

文章编号: 0253-2697(2024)09-1422-10 DOI:10.7623/syxb202409009

基于节点网络模型的缝洞型碳酸盐岩油藏动态描述技术

郑松青¹ 计秉玉¹ 顾 浩¹ 王秀坤² 宋考平²

(1. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院 北京 100083; 2. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院 北京 102249)

摘要:缝洞型碳酸盐岩油藏非均质性极强,缝洞体离散分布,基于地球物理雕刻技术的静态描述存在较大不确定性。动态描述技术利用动态资料深化油藏认识,是动静结合提高油藏描述精度的重要途径。现有动态描述技术多基于连续介质理论构建,很难反映缝洞体离散分布的特征,与地球物理雕刻结果“兼容性”较差。针对缝洞体离散分布的特征,创建一种基于节点网络模型的动态描述技术。首先,提出基于节点网络的离散缝洞表征方法,建立节点网络模型自动生成方法,实现地球物理雕刻模型与节点网络模型快速转换;其次,基于节点网络模型,建立流动表征及开发指标计算方法,算例显示,产量、压力等开发指标计算结果吻合度超过 93%,计算速度提升 156 倍;最后,形成缝洞关键特征参数反演方法,明确缝洞型油藏 3 个 I 类、4 个 II 类共 7 个关键特征参数,基于拉丁超立方抽样建立辅助历史拟合方法,确定缝洞关键特征参数概率分布,算例显示,缝洞体储量、水体体积、断裂渗透率等反演误差约为 10%,满足动态分析需求。该技术在塔河油田多个单元(井区)进行验证及应用,开发指标历史拟合符合率达 90% 以上,实现了缝洞体地质储量及动用程度的量化表征,提高了开发措施实施的针对性和有效性。

关键词:节点网络模型;缝洞;动态描述;雕刻体;开发指标;特征参数;动态反演;塔河油田

中图分类号:TE344

文献标识码:A

Dynamic description technology for fracture-vug carbonate reservoirs based on node network model

Zheng Songqing¹ Ji Bingyu¹ Gu Hao¹ Wang Xiukun² Song Kaoping²

(1. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China;

2. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: The heterogeneity of fracture-vug carbonate reservoirs is extremely strong with discretely distributed fracture-vug bodies, and the static description based on geophysical description techniques is highly uncertain. Dynamic description techniques make use of dynamic data to deepen the understanding of reservoirs, which is an important way to improve the precision of reservoir description by combining dynamic and static techniques. Most of the existing dynamic description techniques are mainly established based on the continuum theory, which is difficult to reflect the discrete distribution characteristics of fracture-vug bodies, and have poor “compatibility” with geophysical carving results. A dynamic description technique based on node network model was created based on the discrete distribution characteristics of fracture-vug bodies. Firstly, a discrete fracture-vug characterization method based on node network is proposed, and an automatic generation method of node network model is also established, aiming to realize the rapid transformation between the geophysical carving model and the node network model; secondly, a flow characterization and development index calculation method is built based on the node network model. Calculation examples show that the goodness of fit for the calculation results of development indexes such as production and pressure is over 93%, and the calculation speed is increased by 156 times; finally, an inversion method for the key characteristic parameters of fracture and vug is established, and 7 key characteristic parameters for fracture-vug reservoirs, including 3 in Class I and 4 in Class II, are defined. Based on Latin hypercube sampling, the paper establishes an auxiliary historical fitting method, determines the probability distribution of key characteristic parameters of fracture and vug, and develops software modules. Calculation examples show that the inversion errors for the reserve of fracture-vug bodies, volume of water bodies, and fracture permeability are all about 10%, which met the requirements of dynamic analysis. The technology has been validated and applied in multiple units (well areas) of Tahe oilfield, and the historical fitting coincidence rate for development indexes can reach more than 90%, which has realized the quantitative characterization of geological reserves and production degree of fracture-vug bodies, and improved the pertinence and effectiveness of development measures.

Key words: node network model; fracture-vug; dynamic description; carved body; development index; characteristic parameter; dynamic inversion; Tahe oilfield

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技部项目(P22212)资助。

第一作者及通信作者:郑松青,男,1982年11月生,2010年获中国石油大学(华东)博士学位,现为中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院研究员,主要从事碳酸盐岩缝洞型油藏开发工作。Email:zhengsq_syky@sinopec.com

引用:郑松青,计秉玉,顾浩,王秀坤,宋考平.基于节点网络模型的缝洞型碳酸盐岩油藏动态描述技术[J].石油学报,2024,45(9):1422-1431.
Cite:ZHENG Songqing,JI Bingyu,GU Hao,WANG Xiukun,SONG Kaoping. Dynamic description technology for fracture-vug carbonate reservoirs based on node network model[J]. Acta Petrolei Sinica,2024,45(9):1422-1431.

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏是目前中国已发现的储量规模最大的海相古生界油藏,平均埋深超过5 500 m,是中国石化“深地工程”的重要组成部分。截至2023年底,探明石油地质储量超过 13×10^8 t。自1997年正式投入开发以来,历经快速上产(1998—2010年)、高产稳产(2011—2015年)和提高采收率(2016年至今)3个阶段,累计生产原油超过 1×10^8 t,是中国石油化工股份有限公司在西部地区重要的油气生产基地^[1-7]。但目前塔河油田采收率(17.2%)和储量动用率(67.2%)仍处于较低水平,其中一个主要原因是缝洞型碳酸盐岩油藏十分复杂,油藏描述不清,制约了油田潜力评价、井位部署与大幅度提高采收率。

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏基质岩块不含油,储集空间由不同尺度的孔、洞、缝构成,缝洞体是孔、洞、缝的集合体,是缝洞型油藏基本的储集单元,其可能是溶洞,也可能是溶蚀孔洞、裂缝等集中发育区,具备一定的储集规模,在地震上呈现异常反应,其在空间离散分布,靠不同尺度的断裂/裂缝连接在一起,呈现典型的离散介质特征^[8-13],准确描述难度很大。目前地球物理雕刻技术是缝洞型油藏描述的主体技术。该技术主要利用地震资料,采用波阻抗、结构张量、振幅能量等地震属性描述不同尺度溶洞的形态规模和空间展布,用相干+AFE(自动断层提取)+likelihood(裂缝发育概率)等属性描述不同尺度断裂及裂缝的发育特征^[14-17],在储量估算、动态分析、井位部署和开发调整中得到广泛应用。雕刻法估算地质储量已经形成行业标准^[18]。

地球物理雕刻技术存在两方面问题:①缝洞储集体、不同尺度断裂敏感属性多,不同区域,甚至不同井间都有差异,在进行缝洞体预测时采用哪种地震属性、阈值取多少没有统一标准,导致缝洞体外部轮廓刻画差异较大;②缝洞体的孔隙度同敏感地震属性间的关系比较复杂,目前多用测井解释孔隙度与波阻抗建立关系,但不同井区二者关系不同,同一井区相同波阻抗对应的孔隙度也不一样,也没有统一标准,导致孔隙度、渗透率解释结果差异较大,因此与开发密切相关的参数,如缝洞体的孔隙体积(储量)、渗透率、水体大小、水侵指数等的描述仍存在很大不确定性。以最成熟的储量估算为例,采用不同地震属性雕刻缝洞体所估算的地质储量可相差30%以上,这种描述精度难以满足油田精细注水注气开发的需求。缝洞型油藏描述精度已成为制约储量动用率和采收率进一步提高的关键。

动态描述技术利用动态资料深化油藏认识,是动静结合提高油藏描述精度的重要技术途径。建模数模过程中通过历史拟合修正地质参数,利用试井确定地层流动系数、探边,利用物质平衡方程估算地质储量和水体体积,利用现代产量递减分析(RTA)计算地质储量等都可归为动态描述技术的范畴^[19-23]。目前成熟的动态描述技术(如试井、物质平衡方程、现代产量递减分析等)主要是基于连续介质理论建立,在碎屑岩油藏、孔隙型碳酸盐岩油藏、裂缝-孔隙型碳酸盐岩油藏中具有很好的应用效果,但缝洞型油藏是离散介质油藏,不同类型缝洞体、不同尺度断裂/裂缝在空间呈网络状离散分布,表征单元体尺度大、甚至不存在,导致基于连续介质理论提出的双孔单渗模型、双孔双渗模型、多重介质模型、径向复合模型等很难描述这种离散分布的结构特征。为此,一些学者建立了基于“球棍模型”的缝洞型油藏动态描述技术^[24-27],即将缝洞体简化为“球”,断裂/裂缝简化为“棍”,“球棍模型”在一定程度上能反映缝洞储集体离散分布的结构特征,也取得了较好的应用效果,但其反映的缝洞结构过于简单,且为单相流动,主要用于有试井资料的井、注水替油井、开发初期未见油的油井,范围有限,很难满足规模化开发的需要。

为解决上述问题,在“球棍模型”基础上,攻关形成了一种基于节点网络模型的动态描述技术。该技术突破传统基于网格模型的缝洞表征方法,利用节点网络模型对地球物理雕刻的缝洞体进行表征,在此基础上进行流体流动模拟,计算开发指标,最后与最优化理论相结合,通过历史拟合反演缝洞体关键参数(体积、渗透率、水体体积、水侵指数等),动静结合提高油藏描述精度,为动态分析和精细数值模拟提供支撑。

1 缝洞节点网络模型表征方法

中国塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏与任丘地区雾迷山组裂缝-孔隙型碳酸盐岩油藏、中东地区孔隙型碳酸盐岩油藏的本质区别在于前者为离散介质油藏,缝洞体在空间离散分布,后者为连续介质油藏,储集体呈厚层状连续分布。为更好地描述这种特征,提出节点网络模型,节点网络模型与(等效)连续介质模型的首要差异在于后者主要利用网格对缝洞进行表征,而前者利用节点网络对缝洞进行表征。

1.1 缝洞体节点化表征方法

缝洞体地球物理雕刻结果表明,缝洞体如同散落在地下的土豆,靠纵横交错的根系(断裂/裂缝)连接在

一起(图1)。缝洞型碳酸盐岩油藏基质岩块不含油,缝洞体是主要的储集单元,断裂/裂缝是主要的流动通道。因此,笔者研究的重点是地球物理雕刻出的缝洞体和不同尺度的断裂/裂缝,对流体储集和流动贡献很小的基质岩块不作考虑。

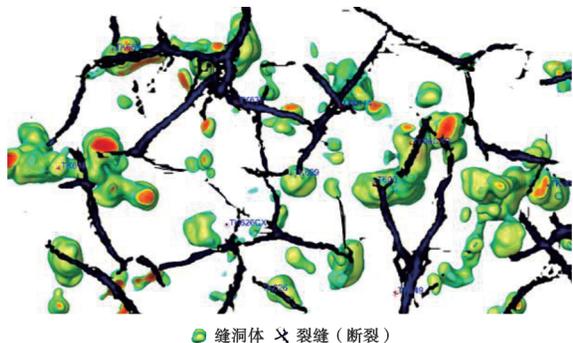


图1 风化壳岩溶地球物理雕刻结果

Fig. 1 Geophysical carving results of weathering crust karst

利用常规的网格可以对地球物理雕刻出的缝洞体进行表征,但存在两个主要问题:①很难保证不同断裂的方向都能与网格方向一致或近似一致,若方向差异较大,在流体流动模拟过程中会因“网格效应”产生较大误差;②缝洞体间存在大量“空白区域”,即基质岩块,虽然其对流体的储集和流动影响不大,但仍要“耗费”大量网格。为解决这些问题,提出了缝洞体节点网络表征方法。

起储集作用的“缝洞体”根据其非均质性和形状差异用一个或多个彼此相连的节点表征[图2(a)],节点类似于有属性的“质点”,其属性是节点控制区域内缝洞体属性(位置、孔隙度、储量等)的综合反映。起沟通作用的“断裂/裂缝”用多个节点连接的“面”表征[图2(b)],流体在节点间的“边”内流动,“边”的传导率与断裂/裂缝的渗透率相关。对于地质认识不确定的缝洞系统,可简化为一个或多个节点,此时节点表示的不是一个简单的“缝洞体”,而是一个供给系统。如可将一口井的供给系统简化为两个节点,一个节点表示近井地带的供给系统,另一个节点表示远井地带的供给系统;对于有底水的供给系统,可简化为2个或3个节点,用其中一个节点表示底水。这种表征方法与球棍模型的理念是一致的。因此,节点网络模型是球棍模型的发展,球棍模型是节点网络模型的一种简化形式。

与网格表征方法相比,节点网络表征方法能较好地解决网格表征存在的问题。在利用网格对裂缝网络表征时,细网格计算速度慢,粗化则易导致“等效失效”,如两条不相连的裂缝用网格表征后连通,而节点网络用很少的节点即可解决这个问题(图3)。在建模过程中,网格走向与断裂走向一致能避免流动模拟过程中的网格效应,但在实际中,由于断裂在多个主要方向(NE向、NW向、EW向)都有发育,一套网格系统很难满足全部要求,而节点网络可自由地表征缝洞拓

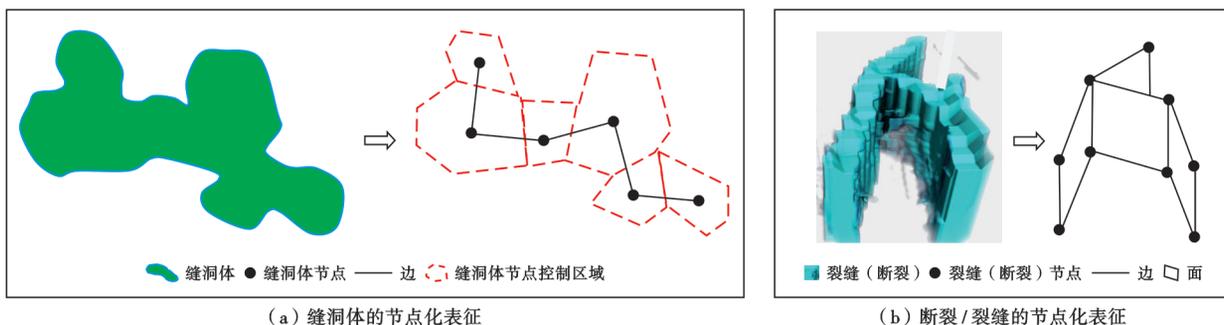


图2 断裂/裂缝、缝洞体节点化表征

Fig. 2 Nodal characterization of fractures/cracks, and fracture-vug bodies

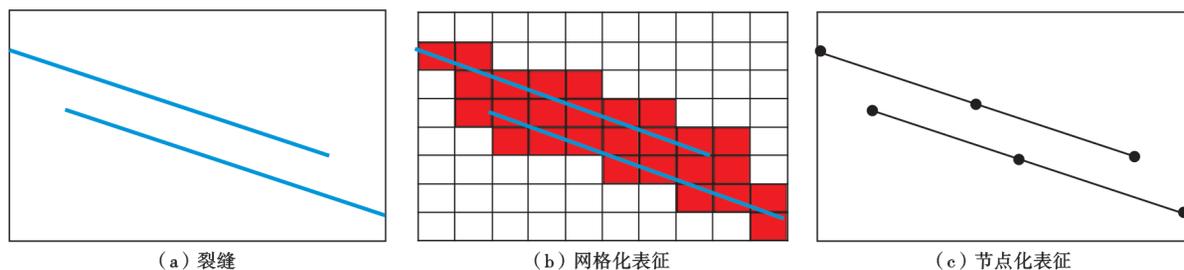


图3 裂缝网格化表征与节点化表征对比

Fig. 3 Comparison of fracture gridded characterization and nodal characterization

扑关系,每一条断裂都能满足节点走向与断裂走向一致的要求。且不考虑对流体储集和流动贡献很少的基质岩块,减少了无效网格存储,提高了计算效率。

1.2 节点网络模型自动生成方法

建立缝洞节点网络表征方法后,需解决的另一个问题是如何将地球物理雕刻体模型转化为节点网络模型。可以看出,断裂/裂缝的节点化表征方法与 Petrel 软件中 polygon 模型的表征方法是一致的。因此,可直接利用 Petrel 软件中的 polygon 建模技术生成断裂/裂缝的节

点网络模型。因此,该方法的关键在于对缝洞体的表征。

当用多个节点表征缝洞体时,关键是要根据缝洞体的形状和非均质性确定节点的控制区域。为此,基于缝洞体地震雕刻属性(如波阻抗)的三维空间分布,利用最大值滤波算法^[28]确定地震属性局部极值点,以局部极值点为中心外扩,直至缝洞体边界或两个缝洞体节点的影响范围交汇,地震属性局部极值点为缝洞体节点,边界或交汇线为缝洞体节点控制区域的边界(图4)。

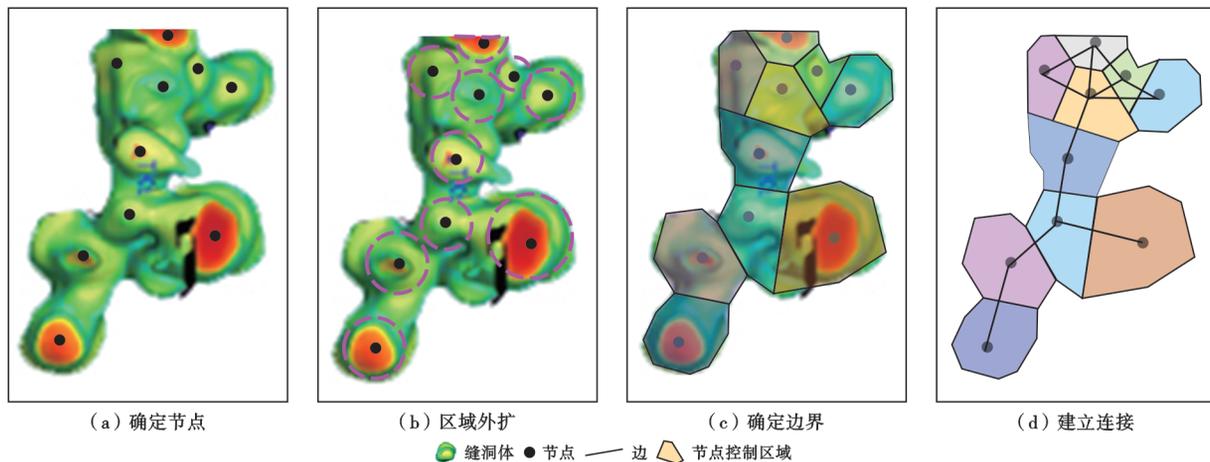


图4 缝洞体节点网络模型生成步骤

Fig. 4 Steps for generating the node network model of fracture-vug body

利用该方法,将塔河油田托甫台区 TP12CX 井组缝洞雕刻体模型转化为节点网络模型,缝洞雕刻体模型有 5×10^4 个网格,转化为节点网络模型后仅有 630 个节点、1403 条边(图5)。需说明的是,缝洞体

需要多少个节点,具体要根据地质认识程度、油藏描述精度和实际生产需求确定,对于地质认识程度、油藏描述精度、生产需求高的可使用密节点,反之,使用疏节点。

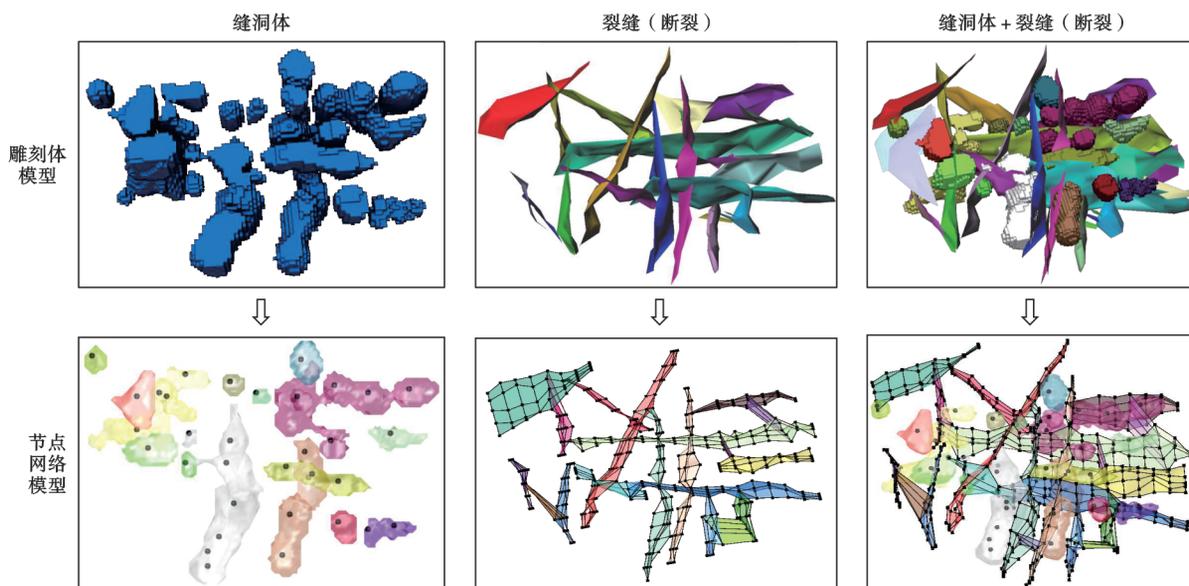


图5 TP12CX 井组缝洞雕刻体模型生成节点网络模型

Fig. 5 Node network model generated by TP12CX well group fracture-vug carved body model

2 基于节点网络模型的开发指标计算方法

与数值模拟中历史拟合修正地质认识一样,为反演缝洞体关键特征参数,先要在节点网络模型基础上建立开发指标(压力、产量、含水率等)的计算方法。对于网格型数值模拟,油水在网格间流动,最多存在6个流动方向,求解矩阵为主对角占优矩阵,但对于节点网络模型,流体通过“边”在节点间流动,理论上可存在任意多个流动方向,求解矩阵为稀疏矩阵、收敛性差,导致流体流动模拟方法和求解方法都有差异。

2.1 基于节点网络模型的油水两相流动表征

节点主要考虑储集功能,每个节点都是一个等势体,流体在节点内的分布遵循密度大小原则,即当有流体流进或流出节点时,流体按照密度大小分布。基于物质平衡原理,对于节点,油水两相流动时流体流入/流出控制方程为:

$$C_{t,i} V_{p,i} \frac{dp_i}{dt} = q_{o,i}(t) + q_{w,i}(t) \quad (1)$$

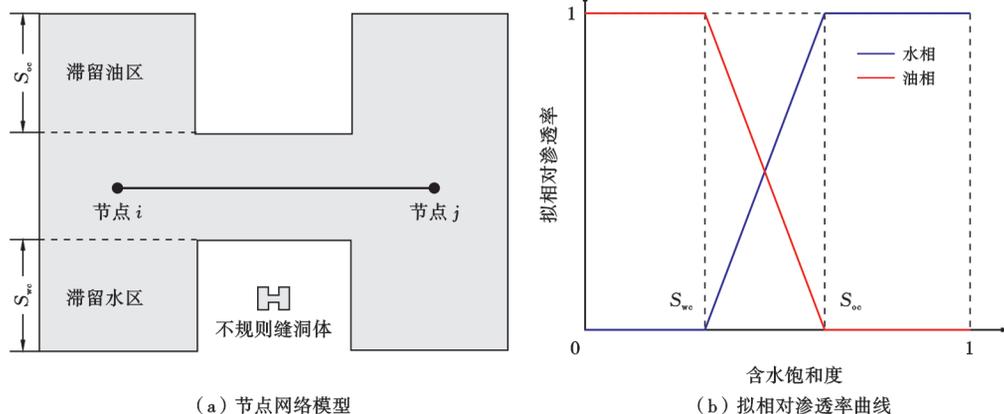
边是节点间的连通通道,主要体现传输功能,用渗透率或传导率表征传输能力。不同类型储集体渗透率不同,实际流动可能表现为高速非线性流、管流,因此,

需结合具体流态进行表征。如果是线性流,包括达西渗流和处于层流状态的管流,节点和节点之间流动的控制方程为:

$$q_{o,i}(t) = 1.1806 \times 10^{-14} \frac{\sum_{j=1}^n (p_j - p_i + \beta \rho_{ij} g D_{ij}) T_{ij} K_{roj}}{\mu_o} \quad (2)$$

$$q_{w,i}(t) = 1.1806 \times 10^{-14} \frac{\sum_{j=1}^n (p_j - p_i + \beta \rho_{ij} g D_{ij}) T_{ij} K_{rwi}}{\mu_w} \quad (3)$$

传导率与节点间距离、两节点控制区域渗透率、传导截面积有关,采用 Karimi-Fard 提出的公式计算^[29]。拟相对渗透率可根据拟相渗曲线获取。被称为拟相渗曲线是因为处理多相流的方法与相渗曲线既有相似,也有不同,相似点在于曲线形式相似,不同点在于关键参数的内涵不同。相渗曲线的端点反映束缚水饱和度和残余油饱和度,而拟相渗曲线反映的是井洞或缝洞连接位置对多相流动的影响。为描述该影响,提出滞留水饱和度和滞留油饱和度概念:油水界面在滞留水区内时,节点只出油不出水,达到滞留油区后,节点只出水不出油,在二者间则油水同出(图6)。滞留水饱和度和滞留油饱和度根据缝洞静态结构、连接关系初步赋值,后期历史拟合过程中动态调整。



(a) 节点网络模型

(b) 拟相对渗透率曲线

图6 节点网络模型拟相渗曲线

Fig. 6 Node network model fitted relative permeability curve

需要说明的是,多相流的处理方法既与缝洞体形状、连接关系有关,也与缝洞体表证的节点数有关。若缝洞体采用密节点精细表征,即其形状对流体流动的影响已通过节点的空间分布和配置关系反映,则拟相渗曲线可等同于相渗曲线。反之,若采用稀疏节点粗放式表征(图6),此处两个节点无法将缝洞体的不规则形状反映出来,就需要利用拟相渗曲线反映缝洞体形状和连接关系对流体流动的影响,则拟相渗曲线就不同于相渗曲线。

2.2 节点网络模型全隐式求解方法

缝洞型碳酸盐岩油藏是强非均质性油藏,不同节点、不同边物性差异大,节点网络模型连接关系复杂,导致 Jacobi 矩阵为稀疏病态矩阵,收敛速度慢,稳定性差。

针对这一问题,采用两种处理方法:①基于物质守恒阈值,在传统牛顿迭代方程基础上,利用 Armijo 准则^[30],引入 α 因子对步长 $\delta(\omega)$ 进行缩放,以保证每次迭代的残差 $r(\omega)$ 都有所下降,提高了解的收敛性和准确性。概念模型算例结果显示,相同条件下,与传统牛

顿迭代法相比,阻尼牛顿迭代次数减少40%,总的求解速度提升30%以上。②通过压力与饱和度解耦方式实现高效稳定计算。具体做法为:先利用代数多重网格算法^[31]计算压力方程,再利用不完全LU分解预处理稳定的双共轭梯度算法计算饱和度方程,实现非对角病态线性方程组的高效求解,该方法比传统嵌套因子解法快3倍以上。为进一步提高计算速度,针对稀疏矩阵存取效率低的问题,基于节点连接关系和多相流动,采用块压缩存储BCSR模式^[32],相对于传统点状的iLU分解,省去块内部的冗余计算,BiLU分解效率大幅提升。

为验证节点网络模型开发指标计算的准确性和计算速度,在储集体物性一致且已知的条件下开展测试。

利用塔河油田12区TK1058井组的地球物理雕刻体模型[图7(a)],先对孔隙度、渗透率、水体等进行赋值,然后一个采用传统的数值模拟软件(Eclipse)计算开发指标,另一个将其转化节点网络模型[图7(b)]后计算开发指标,在转化过程中,采用网格粗化的方法计算节点网络模型中各个节点和边的物性。常规模型的有效网格为21312个,节点网络模型简化为128个节点、269条边。研究结果显示,节点网络模型与网格模型数值模拟(Eclipse)开发指标(日产油量、日产水量、井底压力)计算结果吻合度 $R^2 > 93\%$ [图7(c)],计算速度大幅提升。其中,网格模型数值模拟时间为0.21h,节点网络模型模拟时间仅为4.8s,速度提升156倍。

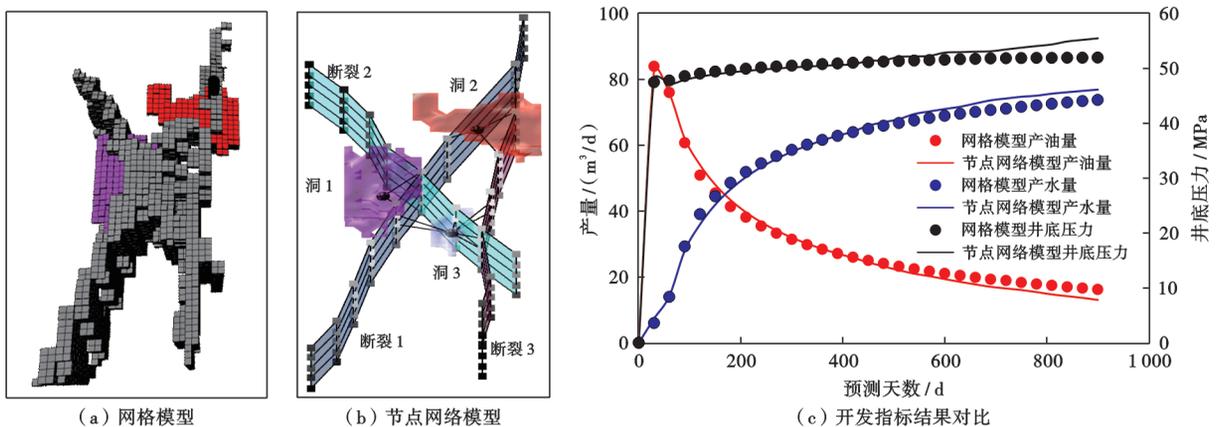


图7 TK1058井组开发指标计算结果对比实例

Fig. 7 Example of comparison of calculation results for development indexes of TK1058 well group

3 缝洞关键参数反演方法

缝洞关键参数包括缝洞体储量、断裂/裂缝渗透率、底水体积、水侵指数等,其反演本质就是在开发指标(产量、压力、含水率等)计算的基础上开展历史拟合。历史拟合有两种方法,即人工拟合和自动历史拟合,二者各有优缺点。人工拟合耗费人力,但可在历史拟合过程中考虑先验地质认识,自动历史拟合减少了人力成本,但存在多解性,且易陷入局部最优。为解决这些问题,探索了辅助历史拟合方法。

基于节点网络模型的开发指标计算方法有两大特征:①节点少;②计算速度快。节点少,参数自由度低,多解性相对较低;计算速度快,便于大规模“试算”。这两个特征与自动历史拟合“先天”具有较高的契合度。为在历史拟合过程中考虑先验认识,建立一套基于试验设计的辅助历史拟合方法。首先,确定缝洞关键特征参数变化范围。研究需求与敏感性分析相结合,筛选出对开发指标计算较敏感的缝洞关键特征参数,包含3个I类参数、4个II类参数(表1),并根据油藏地质认识、生产动态特征初步确定这些参数的变化范围。其次,在特

征参数变化范围内,利用拉丁超立方抽样^[33]随机生成大量不同的方案,调用节点网络模型对开发指标进行蒙特卡罗模拟^[34]计算。最后,从模拟结果中筛选出拟合效果较好的方案,拟合优度较高的方案可能不止一个,这样得到的实际上是缝洞关键特征参数的概率分布,以均值作为反演结果,最后调用节点网络模型进行计算和验证。

在实际应用过程中,为提高拟合效率,同时建立了一套“先整体后局部,先能量后含水”的分步拟合策略。即首先反演单元地质储量和水体体积,地质储量的调整范围在初始地质储量的60%~140%,水体体积在

表1 缝洞型油藏4大类7个敏感的关键特征参数
Table 1 Seven key sensitive characteristic parameters for four categories of fracture-vug reservoirs

参数类型	敏感参数	参数分类
缝洞体参数	孔隙体积/储量	I类
	渗透率	II类
断裂/裂缝参数	渗透率/传导率	I类
水体参数	体积倍数	I类
	水侵指数	II类
结构参数	滞留水饱和度	II类
	滞留油饱和度	II类

初始水体体积的 50%~200%，即若初始水体体积倍数为 5，则调整范围在 2.5~10.0 倍水体之间。根据调整范围，利用拉丁超立方抽样生成一系列模拟方案，在每一个方案中不同缝洞体的相对储量比例不变，但整体储量改变。根据压力及产液量计算结果与实际值的拟合优度，确定单元地质储量和水体体积。若符合拟合优度的单元地质储量和水体体积的概率分布较宽，则根据该范围再运行上述步骤，直到参数在相对较窄的范围内，同时获得较高的拟合优度。第二步是通过调整渗透率、拟相渗曲线关键参数(滞留水饱和度、滞留油饱和度)以及单井控制缝洞体的储量拟合含水，具体方法同能量拟合一致。

基于缝洞型油藏节点网络模型表征、开发指标计算和关键特征参数动态反演方法，综合研制了缝洞关键特征参数动态反演软件，包括数据导入及前处理模块、缝洞连接关系调整模块、模拟方案试验设计模块、模拟结果优选模块、反演结果统计模块 5 大模块。

4 应用及验证

4.1 结果验证

以塔河油田 12 区 TK1058 井组为例，将节点网络模型动态反演结果与传统网格模型给定的实际值进行对比。模型包括 3 个缝洞体、3 条断裂、1 个水体。模拟结果

表明，反演结果与数模模型给定值的相对误差在工程计算允许的误差范围内，其中，缝洞体储量、水体大小反演相对误差均在 10% 以内，断裂渗透率反演相对误差为 15% 以内(表 2)。渗透率误差相对较大，主要是由于断裂的渗透率在超过一定范围后对开发指标影响降低。

表 2 TK1058 井组缝洞关键特征参数反演结果误差分析
Table 2 Error analysis for inversion results of key characteristic parameters of fracture-vug of TK1058 well group

参数	缝洞体 1 储量/ 10 ⁴ m ³	缝洞体 2 储量/ 10 ⁴ m ³	缝洞体 3 储量/ 10 ⁴ m ³	断裂 1 渗透率/ mD	断裂 2 渗透率/ mD	断裂 3 渗透率/ mD	水体 大小/ 倍
实际值	9.2	6.1	1.7	1080	743	652	14
初始值	5.0	5.0	5.0	1000	1000	1000	10
反演值	9.7	6.7	1.6	1140	856	575	13
相对误差	5.40%	9.80%	5.90%	5.60%	15.20%	11.80%	7.10%

4.2 技术应用及讨论

该技术在塔河油田托甫台区 TP12CX 井组(5 口井)、十二区 TH12323 单元中部井区(13 口井)、十二区 S94CH 条带(46 口井)进行了应用，反演缝洞体储量、断裂/裂缝渗透率、底水体积等缝洞关键特征参数。从日产油量的拟合结果看，拟合优度 $R^2 > 85\%$ 井有 58 口，历史拟合符合率为 90.6%。以 TH12323 单元中部井区为例，该井区包括 13 个缝洞体、18 条断裂、2 个底水(图 8)，利用该技术对缝洞体储量、断裂渗透率、

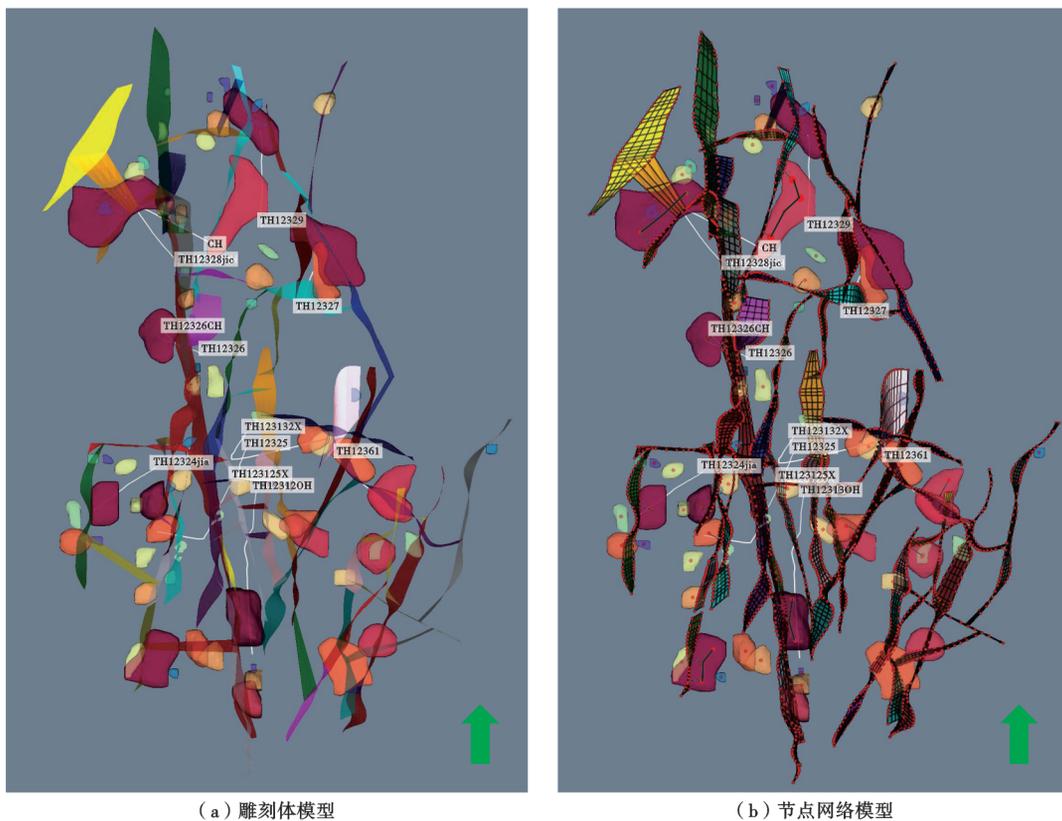


图 8 TH12323 单元中部井区模型

Fig. 8 Model of central well area in Unit TH12323

底水体积等进行反演计算,并进一步明确了各个缝洞体的储量动用状况。研究表明,该井区有13个缝洞体,其中2个缝洞体未井控、储量未动用,11个缝洞体均已动用,平均采出程度为8.60%,但不同缝洞体采出程度差异较大,最高的采出程度近13%,最低的采出程度不到3%(表3)。根据渗透率差异可将18条断裂分为3级,I级NW向主断裂,平均渗透率为1300 mD,Ⅱ级NE向及NW向次级断裂,平均渗透率为570 mD,Ⅲ级NE向分支及EW向断裂,平均渗透率为56 mD;发育2个水体,整体水体倍数为8倍。根据不同缝洞体的动用状况,提出措施建议取得了较好的效果。

表3 TH12323单元中部井区缝洞体动用状况

Table 3 Use of fracture-vug bodies in the middle well area of Unit TH12323

类型	缝洞体序号	反演储量/ 10 ⁴ t	累积采油量/ (10 ⁴ t)	采出程度/ %
井控缝洞体	1	86.2	8.51	9.87
	2	58.6	5.58	9.52
	3	81.3	7.31	8.99
	4	18.1	0.74	4.09
	5	23.6	1.59	6.74
	6	37.5	4.32	11.52
	7	32.5	2.46	7.57
	8	64.9	8.08	12.45
	9	61.3	5.95	9.71
	10	55.9	1.65	2.95
	11	42.1	2.06	4.89
未井控缝洞体	12		0	0
	13		0	0

需要说明的是,该技术本质上属于动态分析方法的范畴,从应用的角度,与常规动态分析方法相比,其最大优势在于实现了对缝洞型油藏的“离散化”分析。现有的动态分析方法,包括数值模拟技术,多是基于连续介质理论构建的,很难反映油水在缝洞网络中“管流”的特征。矿场对缝洞型油藏开展动态分析时,往往需要知道水驱/气驱路径、每一个缝洞体的储量动用状况,以提高开发措施实施的针对性和有效性,但目前动态分析方法很难满足这一要求。节点网络模型是真正意义上的离散模型,可以比较好地满足现场“离散化”分析的需求。

另外,该技术是缝洞型油藏精细数值模拟技术的有益补充,但不能替代数值模拟技术。该技术以地球物理雕刻结果为初始模型,基于地球物理雕刻进行储量计算已成为缝洞型油藏储量估算的行业标准,从储量角度,这种等效是可行的。缝洞型油藏发育大量小尺度裂缝,在地球物理雕刻体中没有体现,因此缝洞体的连接关系与实际存在差异。该技术通过“抓大放小”提

高了计算速度,可以满足动态分析的需求,但在精度上并不能替代数值模拟技术。利用该技术反演的缝洞关键特征参数可作为建模数模的参考,以提高模拟精度。

5 结论

(1) 创建缝洞型油藏节点网络模型表征方法。缝洞体根据非均质性和形状差异用一个或多个彼此相连的节点表征,节点类似于有属性的“质点”,其属性是控制区域内缝洞体属性(位置、孔隙度、储量等)的综合反映;断裂/裂缝用多个节点连接的“面”表征,流体在节点间的“边”内流动,并形成节点网络模型自动生成方法。

(2) 建立基于节点网络模型的开发指标计算方法。节点主要体现“储集”功能,边主要体现“传输”功能,用渗透率或综合传导率表征传输能力,采用拟相渗曲线表征不同缝洞结构下的油水两相流动,基于节点网络模型的两相流动数学模型,采用改进的牛顿迭代法、压力与饱和度解耦等方法,实现高效求解,计算结果吻合度超过93%。

(3) 形成缝洞关键特征参数反演方法。基于拉丁超立方抽样,通过蒙特卡罗模拟确定缝洞关键特征参数概率分布,以均值作为反演结果,研制了缝洞关键特征参数动态反演软件模块。

(4) 基于节点网络模型的缝洞型油藏动态描述技术在塔河油田多个井区单元进行应用验证,结果显示该技术反演的缝洞关键特征参数具有较高精度,能够满足动态分析的需求,且能对每个缝洞体的动用状况进行评价,提高了措施建议的针对性,在矿场有较好的应用前景,同时也可作为缝洞型油藏精细数值模拟技术的有益补充。

符号注释: $C_{v,i}$ —节点 i 综合压缩系数, MPa^{-1} ; D_{ij} —节点 i 和节点 j 的高度差, m ; g —重力加速度, m/s^2 ; K_{roij} 、 K_{rwi} —节点 i 和节点 j 间油、水的拟相对渗透率; n —与节点 i 连接的节点数; p_i 、 p_j —节点 i 、节点 j 内的流体压力, MPa ; $q_{o,i}(t)$ —节点 i 流出/流入油量, m^3/d ; $q_{w,i}(t)$ —节点 i 流出/流入水量, m^3/d ; S_{wc} 、 S_{oc} —滞留水饱和度和滞留油饱和度; T_{ij} —节点 i 和节点 j 之间边的传导率, m^3 ; $V_{p,i}$ —节点 i 孔隙体积, m^3 ; β —节点 i 、 j 间驱动压差方向与重力方向的夹角余弦; ρ_{ij} —节点 i 和节点 j 间边内油水混合流体密度, kg/m^3 ; μ_o 、 μ_w —油和水的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

参考文献

- [1] 李阳,康志江,薛兆杰,等. 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发,2018,45(4):669-678.
LI Yang, KANG Zhijiang, XUE Zhaojie, et al. Theories and prac-

- tices of carbonate reservoirs development in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 669-678.
- [2] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 115-121.
LI Yang. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe oilfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 115-121.
- [3] 鲁新便, 胡文革, 汪彦, 等. 塔河地区碳酸盐岩断溶体油藏特征与开发实践[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(3): 347-355.
LU Xinbian, HU Wenge, WANG Yan, et al. Characteristics and development practice of fault-karst carbonate reservoirs in Tahe area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(3): 347-355.
- [4] 康志江, 李阳, 计秉玉, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率关键技术[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(2): 434-441.
KNAG Zhijiang, LI Yang, JI Bingyu, et al. Key technologies for EOR in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(2): 434-441.
- [5] 郑松青, 杨敏, 康志江, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后剩余油分布主控因素与提高采收率途径[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(4): 746-754.
ZHENG Songqing, YANG Min, KANG Zhijiang, et al. Controlling factors of remaining oil distribution after water flooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe oilfield[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(4): 746-754.
- [6] 杨德彬, 何新明, 张恒, 等. 塔河油田主体区奥陶系表层岩溶带智能识别及缝洞发育规律[J]. *石油学报*, 2014, 45(2): 374-389.
YANG Debin, HE Xinming, ZHANG Heng, et al. Intelligent identification of Ordovician epikarst zones and development laws of fractures and vugs in the main area of Tahe oilfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 45(2): 374-389.
- [7] 黄渊, 段太忠, 樊太亮, 等. 塔河地区寒武纪碳酸盐岩台地沉积演化史与成因机制——来自地层沉积正演模拟的启示[J]. *石油学报*, 2022, 43(5): 617-636.
HUANG Yuan, DUAN Taizhong, FAN Tailiang, et al. Depositional evolution history and formation mechanism of Cambrian carbonate platforms in Tahe area: insights from stratigraphic forward modelling[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(5): 617-636.
- [8] 李阳, 范智慧. 塔河奥陶系碳酸盐岩油藏缝洞系统发育模式与分布规律[J]. *石油学报*, 2011, 32(1): 101-106.
LI YANG, FAN Zhihui. Developmental pattern and distribution rule of the fracture-cavity system of Ordovician carbonate reservoirs in the Tahe oilfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(1): 101-106.
- [9] 李阳, 金强, 钟建华, 等. 塔河油田奥陶系岩溶分带及缝洞结构特征[J]. *石油学报*, 2016, 37(3): 289-298.
LI Yang, JIN Qiang, ZHONG Jianhua, et al. Karst zonings and fracture-cave structure characteristics of Ordovician reservoirs in Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(3): 289-298.
- [10] 鲁新便, 杨敏, 汪彦, 等. 塔里木盆地北部“层控”与“断控”型油藏特征——以塔河油田奥陶系油藏为例[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(4): 461-469.
LU Xinbian, YANG Min, WANG Yan, et al. Geological characteristics of ‘strata-bound’ and ‘fault-controlled’ reservoirs in the northern Tarim Basin: taking the Ordovician reservoirs in the Tahe oil field as an example[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(4): 461-469.
- [11] 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.
- [12] 金强, 田飞. 塔河油田岩溶型碳酸盐岩缝洞结构研究[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 37(5): 15-21.
JIN Qiang, TIAN Fei. Investigation of fracture-cave constructions of karsted carbonate reservoirs of Ordovician in Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2013, 37(5): 15-21.
- [13] 赵辉, 李伯英, 周玉辉, 等. 基于高速非达西渗流的断溶体油藏连通性预测模型[J]. *石油学报*, 2022, 43(7): 1026-1034.
ZHAO Hui, LI Boying, ZHOU Yuhui, et al. A connectivity prediction model for fault-karst reservoirs based on high-speed non-Darcy flow[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(7): 1026-1034.
- [14] 姜晓宇, 宋涛, 甘利灯, 等. 全方位叠前道集在花岗岩基岩潜山缝洞型储层预测中的应用——以乍得 Bongor 盆地 Baobab 潜山为例[J]. *石油学报*, 2022, 43(7): 969-976.
JIANG Xiaoyu, SONG Tao, GAN Lideng, et al. Application of full-azimuth prestack gathers in the prediction of fractured-vuggy reservoirs of granite bedrock buried hills: a case study of Baobab buried hill in Bongor Basin, Chad[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(7): 969-976.
- [15] 刘宝增, 漆立新, 李宗杰, 等. 顺北地区超深层断溶体储层空间雕刻及量化描述技术[J]. *石油学报*, 2020, 41(4): 412-420.
LIU Baozeng, QI Lixin, LI Zongjie, et al. Spatial characterization and quantitative description technology for ultra-deep fault-karst reservoirs in the Shunbei area[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(4): 412-420.
- [16] 武宏亮, 刘鹏, 伍丽红, 等. 碳酸盐岩储层井旁缝洞体反射横波提取方法[J]. *石油学报*, 2021, 42(10): 1337-1345.
WU Hongliang, LIU Peng, WU Lihong, et al. Extraction method of reflected S-wave near borehole in carbonate fracture-cavity reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(10): 1337-1345.
- [17] 云露, 邓尚. 塔里木盆地深层走滑断裂差异变形与控储控藏特征——以顺北油气田为例[J]. *石油学报*, 2022, 43(6): 770-787.
YUN Lu, DENG Shang. Structural styles of deep strike-slip faults in Tarim Basin and the characteristics of their control on reservoir formation and hydrocarbon accumulation: a case study of Shunbei oil and gas field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(6): 770-787.
- [18] 中华人民共和国自然资源部. 碳酸盐岩油气藏缝洞体雕刻法资源储量估算规范: DZ/T 0332—2020[S]. 北京: 地质出版社, 2020.
Ministry of Natural Resources, People's Republic of China. Regulation

- lation of fracture-cavity space delineation carbonate reserves estimation; DZ/T 0332-2020[S]. Beijing: Geology Press, 2020.
- [19] 计秉玉. 对油气藏工程研究方法发展趋势的几点认识[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1774-1778.
JI Bingyu. Some understandings on the development trend in research of oil and gas reservoir engineering methods[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1774-1778.
- [20] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2011.
LI Chuanliang. Principle of reservoir engineering[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [21] 姜汉桥, 姚军, 姜瑞忠. 油藏工程原理与方法[M]. 2版. 东营: 中国石油大学出版社, 2006.
JIANG Hanqiao, YAO Jun, JIANG Ruizhong. Principle and method of reservoir engineering[M]. 2nd ed. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006.
- [22] 郑松青, 崔书岳, 牟雷. 缝洞型油藏物质平衡方程及驱动能量分析[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1): 64-67.
ZHENG Songqing, CUI Shuyue, MU Lei. Material balance equation and driving energy analysis of fracture-cave oil reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25(1): 64-67.
- [23] 顾浩, 郑松青, 张冬丽, 等. 超深油藏物质平衡方程修正及应用[J]. 石油学报, 2022, 43(11): 1623-1631.
GU Hao, ZHENG Songqing, ZHANG Dongli, et al. Modification and application of material balance equation for ultra-deep reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(11): 1623-1631.
- [24] 徐燕东. 串珠状缝洞型储层油藏产能指示曲线解析[J]. 油气井测试, 2023, 32(6): 65-71.
XU Yandong. Analysis of productivity indicator curves for bead-shaped fractured-vuggy oil reservoirs[J]. Well Testing, 2023, 32(6): 65-71.
- [25] 曹立迎, 林会喜, 曹飞, 等. 基于数值试井的断溶体油藏储集体动态表征[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(6): 150-159.
CAO Liying, LIN Huixi, CAO Fei, et al. Dynamic characterization of reservoir spaces in fault-karst reservoir based on numerical well testing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 150-159.
- [26] 杨敏, 龙喜彬, 潜欢欢, 等. 塔河缝洞型油藏试井曲线特征及储集体识别[J]. 油气井测试, 2020, 29(3): 64-70.
YANG Min, LONG Xibin, QIAN Huanhuan, et al. Well test curves and identification of fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield[J]. Well Testing, 2020, 29(3): 64-70.
- [27] 李婉真. 缝洞型碳酸盐岩油藏动态描述技术与应用——以哈拉哈塘油田为例[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020.
LI Wanzen. Dynamic description technology and application of fracture-cavity carbonate reservoir: take the Halahatang oilfield as an example[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2020.
- [28] BUADES A, COLL B, MOREL J M. A review of image denoising algorithms, with a new one[J]. Multiscale Modeling & Simulation, 2005, 4(2): 490-530.
- [29] KARIMI-FARD M, DURLOFSKY L J, AZIZ K. An efficient discrete-fracture model applicable for general-purpose reservoir simulators[J]. SPE Journal, 2004, 9(2): 227-236.
- [30] BERTSEKAS D P. Projected newton methods for optimization problems with simple constraints[J]. SIAM Journal on Control and Optimization, 1982, 20(2): 221-246.
- [31] STÜBEN K, CLEES T, KLIE H, et al. Algebraic multigrid methods (AMG) for the efficient solution of fully implicit formulations in reservoir simulation[R]. SPE 105832, 2007.
- [32] WANG Baohua, WU Shuhong, HAN Dakuang, et al. Block compressed storage and computation in the large-scale reservoir simulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 495-500.
- [33] LOH W L. On Latin hypercube sampling[J]. The Annals of Statistics, 1996, 24(5): 2058-2080.
- [34] ASKEW A J, YEH W W G, HALL W A. Use of Monte Carlo techniques in the design and operation of a multipurpose reservoir system[J]. Water Resources Research, 1971, 7(4): 819-826.

(收稿日期 2024-02-29 改回日期 2024-07-03 编辑 王培玺)