ordovician reservoir of 12th block in Tahe Oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(3): 1–14.
- [54] 吕心瑞, 孙建芳, 郭兴威, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏储层结构表征方法——以塔里木盆地塔河S67单元奥陶系油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 728–737.
- LYU Xinrui, SUN Jianfang, WU Xingwei, et al. Internal architecture characterization of fractured-vuggy carbonate reservoirs: A case study on the Ordovician reservoirs, Tahe Unit S67, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 728–737.
- [55] SUZUKI S, CAUMON G, CAERS J. Dynamic data integration for structural modeling: Model screening approach using a distance-based model parameterization [J]. Computational Geosciences, 2008, 12(1): 105–119.
- [56] 刘彦锋, 张文彪, 段太忠, 等. 深度学习油气藏地质建模研究进展[J]. 地质科技通报, 2021, 40(4): 235–241.
- LIU Yanfeng, ZHANG Wenbiao, DUAN Taizhong, et al. Progress of deep learning in oil and gas reservoir geological modeling [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(4): 235–241.

- 235-241.
- [57] 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.
- [58] 宋随宏, 史燕青, 侯加根. 基于生成对抗网络的储层地质建模方法研究进展[J]. 石油科学通报, 2022, 7(1): 34-49.
- SONG Suihong, SHI Yanqing, HOU Jiagen. Review of a generative adversarial networks (GANs)-based geomodelling method[J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(1): 34-49.
- [59] LALOY E, HÉRAULT R, JACQUES D, et al. Training-image based geostatistical inversion using a spatial generative adversarial neural network [J]. Water Resources Research, 2018, 54(1): 381-406.
- [60] NESVOLD E, MUKERJI T. Simulation of fluvial patterns with GANs trained on a data set of satellite imagery [J]. Water Resources Research, 2021, 57(5): e2019WR025787.
- [61] SONG Suihong, MUKERJI T, HOU Jiagen. Geological facies modeling based on progressive growing of generative adversarial networks (GANs) [J]. Computational Geosciences, 2021, 25(3): 1251-1273.
- [62] SONG Suihong, MUKERJI T, HOU Jiagen, et al. GANSim-3D for conditional geomodeling: Theory and field application [J]. Water Resources Research, 2022, 58(7): e2021WR031865.
- [63] 金强, 康逊, 田飞. 塔河油田奥陶系古岩溶径流带缝洞化学充填物成因和分布[J]. 石油学报, 2015, 36(7): 791-798, 836.
- JIN Qiang, KANG Xun, TIAN Fei. Genesis of chemical fillings in fracture-caves in paleo-karst runoff zone in Ordovician and their distributions in Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 791-798, 836.
- [64] 刘晶晶, 毛龑, 魏荷花, 等. 塔河油田奥陶系缝洞充填序列及其测井响应[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(1): 46-52.
- LIU Jingjing, MAO Cui, WEI Hehua, et al. Ordovician fracture-cavity filling sequence and its logging responses in Tahe Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(1): 46-52.
- [65] 胡向阳, 权莲顺, 齐得山, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏溶洞充填特征[J]. 特种油气藏, 2014, 21(1): 18-21.
- HU Xiangyang, QUAN Lianshun, QI Deshan, et al. Features of cavern filling in fractured/vuggy carbonate oil reservoirs, Take Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(1): 18-21.
- [66] 吕心瑞, 邬兴威, 孙建芳, 等. 深层碳酸盐岩储层溶洞垮塌物理模拟及分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1505-1514.
- LYU Xinrui, WU Xingwei, SUN Jianfang, et al. Physical simulation and distribution prediction of karst cave collapsing in deep carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1505-1514.
- [67] 张三, 金强, 史今雄, 等. 塔北地区奥陶系地下河溶洞充填规律与储集性能[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1582-1594.
- ZHANG San, JIN Qiang, SHI Jinxiong, et al. Filling patterns and reservoir property of the Ordovician buried-river karst caves in the Tabei area, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1582-1594.
- [68] 李森, 周雨双, 赵永强, 等. 塔里木盆地玉北地区奥陶系缝洞充填方解石地球化学特征及其储层流体分析[J]. 石油实验地质, 2022, 44(4): 593-602.
- LI Miao, ZHOU Yushuang, ZHAO Yongqiang, et al. Geochemical characteristics and fluid origins of fracture- and cave-filling calcites of Ordovician in Yubei area, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2022, 44(4): 593-602.
- [69] 吕心瑞, 刘中春, 朱桂良. 基于PDA方法的缝洞型油藏井控储量评价[J]. 断块油气田, 2017, 24(2): 233-237.
- LYU Xinrui, LIU Zhongchun, ZHU Guiliang. Well-controlled reserves evaluation of fracture vuggy reservoirs based on PDA method [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2017, 24(2): 233-237.
- [70] 巫波, 杨文东, 姜应兵, 等. 利用注水替油资料计算塔河缝洞型油藏动态储量的方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(2): 59-66.
- WU Bo, YANG Wendong, JIANG Yingbing, et al. Calculating method of the dynamic reserves by water injecting and oil flooding data for the fractured-vuggy oil reservoirs in Tahe Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(2): 59-66.
- [71] 耿洁, 乐平, 杨文明, 等. 断控型碳酸盐岩油藏动态储量计算方法[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(4): 499-504.
- GENG Jie, YUE Ping, YANG Wenming, et al. Dynamic reserves calculation method for fault-controlled carbonate reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(4): 499-504.
- [72] 吕心瑞, 吕铁, 肖凤英, 等. 缝洞型油藏单井注氮气提高采收率技术政策研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(2): 101-109.
- LYU Xinrui, LYU Tie, XIAO Fengying, et al. Technical policy study of single well N_2 injection for EOR in complex fracture-cavity carbonate reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021, 43(2): 101-109.

(编辑 张亚雄)