

# 论古岩溶洞穴型储层三维地质建模

——以塔河油田四区奥陶系储层为例

马晓强<sup>1,2)</sup>, 侯加根<sup>1,2)</sup>, 胡向阳<sup>3)</sup>, 刘钰铭<sup>1,2)</sup>, 邹婧芸<sup>1,2)</sup>, 赵彬<sup>4)</sup>

1) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249;

2) 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京, 102249;

3) 中国石化石油勘探开发研究院, 北京, 100191; 4) 长江大学地球物理与石油资源学院, 湖北荆州, 434023

**内容提要:**古岩溶洞穴型储层是一种后期改造形成的特殊碳酸盐岩储层, 储层发育复杂, 非均质性很强。开展洞穴型储层建模研究对该类储层的三维定量表征以及数值模拟、储量计算等后续工作有重要意义。在古岩溶洞穴型储层成因特征分析的基础上, 针对储层建模的几个关键环节开展了讨论, 包括建模策略、模拟随机性控制方法以及数学方法等方面。并以塔河油田四区奥陶系储层为例进行了实践应用, 在地貌分区、岩溶分带的地质框架下, 以井孔数据为基础, 优选能够反映洞穴发育概率的波阻抗反演信息及相干信息作为模拟的井间约束条件, 选取具有趋势的同位协同序贯指示模拟方法整合多类信息建立了洞穴型储层三维地质模型, 并提出了研究区分块设置局部变差函数的思路, 取得了较好的效果。

**关键词:**古岩溶; 洞穴; 储层建模; 塔河油田; 波阻抗; 序贯指示模拟

古岩溶洞穴型储层是一种特殊的碳酸盐岩储层, 其经历了多期构造运动、风化剥蚀及大气水淋滤等, 属于主要由岩溶作用形成的后期改造型储层, 以孔、洞、缝为主要储集空间, 非均质性极强(Choquette and Pray, 1970; Loucks, 1999; 何发岐, 2002; 康玉柱, 2008)。目前, 国内针对洞穴型储层的研究主要集中在塔里木盆地, 塔河油田奥陶系储层就是在加里东—海西期构造抬升背景下主要受近地表岩溶作用以及局部深部热液作用形成的(李会军等, 2010; 乔占峰等, 2011; 朱东亚等, 2012) 此类储层, 储集空间以表生岩溶作用形成的表生洞穴为主(阎相宾, 2002; 肖玉茹等, 2003; 张涛和蔡希源, 2007; 刘伟等, 2010); 钻井中的异常如明显的放空漏失、扩径, 钻时降至极低等, 以及取不上心, 成像测井图像显示等都直接表明地下存在洞穴空间, 在塔河油田, 这种现象的吻合率达 85% 以上(焦方正和翟晓先, 2008a; 焦方正和窦之林, 2008b); 油田多年来的开发实践表明, 塔河油田超过 95% 的油气产量均来自于溶洞型储层, 产液剖面解释中有规模的产液段多是洞穴发育段, 油田“整体部署, 分洞布井, 逐

洞开发, 滚动建产”的开发模式也取得了较好的效果(鲁新便和蔡忠贤, 2010)。本文以塔河油田四区奥陶系油藏为例, 探讨针对古岩溶洞穴型储层的三维地质建模思路与方法, 对该类储层的三维定量表征、精确储量计算及油藏数值模拟等工作来说有重要意义。

## 1 古岩溶洞穴型储层的客观实际

### 1.1 储层发育复杂且随机

与常规的碎屑岩储层不同, 洞穴型储层作为一种岩溶作用形成的“改造型”储层, 其经历了多期的构造、风化剥蚀及淋滤等改造作用, 形成的洞穴尺度差异极大(如 TK409 井中测井识别的溶洞高度达 72 m, 规模较小的溶洞直径不足 10 cm), 不同规模、形态的孔洞在空间上穿层配置组合, 可以说, 洞穴型储层已经丧失了传统意义上“层”的概念(图 1)。此外, 洞穴在纵向及平面上的分布极其随机, 非均质性很强(李阳和范智慧, 2011; 徐微等, 2011), 生产中的表现就是高产区块与低产区块并存, 低产区块中有高产井, 高产区块中有低产井, 即使是相邻的 2 口

注: 本文为国家重点基础研究发展计划(973)课题“碳酸盐岩缝洞型油藏地质模型研究”(编号 2011CB201003)、国家科技重大专项课题“缝洞型碳酸盐岩油藏三维地质建模技术”(编号 2011ZX05014-002)和中国石油大学(北京)科研基金(编号 KYJJ2012-01-19)的成果。

收稿日期: 2012-05-28; 改回日期: 2012-11-30; 责任编辑: 黄敏。

作者简介: 马晓强, 男, 1982 年生。博士研究生, 石油地质专业。Email: xiaoqiang\_ma@sina.com。

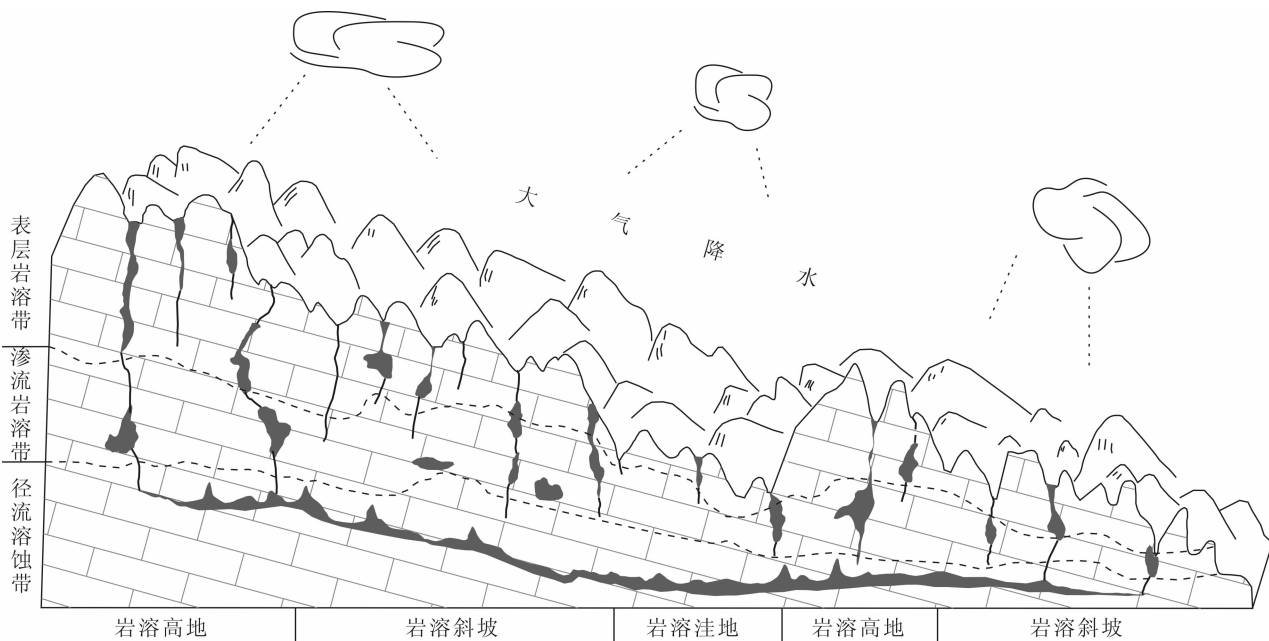


图1 古岩溶洞穴型储层发育样式示意

Fig. 1 Development pattern of palaeokarst cave reservoir

油井,其单井产能也可能差别悬殊。

## 1.2 井孔数据录取状况差

由于钻井钻遇洞穴时常会出现泥浆严重漏失、钻具放空等现象而提前完钻,造成这些溶洞段既无取心资料,又无测井曲线,缺失大量数据,如 S48 井,钻至 5364.3m,发生井漏,强钻至 5367m 完井,5364.3~5365.8m 是放空段,该井在目的层段既无法取心,也无法测井,基本没有可用信息。单井资料缺失的情况给井上洞穴的识别带来了一定的困难,直接影响到建模工作中“硬数据”的获取,进而会在一定程度上放大所建立模型的随机性。另外,岩溶型储层一般埋藏较深(塔河奥陶系储层埋深 5300~6500m),其地震资料品质并不高,即便如此,单井信息的匮乏也决定了我们在地质建模中一定要充分利用“软数据”——地震信息。

## 2 古岩溶洞穴型储层建模研究

考虑塔河油田奥陶系洞穴型储层的实际情况,从建模策略、不确定性约束、建模数学方法 3 个方面进行了针对性的思路及方法分析。

### 2.1 建模策略

目前,针对溶洞建模还没有成熟的思路,但总的改进方向应是以丰富的地质知识为基础,在岩溶地质规律指导下的建模。很多研究者已经开展了类似

工作,如“纵向层系上的岩溶相控”、“储集空间多类型”等建模策略(王根久等,2002;杨辉廷等,2004;张淑品等,2007;赵敏等,2008;赵彬等,2011;侯加根等,2012;鲁新便等,2012),这些都有很好的借鉴意义。已有研究的进步之处是引入了地质规律对建模的干预,如岩溶相控,且都整合了地震信息参与建模,而不足之处是相控模型较粗糙,无法较好地体现洞穴的尺度差异,地震信息整合单一,在算法方面则多是沿用了传统碎屑岩储层的建模算法,没有较好的改进。本文提出了一种更完善的思路,就是将岩溶体系按照古地貌及岩溶带细化区分,优选多种地震属性用于模拟随机性控制,采用协同型的数学方法整合多种模拟参数,并将研究区分块设置局部变差函数,所建模型取得了较好的效果。

### 2.2 模拟随机性控制分析

#### 2.2.1 洞穴发育的背景控制因素

分析洞穴发育的控制因素,目的就是为了实现建模理论中的所谓“成因控制”,为了解析这一问题,引入了岩溶地质理论中的岩溶地貌及岩溶带两个概念,二者均与岩溶水的作用密切相关(任美镔等,1983)。

(1)古地貌背景:碳酸盐岩沉积物为岩溶作用的发生提供了物质基础,而溶蚀改造是形成储集空间的关键作用,因此,从局部来看,碳酸盐岩原始沉

积相带对有效储层发育的影响已非常弱,传统的“沉积相”概念在该类储层建模研究中不适用。塔河地区在加里东—海西运动期,长期处于构造剥蚀状态,也是岩溶强烈发育的阶段。不同地貌条件下,岩溶发育过程是不同的,因为岩溶发育受水活动的影响,而水活动直接受地貌条件(如坡度)的影响,因此,岩溶发育与古地貌是紧密联系在一起的,古地貌对次生孔隙的发育有着重要的影响,控制着次生储集空间的形成与展布(文华国等,2009;王萍等,2011)。岩溶古地貌可根据地势相对高低划分为岩溶高地、岩溶斜坡和岩溶洼地3类二级单元,各单元还可细分为多种次级地貌形态。高地、斜坡、洼地只是一个相对的概念,岩溶高地处于相对高部位,是岩溶、风化作用最为强烈的地区,岩溶水以垂向运动为主,洞穴发育规模不大,但数量多;岩溶斜坡为岩溶高地与岩溶洼地之间的过渡地带,既有垂向渗流,也有近水平径流,水动力活跃,洞穴发育规模较大,有成层性;岩溶洼地是地表水与岩溶水的汇聚区,水动力明显减弱,是沉积物堆积区,次生孔隙欠发育,可以发育暗河(康志宏,2006;尚久靖等,2011)。

(2)岩溶分带:前已述及,洞穴型储层已经丧失了传统意义上“层”的特征,除了地层岩性这个内在因素和区域构造作用外,直接影响岩溶发育的就是水的活动,大气水在渗入地下转为地下水时,其运移方向总是自上而下的,岩溶发育的强度也是自上而下由强变弱的,依据地下水的运动方式及相应的岩溶发育强度,可将单期岩溶自上而下划分为表层岩溶带、渗流岩溶带和径流溶蚀带(任美镠等,1983)。各带洞穴发育特征不同,在表层岩溶带,大气水及地表水的作用范围广,但其在较短时间内就向下转化为垂向渗流,因此,形成一系列数量较多、规模较小的溶洞;在渗流岩溶带中,地下水沿不同尺度的断裂渗滤、溶蚀,运移方向以垂向为主,形成的洞穴以直立的或高角度的为主;在径流溶蚀带,地下水汇集成较强的水平径流,因此容易形成较大规模的近水平发育的洞穴,如地下河管道。

从以上分析可以看出,虽然岩溶洞穴的空间发育特别随机,但在垂向不同岩溶带、平面不同地貌单元内,其发育特征还是有明显差别的,有一定的规律可循。在古地貌分区、岩溶分带的框架下建立模型,能够取得更好的、符合地质实际的结果。

### 2.2.2 洞穴发育的地球物理响应

塔河油田在开发中是以缝洞单元为基础“分洞布井”的,其井网不规则,井距不均匀(井距400~

1000m),相对来说,井网较稀。仅依据井资料进行储层建模研究是不科学的,一定要充分整合利用连续性好的三维地震资料,以降低模拟中的不确定性,弥补单一域数据的不足,而这也正是现代油藏地质建模研究中的一个重要问题(印兴耀和刘永社,2002;陈恭洋等,2012)。

(1)波阻抗反演:碳酸盐岩本身致密坚硬,呈高速度、高密度即高波阻抗特征,当内部发育缝洞时,就会引起速度、密度的降低即波阻抗的降低(温志新等,2008)。在塔河油田,洞穴与波阻抗响应的吻合率很高,以四区为例,统计56口井上识别的81个溶洞所对应的波阻抗重采样数据,结果表明:约87%的洞穴对应的绝对波阻抗值在 $1.0 \times 10^7 \sim 1.6 \times 10^7 \text{ kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$ 区间内,对应度高,因此,波阻抗反演信息是可以作为井间洞穴刻画依据的。但是,波阻抗反演作为一种地震信息,是地下岩石及流体的综合响应,其对地下情况的解释不是唯一的(Gislain and Madiba,2003;黄捍东等,2009),也就是说,洞穴有其相应的波阻抗信息特征,但类似的波阻抗信息特征并不是一定指示溶洞,所以,直接将波阻抗作为一种反映溶洞的确定性信息是不正确的,恰当的做法应是分析洞穴发育与波阻抗信息间的相关关系,将其作为一种概率来使用。

(2)相干属性:岩溶学研究表明岩溶洞穴的形成是一个裂隙—溶隙—溶道—溶洞—洞穴的演化过程(任美镠等,1983),溶洞的形成起始于断裂破碎带,断裂对岩溶发育的控制作用十分明显,有研究者已经提出了“控洞断裂”的概念(周文等,2011)。在塔河,生产实际也证明了这一点,据统计,四区有91%的放空漏失现象出现在断裂附近,区内厚度大

表1 塔里木盆地塔河油田洞穴与断裂的位置关系  
Table1 Positional relationship between caves and faults in the Tahe Oilfield, Tarim Basin

	井名	洞穴厚度(m)	与断裂关系		井名	洞穴厚度(m)	与断裂关系	
1	TK409	73	断裂带及附近	8	TK454	9	断裂带及附近	
2	TK476	44		9	S46	16		
3	T403	65		10	TK434	10		
4	T402	12		11	TK464	10		
5	TK442	14		12	T416	11		
6	TK447	10		13	T444	14		远离断裂
7	TK419	24		14	TK422	14		

于9m的洞穴层,约86%处于大尺度断裂及其附近(表1)。

因此,反映地层不连续性即断裂发育的相干属性(王光付,2008)也可用于降低模拟的随机性(刘钰铭等,2012),靠近断裂的区域,洞穴的发育概率更高,据此同样可以建立洞穴发育与相干信息间的概率关系。

### 2.3 数学方法

目前存在的随机模拟方法有多种,按模拟的实现过程可以分为基于目标的和基于象元的两类,不同的方法有不同的适应性(Journel, 1990; 裘怿楠和贾爱林,2000)。碳酸盐岩洞穴型储层的岩溶洞穴是非层状、非规则的地质体,针对非规则体,基于目标的方法(如示性点过程方法)能达到较好的效果,但是基于目标的方法要求给出量化的地质知识(吴胜和等,1999),如洞穴的长、宽、高等,而从目前的客观实际来看,受限于地震信息固有的分辨率和多解性问题,储层中洞穴的形态规模与地震信息的异常显示之间并没有一个准确的量化关系,也就是说,我们无法提供基于目标的方法所要求的量化的地质知识,因此,该方法难于应用。

在基于象元的方法中,序贯指示模拟(SIS)方法是通过给出一系列的门槛值,将变量进行指示变换,就是一个将原始数据按照不同的门槛值编码成0或1的过程,该方法无需假设原始样本服从正态分布,可以模拟复杂各向异性的地质现象,应用较为简单。不过在经典的序贯指示模拟(SIS)方法中,待模拟目标的概率面向全部网格且各网格均等(Amilcar, 1998),仍有一定的局限性。

## 3 古岩溶洞穴型储层建模实例

塔河油田处于塔里木盆地塔北隆起西南翼的阿克库勒凸起(二级构造单元)斜坡带上(图2),是我国第一个特大型古生界海相碳酸盐岩油田。笔者以塔河油田四区奥陶系油藏为对象,实践了上述思路和方法。塔河油田四区位于油田主体区,面积约57.4km<sup>2</sup>,研究选用钻井76口,以T7<sup>4</sup>面下0~250m地层为目的层,地层模型网格精度为30m×30m×2m,总网格数为14852288个。

### 3.1 随机性控制的实现

#### 3.1.1 岩溶发育规律约束

(1) 古地貌: 首先,要进行古地貌的恢复。古地貌恢复即对现存地层厚度进行一系列校正处理,以尽可能获取原始沉积时的地层厚度,通常从构造

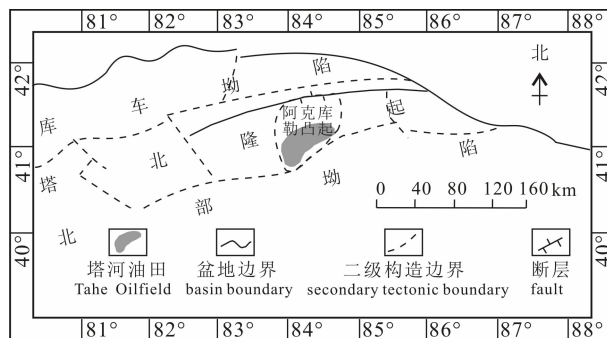


图2 塔里木盆地塔河油田构造位置

Fig. 2 Location features of the Tahe Oilfield, Tarim Basin

及地层两方面入手,常用的方法如印模法(考虑残留厚度和补偿厚度)、回剥法(填平补齐)、沉积学分析及层序地层学方法等(赵俊兴等,2001; 吴丽艳等,2005; 文华国等,2009)。本区奥陶系之上直接被石炭系覆盖,下石炭统巴楚组由下泥岩段、双峰(标准, T5<sup>6</sup>)灰岩段和上泥岩段组成,其中的双峰灰岩段(厚度15~20m)区域上分布广泛且稳定,在地震剖面上易识别追踪,是目前公认的沉积等时界面,且其层位距目标储层(T7<sup>4</sup>)较近,因此被广泛地应用于塔北地区的古地貌恢复;巴楚组的双峰灰岩段及下泥岩段基本是对石炭系沉积前原始地貌的填平补齐,其厚度可以近似地反映海西运动早期奥陶系的埋藏古地貌形态,将其进行层位拉平后,即可作为奥陶系古地形的印模,因此采用印模法进行古地貌恢复(图3)。恢复后的地貌高程差(坡降)约200m(图4),将其中相对较高的部分划分为岩溶高地,相对较低的地方划分为岩溶洼地,二者间的过渡区域划为岩溶斜坡,并建立三维模型(图5)。

对所划分的不同古地貌区域的洞穴钻遇情况及生产井生产特征做了不完全统计(表2),结果符合

表2 塔里木盆地塔河油田不同古地貌内洞穴发育及生产特征

Table 2 Cave development and productivity in different paleogeomorphic area of the Tahe Oilfield, Tarim Basin

古地貌	钻遇洞穴数目(个)	洞穴厚度(m)	生产井		累产	
			井数	比例	产量(×10 <sup>4</sup> t)	比例
高地	70	0.3~70	30	38%	427	63%
斜坡	90	0.37~72	44	55%	244	36%
洼地	14	1~19	5	7%	2	1%

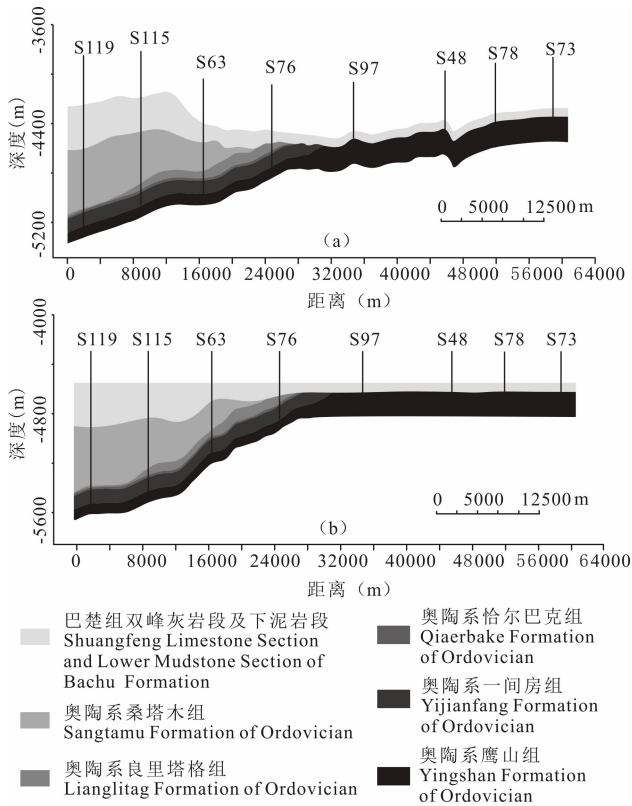


图 3 塔里木盆地塔河油田奥陶系古地貌恢复(印模法, 据中石化勘探开发研究院修改, 2010 年)

Fig. 3 Ordovician paleogeomorphic restoring of the Tahe Oilfield in the Tarim Basin by copying method (after PEPI of SINOPEC, 2010)

(a) 恢复前;(b) 恢复后

(a) before restoring; (b) after restoring

前述的不同地貌岩溶发育特征,证实了古地貌划分的合理性。

由于研究区海西早期构造活动相对稳定,剥蚀量相对较小,鉴于目前地质建模工作中的运算量与精度等问题,古地貌的恢复暂没有考虑其他影响因素,显然,若能够依据更丰富的资料进行剥蚀、压实、构造沉降和古水深等一系列校正,辅以沉积及层序分析,定可得到更精确的古地貌模型,更可进一步划分出溶沟、坡地、残丘等微古地貌单元,针对微古地貌单元分别设置模拟参数,毫无疑问,必会得到最佳的三维地质模型。

(2) 岩溶带: 本区岩溶发育的垂向深度范围大致在自风化壳起向下 245m 内,岩溶作用强度自上而下逐渐减弱。在 4 区井上共识别出 132 个洞穴,总厚度约 1203m,其中距鹰山组顶部不整合面(风化面, T7<sup>4</sup>) 0 ~ 60m 内有 90 个,占总数的 68%, 累计厚

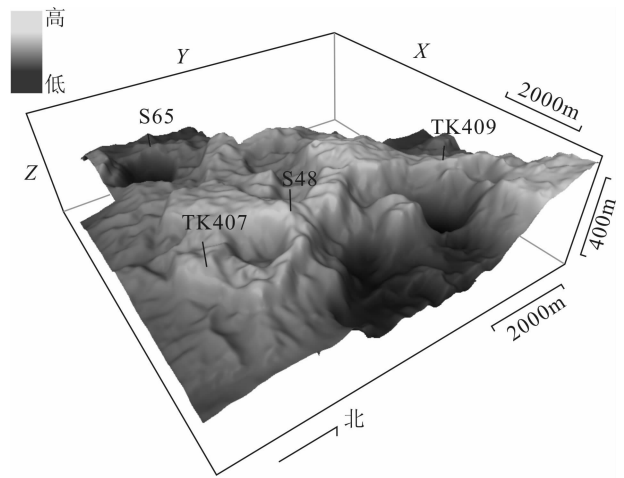


图 4 塔里木盆地塔河油田四区奥陶系古地貌恢复结果(顶面)

Fig. 4 Result of Ordovician paleogeomorphic restoring (top) in the 4th block of the Tahe Oilfield, Tarim Basin

度约 710m, 占总厚度的 59%; 60 ~ 150m 内有 34 个, 占总数的 26%, 累计厚度约 347.39m, 占总厚度的 29%; 150m 以下有 8 个洞穴, 仅占总数的 6%, 但其累计厚度达 145.87m, 占到了总厚度的 12% (地下河管道发育的结果)。这样一个统计结果,符合前述的表层岩溶带、渗流岩溶带和径流溶蚀带的洞穴发育特征,因此,在塔河油田四区,将岩溶储层段划分为 3 个带:表层岩溶带(0 ~ 60m)、渗流岩溶带(60 ~ 150m)和径流溶蚀带(150 ~ 245m),据此建立岩溶带模型(图 6)。统计不同古地貌单元、不同岩溶

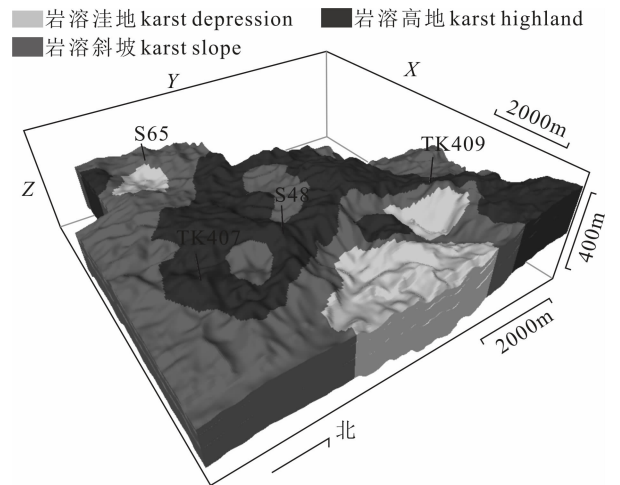


图 5 塔里木盆地塔河油田四区古地貌模型  
Fig. 5 Paleogeomorphic model of the 4th block in the Tahe Oilfield, Tarim Basin

带内洞穴发育概率(图7),此概率关系可用于模拟中洞穴空间发育程度的控制。

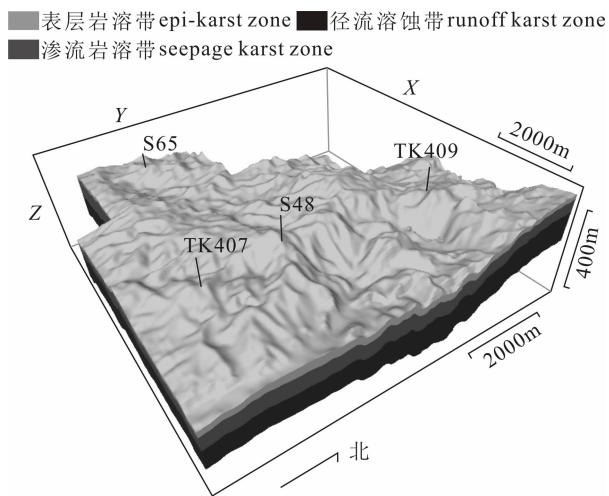


图6 塔河油田四区岩溶带模型

Fig. 6 Karst zone model of the 4th block, Tahe Oilfield

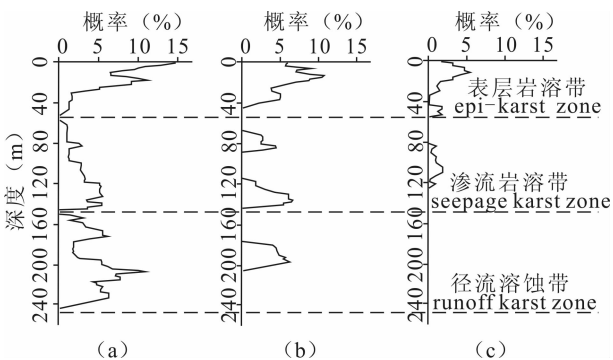


图7 塔河油田四区不同古地貌单元、不同岩溶带内洞穴发育概率

Fig. 7 Development probability of caves in different paleogeomorphic area and karst zones in the 4th block, Tahe Oilfield

(a) 岩溶高地; (b) 岩溶斜坡; (c) 岩溶洼地

(a) karst highland; (b) karst slope; (c) karst depression

### 3.1.2 地球物理信息约束

(1) 波阻抗分析: 将波阻抗反演数据重采样至深度域的网格中,对不同岩溶带、不同古地貌单元内井上识别溶洞与其对应的波阻抗反演数据值进行相关性统计(表3),据此建立洞穴发育概率与波阻抗信息间的定量相关关系。以表层岩溶带为例(图8),该带中,岩溶高地溶洞主要分布于波阻抗值[单位为  $10^7 \cdot (\text{kg}/\text{m}^3) \cdot (\text{m}/\text{s})$ ]大于0.95的区域,溶洞发育概率一般小于30%;岩溶斜坡溶洞主要分布

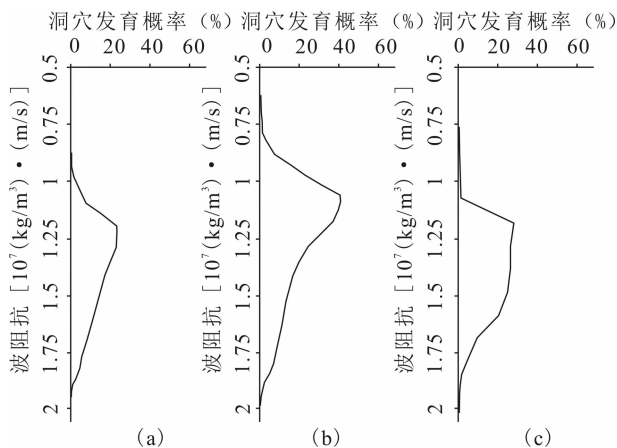


图8 塔河油田四区表层岩溶带波阻抗与溶洞发育概率之间的关系

Fig. 8 Relationship between cave development probability and wave impedance in the epi-karst zone of the 4th block, Tahe Oilfield

(a) 岩溶高地; (b) 岩溶斜坡; (c) 岩溶洼地

(a) karst highland; (b) karst slope; (c) karst depression

于波阻抗值大于0.9的区域,波阻抗值1.05附近溶洞发育概率最高,从1.1之后,溶洞发育概率逐渐降低;岩溶洼地溶洞主要分布于波阻抗大于0.85的区域,在波阻抗值1及1.3附近存在两个溶洞发育概率高值区。此概率相关关系可转化为概率体用于井间洞穴发育模拟约束。

(2) 相干分析: 采用与波阻抗分析类似的方法,统计不同岩溶带、不同古地貌单元内洞穴发育与相干信息间的相关关系。以表层岩溶带为例,相干

表3 塔河油田四区波阻抗信息对应的洞穴发育概率统计

Table 3 Statistics of cave development probability corresponding with wave impedance in 4th block, Tahe Oilfield

岩溶带	地貌单元	波阻抗值 [ $10^7 \cdot (\text{kg}/\text{m}^3) \cdot (\text{m}/\text{s})$ ]	溶洞发育概率 (%)
表层岩溶带	高地	1.025 ~ 1.6	20 ~ 30
	斜坡	0.96 ~ 1.6	10 ~ 30
	洼地	0.9 ~ 1.55	20 ~ 50
渗流岩溶带	高地	1.05 ~ 1.6	20 ~ 40
	斜坡	1.3 ~ 1.5	10 ~ 20
	洼地	1.52 ~ 1.65	10 ~ 55
径流溶蚀带	高地	1.54 ~ 1.61	10 ~ 30
	斜坡	1.5 ~ 1.62	10 ~ 20
	洼地	1.45 ~ 1.6	10 ~ 30

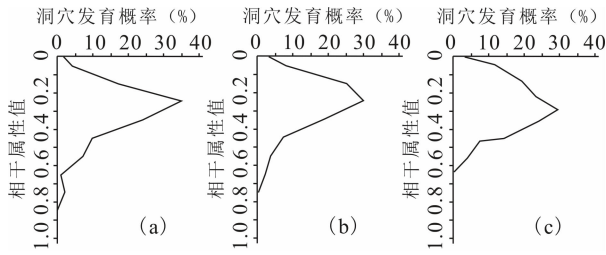


图 9 塔河油田四区表层岩溶带相干信息与洞穴发育概率之间的关系

Fig. 9 Relationship between cave development probability and coherence in the epi-karst zone of the 4th block, Tahe Oilfield

- (a) 岩溶高地; (b) 岩溶斜坡; (c) 岩溶洼地
- (a) karst highland; (b) karst slope;
- (c) karst depression

属性值(无量纲)在 0.2 ~ 0.4 区间时,洞穴发育概率最高,为 25% ~ 35%,不同地貌单元洞穴发育概率峰值对应的相干属性值不同(图 9)。将此相关关系转化为概率数据应用于洞穴模拟的井间约束。

### 3.2 地质统计研究及模型建立

#### 3.2.1 已有算法的扩展

将溶洞视为一种可作为离散变量的“储层相”,采用序贯指示模拟(SIS)方法建立溶洞模型。为了克服前面提到的概率均等的局限性,应用具有趋势的同位协同序贯指示模拟方法(SICoSimTR),对经典 SIS 方法加以改进,SICoSimTR 方法在同位协同指示克里金插值的过程中,可以整合不同岩溶带及古地貌内洞穴发育概率和相干信息反映的溶洞发育概率等信息,为每一个模拟节点提供一个局部概率,

表 4 塔河油田四区东块变差函数参数设置

Table 4 Variogram parameters of the eastern part of the 4th block, Tahe Oilfield

	岩溶带	古地貌	设置参考值			
			主变程方向(°)	主变程(m)	次变程(m)	垂向变程(m)
四区东块	表层岩溶带	高地	NW 315	775.2	458.0	15.1
		斜坡	NW 313	487.6	309.8	8.2
		洼地	NW 316	171.5	94.7	4.9
	渗流岩溶带	高地	NW 316	1076.6	646.8	25
		斜坡	NW 309	915.5	752.1	14
		洼地	NW 312	274	192.4	7.2
径流溶蚀带	高地	NW 316	1004.9	584.0	10.6	
	斜坡	NW 309	873.2	483.5	7.5	
	洼地	NW 312	221.3	192.4	2.8	

此局部概率满足:

$$\sum_{k=1}^K P(u, k) = 1, \forall u$$

式中,  $P(u, k)$  为溶洞  $k$  在位置点  $u$  的概率。还可将波阻抗转化而来的洞穴发育概率体作为模拟的协同变量引入,最终待模拟网格估值为:

$$\begin{aligned} \text{大型溶洞估值} = & \lambda_0 \cdot \text{先验概率}^{\text{约束参数}} + \\ & \sum_{i=1}^{\text{井点样本数}} \lambda_{i[\text{岩溶带, 古地貌}]} \cdot \text{井点硬数据} + \\ & \sum_{j=1}^{\text{井间样本数}} \lambda_{j[\text{岩溶带, 古地貌}]} \cdot \text{井间约束数据} \end{aligned}$$

这样,模拟结果不仅体现了岩溶地质规律在洞穴发育中的控制作用,还整合了有效的地震信息,明显改善了模型效果。

#### 3.2.2 变差函数分析

变差函数是地质统计中反映区域化变量空间变异特征的一个核心工具,目前普遍的做法是对研究区设置同一个变差函数模型,对复杂的地区(如沉积多物源区或改造型储层)来说,这样做有一定的局限性,因此采用设置局部变差函数的思路:首先根据古水系情况将研究区分割成不同块,在不同块内对不同岩溶带、不同古地貌分别进行变差函数设置,这样可以取得更好的模拟效果。但是在研究区块中,不可划分过细,以免块内数据点过少,无法拟合变差函数。

结合四区古地貌,从塔河四区古地下河分布(图 10)来看,地下水系有西北、东北两个主要来向,暗河长 3 ~ 5km,宽 0.3 ~ 0.8km,据此将四区分为东块和西块,以图中虚线为界。东块变差函数主方向为西北,西块变差函数主方向为东北,且东块变程大于西块。而对不同古地貌单元、不同岩溶带来说,依据岩溶发育的程度,岩溶高地和斜坡的变程大于洼地,径流溶蚀带变程大于表层岩溶带和渗流岩溶带。以东块为例,变差函数中关键参数变程的设置如表 4。

#### 3.2.3 建模结果

最终,以 PETREL 软件为平台,建立了塔河油田四区的洞穴型储层三维地质模型(图 11)。

由模型可以直观看到,表层岩溶带储层十分发育,渗流岩溶带次之,洞穴发育横向连续性差,径流溶蚀带洞穴模拟表现出明显的径流特征,呈现近水平的地下河形态,管道特征明显,符合不同岩溶带内洞穴发育规律。岩溶高地大型溶洞最为发育,岩溶斜坡次之,岩溶洼地内洞

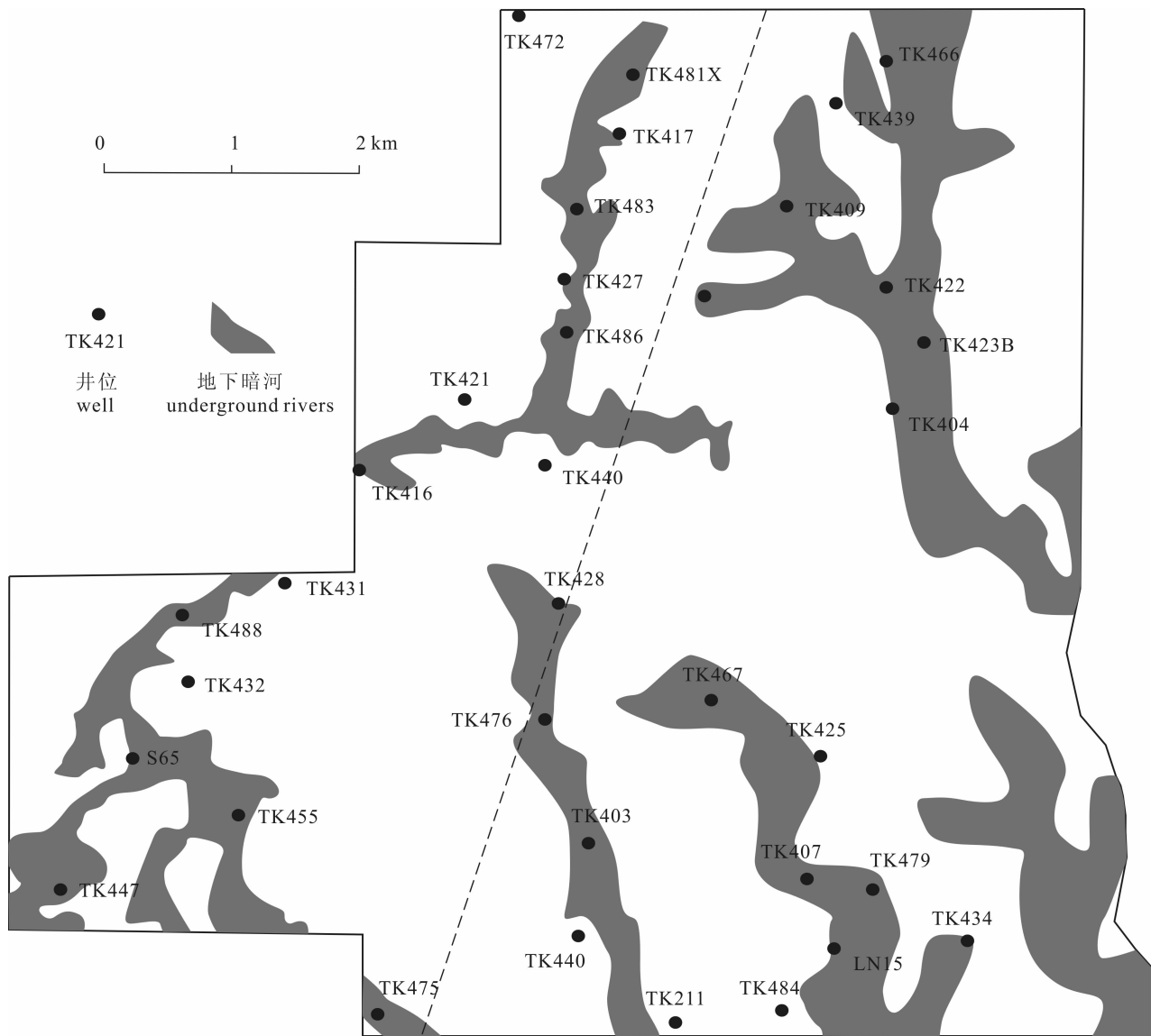


图10 塔河油田四区古地下河分布(据中石化勘探开发研究院2010年资料修改)

Fig. 10 Distribution of ancient underground rivers of the 4th block in the Tahe oilfield (after PEPI of SINOPEC, 2010)

穴发育程度低,符合不同古地貌单元的岩溶发育特征。S48缝洞单元是区内产能最大,累产最高的单元,模型中显示S48井周围储层非常发育,这与生产实际也是吻合的。

#### 4 结论

(1) 洞穴型储层空间发育随机复杂,预测难度大,但其发育仍表现出一定的分区、分带性,在古地貌区分、岩溶带划分的框架下,开展洞穴型储层建模工作,加强了岩溶地质规律对模拟的干预,改善了模拟效果。

(2) 塔河油田洞穴型储层的客观实际要求我们

加强研究中的多类多尺度数据综合使用,以弥补井孔数据缺乏的情况。地震波阻抗反演及相干数据能够较好地反映洞穴发育状况及发育概率,整合波阻抗反演及相干信息的建模思路更科学有效。

(3) 选取具有趋势的同位协同序贯指示模拟方法(SICoSimTR),用同位协同指示克里金代替了指示克里金求取条件累积概率分布函数,有效整合了井点确定性信息及井间概率信息,并设置局部变差函数,使模拟结果即忠实于井点硬数据,也符合井间溶洞发育概率,取得了较好的效果。

储层建模是现代油藏描述的一个关键环节,建立的模型科学与否,不仅取决于研究人员对数学方



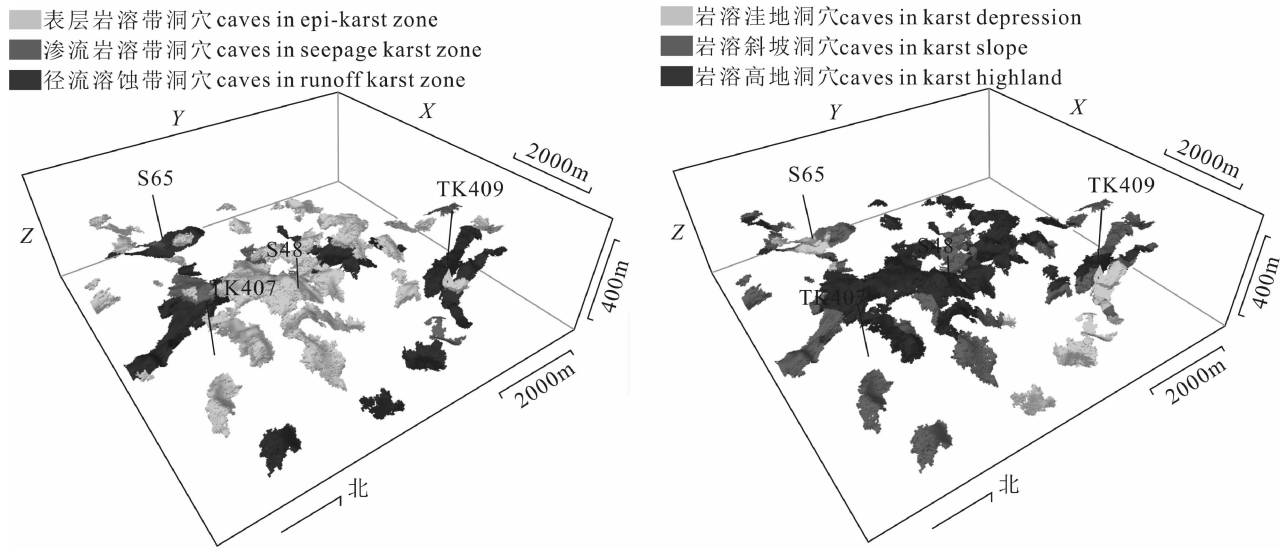


图 11 塔河油田四区奥陶系古岩溶洞穴型储层模型

Fig. 11 3D model of Ordovician palaeokarst cave reservoir of the 4th block in the Tahe Oilfield

(a) 按不同岩溶带展示;(b) 按不同古地貌展示

(a) caves displaying by different karst zone; (b) caves displaying by different ancient paleogeomorphic

法的理解和对软件的熟练使用,更依赖着人对地下情况的了解。岩溶洞穴型储层建模是一项难度极大的工作,每个环节都影响着模拟实现的精度,要获得更逼近地下实际的模型,除了对建模思路、方法、算法的进一步深入研究外,借助原型模型完善洞穴型储层地质知识库的工作将有着关键意义。

**致谢:** 诸位审稿专家及编辑在论文修改过程中提出了很好的意见和建议,笔者受益匪浅,在此对审稿专家和编辑老师的辛勤劳动表示诚挚的谢意。

### 注 释 / Note

① 中国石油大学(北京).2010.973 课题“碳酸盐岩缝洞型油藏地质模型研究”(2011CB201003)内部研究报告.北京:中国石油大学(北京),30~70.

### 参 考 文 献 / References

陈恭洋,胡勇,周艳丽,罗东红,梁卫,张伟.2012.地震波阻抗约束下的储层地质建模方法与实践.地质前缘,19(2):67~73.  
何发岐.2002.碳酸盐岩地层中不整合一岩溶风化壳油气田——以塔里木盆地塔河油田为例.地质论评,48(4):391~397.  
侯加根,马晓强,刘钰铭,赵彬.2012.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.地质前缘,19(2):59~66.  
黄捍东,张如伟,赵迪,王光付.2009.塔河奥陶系碳酸盐岩缝洞预测.石油地球物理勘探,44(2):213~218.  
焦方正,窦之林.2008.塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究与实践.北京:石油工业出版社,61~70.  
焦方正,翟晓先.2008.海相碳酸盐岩非常规大油气田——塔河油

田勘探研究与实践.北京:石油工业出版社,136~137.  
康玉柱.2008.中国古生代碳酸盐岩古岩溶储集特征与油气分布.天然气工业,28(6):1~12.  
康志宏.2006.塔河碳酸盐岩油藏岩溶古地貌研究.新疆石油地质,27(5):522~525.  
李会军,丁勇,周新桂,张林炎,张文才.2010.塔河油田奥陶系海西早期、加里东中期岩溶对比研究.地质论评,56(3):413~425.  
李阳,范智慧.2011.塔河奥陶系碳酸盐岩油藏缝洞系统发育模式与分布规律.石油学报,32(1):101~106.  
刘伟,罗平,顾家裕,周刚.2010.塔里木盆地西克尔地区古岩溶储层露头表征.地质学报,84(8):1215~1222.  
刘钰铭,侯加根,胡向阳,马晓强,赵彬,齐得山.2012.塔河油田古岩溶储集体三维建模.中国石油大学学报(自然科学版),36(2):34~44.  
鲁新便,蔡忠贤.2010.缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统与油气开发——以塔河碳酸盐岩缝洞型油藏为例.石油与天然气地质,31(1):22~27.  
鲁新便,赵敏,胡向阳,金意志.2012.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.石油实验地质,34(2):193~198.  
乔占峰,沈安江,邹伟宏,张丽娟,倪新锋,朱永峰.2011.断裂控制的非暴露型大气水岩溶作用模式——以塔北英买2构造奥陶系碳酸盐岩储层为例.地质学报,85(12):2070~2083.  
裘伟楠,贾爱林.2000.储层地质模型10年.石油学报,21(4):101~104.  
任美镔,刘振中,王飞燕.1983.岩溶学概论.北京:商务印书馆,3~33.  
尚久靖,李国蓉,吕艳萍,汤宏伟,郝帅.2011.微古地貌描述及对岩溶储层发育预测的指示意义——以塔河2区为例.四川地质学报,31(2):223~227.  
王根久,王桂宏,余国义,杨荣婧,孙爱.2002.塔河碳酸盐岩油藏

- 地质模型. 石油勘探与开发, 29(1): 109~111.
- 王光付. 2008. 碳酸盐岩溶洞型储层综合识别及预测方法. 石油学报, 29(1): 47~51.
- 王萍, 袁向春, 李江龙, 胡向阳, 谢丽慧. 2011. 塔河油田4区古地貌对储层分布的影响. 石油与天然气地质, 32(3): 382~387.
- 温志新, 王红漫, 漆立新, 于兴河. 2008. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩储层预测研究. 地质前缘, 15(1): 94~100.
- 文华国, 郑荣才, 沈忠民, 胡忠贵, 李伟, 张志杰. 2009. 四川盆地东部黄龙组古岩溶地貌研究. 地质论评, 55(6): 816~827.
- 吴丽艳, 陈春强, 江春明, 晏佳, 李华, 杨晓东. 2005. 浅谈我国油气勘探中的古地貌恢复技术. 石油天然气学报, 27(4): 559~560, 586.
- 吴胜和, 金振奎, 黄钊钊. 1999. 储层建模. 北京: 石油工业出版社, 9~91.
- 肖玉茹, 何峰煜, 孙义梅. 2003. 古洞穴型碳酸盐岩储层特征研究——以塔河油田奥陶系古洞穴为例. 石油与天然气地质, 24(1): 75~80.
- 徐微, 陈冬梅, 赵文光, 蔡忠贤, 林忠民. 2011. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏溶洞发育规律. 海相油气地质, 16(2): 34~41.
- 阎相宾. 2002. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征. 石油与天然气地质, 23(3): 262~265.
- 杨辉廷, 江同文, 颜其彬, 李敏. 2004. 缝洞型碳酸盐岩储层三维地质建模方法初探. 大庆石油地质与开发, 23(4): 11~16.
- 印兴耀, 刘永社. 2002. 储层建模中地质统计学整合地震数据的方法及研究进展. 石油地球物理勘探, 37(4): 423~430.
- 张淑品, 陈福利, 金勇. 2007. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩储集层三维地质建模. 石油勘探与开发, 34(2): 175~180.
- 张涛, 蔡希源. 2007. 塔河地区加里东中期古岩溶作用及分布模式. 地质学报, 81(8): 1125~1134.
- 赵彬, 侯加根, 刘钰铭. 2011. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩溶洞型储层三维地质建模与应用. 石油天然气学报, 33(5): 12~16.
- 赵俊兴, 陈洪德, 时志强. 2001. 古地貌恢复技术方法及其研究意义——以鄂尔多斯盆地侏罗纪沉积前古地貌研究为例. 成都理工大学学报, 28(3): 260~266.
- 赵敏, 康志宏, 刘洁. 2008. 缝洞型碳酸盐岩储集层建模与应用. 新疆石油地质, 29(3): 318~320.
- 周文, 李秀华, 金文辉, 赵志超, 周秋媚. 2011. 塔河奥陶系油藏断裂对古岩溶的控制作用. 岩石学报, 27(8): 2340~2348.
- 朱东亚, 孟庆强, 胡文璋, 金之钧. 2012. 塔里木盆地深层寒武系地表岩溶型白云岩储层及后期流体改造作用. 地质论评, 58(4): 691~701.
- Amilcar S. 1998. Sequential indicator simulation with correction for local probabilities. Mathematical geology, 30(6): 761~765.
- Choquette P W, Pray L C. 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. AAPG, 54: 207~250.
- Gislain B, Madiba G A. 2003. Seismic impedance inversion and interpretation of a gas carbonate reservoir in the Alberta Foothills, western Canada. Geophysics, 68(5): 1460~1469.
- Journel A G. Geostatistics for reservoir characterization, SPE 20750.
- Robert G L. 1999. Paleocave carbonate reservoirs: origins, burial-depth modifications, spatial complexity, and reservoir implications. AAPG Bulletin, 83(11): 1795~1834.

## Discussion on 3D Geological Modeling of Palaeokarst Cave Reservoir: a Case Study on Ordovician Reservoir of the 4th Block in the Tahe Oilfield

MA Xiaoqiang<sup>1,2)</sup>, HOU Jiagen<sup>1,2)</sup>, HU Xiangyang<sup>3)</sup>, LIU Yuming<sup>1,2)</sup>, ZOU Jingyun<sup>1,2)</sup>, ZHAO Bin<sup>4)</sup>

1) College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing, 102249;

2) State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing, 102249;

3) Petroleum Exploration and Production Institute, SINOPEC, Beijing, 100191;

4) School of Geophysics and Oil Resources, Yangtze University, Jingzhou, Hubei, 434023

**Abstract:** Palaeokarst cave reservoir is a kind of special carbonate reservoir which is remoulded, and development of this reservoir is complex, having strong heterogeneity. It's significant for the 3D quantitative characterization, numerical simulation, reserve calculation etc. to carry out the modeling of palaeokarst cave reservoir. Through the analysis of objective reality of Ordovician palaeokarst cave reservoir in the Tahe oilfield, several key steps in reservoir modeling, such as modeling strategy, simulation randomness control and mathematical algorithm etc. were discussed. And taking the Ordovician reservoir of the 4th block in the Tahe oilfield as an example, under the geological framework of vertical karst zoning and planar paleogeomorphic division, based upon the borehole data, optimizing wave impedance and coherence attribute which can reflect development probability of caves as cross well constraints, the 3D geological model of palaeokarst cave reservoir is built by using the method of collaborative sequential indicator simulation with a trend to integrate multi-information, and thought of local variogram setting is proposed and achieves good results.

**Key words:** palaeokarst; cave; reservoir modeling; Tahe oilfield; wave impedance; sequential indicator simulation