

文章编号: 1000-0747(2018)04-0669-10 DOI: 10.11698/PED.2018.04.12

# 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践

李阳<sup>1</sup>, 康志江<sup>2</sup>, 薛兆杰<sup>1</sup>, 郑松青<sup>2</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司, 北京 100728; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05014)

**摘要:** 针对中国碳酸盐岩油气田成藏模式多样、构造复杂、储集层差异大的特点, 跟踪分析了中国 20 世纪 50 年代以来的开发技术攻关实践, 系统总结了所形成的碳酸盐岩油气藏开发理论与实践, 分析了其适应性与存在问题, 在此基础上提出了未来的发展方向及思路。中国碳酸盐岩油气藏开发主要形成了: ①碳酸盐岩储集层的成因机制、复杂介质复合流动机理理论; ②以地球物理描述、离散缝洞建模方法为核心的储集体识别和描述技术; ③自由流-渗流耦合的数值模拟方法及试井分析技术; ④空间结构井网设计、变强度注水和堵水封窜为核心的注水开发和氮气单井吞吐提高采收率技术; ⑤钻完井、酸化压裂增产技术。进一步实现碳酸盐岩油气藏高效开发, 需要开展 4 个方面的攻关: ①发展更高精度的复杂储集层描述技术; ②研发多途径的油气藏提高采收率技术; ③完善和发展超深层碳酸盐岩钻井、酸化压裂改造方法, 大幅降低工程成本; ④加强信息技术、大数据技术、云计算、人工智能与油气藏开发的融合, 实现油田开发的智能化。图 5 表 1 参 46

**关键词:** 碳酸盐岩油气藏; 储集层; 流体复合流动; 注水注气; 酸化压裂; 提高采收率

中图分类号: TE34

文献标识码: A

## Theories and practices of carbonate reservoirs development in China

LI Yang<sup>1</sup>, KANG Zhijiang<sup>2</sup>, XUE Zhaojie<sup>1</sup>, ZHENG Songqing<sup>2</sup>

(1. China Petroleum &amp; Chemical Corporation, Beijing 100728, China; 2. Petroleum Exploration &amp; Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Carbonate reservoirs in China have the characteristics of diversified accumulation pattern, complex structure and varying reservoir conditions. Concerning these characteristics, this article tracks the technical breakthroughs and related practices since the 1950s, summarizes the developed theory and technologies of carbonate reservoir development, analyzes their adaptability and problems, and proposes their development trend. The following theory and technologies have come into being: (1) carbonate reservoir formation mechanisms and compound flow mechanisms in complex medium; (2) reservoir identification and description technologies based on geophysics and discrete fracture-vuggy modeling method; (3) well testing analysis technology and numerical simulation method of coupling free flow and porous media flow; (4) enhanced oil recovery techniques for nitrogen single well huff and puff, and water flooding development techniques with well pattern design in spatial structure, changed intensity water injection, water plugging and channel blocking as the core; (5) drilling and completion techniques, acid fracturing techniques and its production increasing techniques. To realize the efficient development of carbonate oil and gas reservoirs, researches in four aspects need to be done: (1) complex reservoir description technology with higher accuracy; (2) various enhanced oil recovery techniques; (3) improving the drilling method and acid fracturing method for ultra-deep carbonate reservoir and significantly cutting engineering cost; (4) strengthening the technological integration of information, big data, cloud computation, and artificial intelligence in oilfield development to realize the smart development of oilfield.

**Key words:** carbonate reservoir; reservoir formation; compound flow; water flooding; gas flooding; acid fracturing stimulation; enhanced oil recovery

引用: 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 practices of carbonate reservoirs development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 669-678.

## 0 引言

碳酸盐岩油气藏在全球油气资源中占有极为重要

的地位。据 IHS 公司统计, 碳酸盐岩油气资源量约占全球油气资源量的 70%, 探明可采储量约占 50%, 产量约占 60%。碳酸盐岩油气藏广泛分布于北美、中东、

中亚等地区,主要类型有生物礁、颗粒滩、白云岩和风化壳类,通常规模较大,埋深小于 3 000 m,主要集中在侏罗系、白垩系和新近系,以孔隙型介质为主。国外碳酸盐岩油气藏多基于连续介质理论进行开发设计;在钻完井及工程工艺方面,主要发展了复杂结构井等一系列技术来提高产量和采收率。

中国碳酸盐岩油气资源也十分丰富,据 2015 年全国油气资源动态评价结果,石油地质资源量为  $340 \times 10^8$  t,天然气地质资源量为  $24.3 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,分别占油气资源总量的 27.0%和 26.9%。近年来,随着塔河油田、普光气田、安岳气田等碳酸盐岩油气田的开发,天然气、原油产量快速增长,成为中国油气勘探开发和油气增储上产的重要领域。

与其他国家碳酸盐岩油气藏相比,中国碳酸盐岩油气藏地质时代老、埋藏深、经过多期构造运动改造,油藏以裂缝-孔隙型、缝洞型为主,气藏以孔隙型礁滩白云岩为主,开发难度更大。经过几代开发工作者的研究和探索,在不同类型碳酸盐岩储集体成因机制、流体复合流动机理及表征等方面取得了新的进展,形成了超深层地球物理描述、离散地质建模、超深层复杂结构井、深层大规模储集层改造、注水注气提高采收率等技术<sup>[1-4]</sup>,发展和丰富了碳酸盐岩开发理论与技术体系。

本文系统总结分析孔隙型、裂缝-孔隙型和缝洞型 3 种碳酸盐岩油气藏开发理论和工程技术发展状况,明确目前存在的挑战,探索下一步技术发展方向,并提出解决思路,为进一步深化碳酸盐岩油气藏开发理论与技术提供借鉴。

## 1 中国碳酸盐岩油气藏主要地质与开发特征

### 1.1 碳酸盐岩油气藏开发历程

中国碳酸盐岩油气田大规模开发始于 20 世纪 50 年代,主要经历了以四川盆地礁滩相油气藏为重点的油气开发阶段(1950—1975 年),以任丘油田为代表的前第三系裂缝潜山油气藏开发阶段(1975—1996 年),以塔河油田为代表的岩溶带缝洞型油气藏开发阶段(1990—2018 年)和以普光、元坝和安岳特大型气田为代表的深层天然气开发阶段(2003—2018 年),至今已有近 70 年的历史。

### 1.2 油气资源分布

截至 2015 年底,中国累计探明碳酸盐岩石油地质储量  $29.34 \times 10^8$  t、天然气储量  $3.37 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup><sup>[5]</sup>,主要分

布在塔里木、四川、渤海湾、鄂尔多斯和珠江口盆地。其中,石油主要分布在塔里木、渤海湾和珠江口盆地;天然气主要分布在四川、鄂尔多斯和塔里木盆地<sup>[6-8]</sup>。

从分布层位看,震旦系到三叠系均有分布,以古生界为主。其中石油主要分布在奥陶系、前震旦系;天然气主要分布在二叠系、三叠系、寒武系和震旦系。

### 1.3 油气藏地质特征

中国碳酸盐岩油气藏呈现“成藏多样化、构造复杂化、储集层差异化”特征。

①地质条件复杂。无论是塔里木盆地奥陶系缝洞型油藏、四川盆地礁滩相气藏,还是渤海湾盆地前第三系潜山油气藏,储集层主要分布在古生界,埋藏普遍较深,一般在 5 000~7 000 m,且都经历了多期构造运动和岩溶叠加改造,既有古生古储油气藏(见图 1),也有新生古储和新生新储油气藏,地质条件极为复杂。

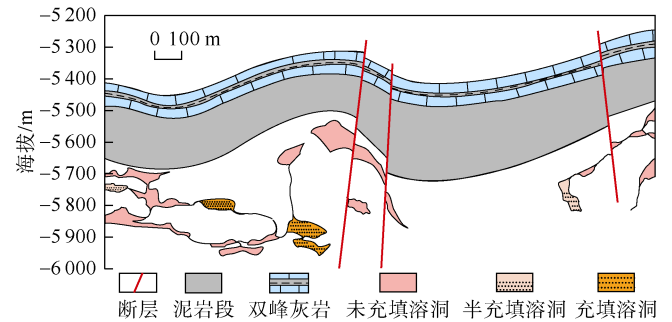


图 1 塔河油田古生古储缝洞型储集层剖面图

②储集层类型多、非均质性强。中国陆上碳酸盐岩储集层油藏以灰岩为主,气藏以白云岩为主。储集空间既有孔隙型,也有裂缝-孔隙型和缝洞型,储集层物性分布差异大,非均质性极强,物性差,孔隙度一般在 2%~6%,基质孔隙度一般小于 2%。国外碳酸盐岩油气藏以孔隙型储集层为主,物性较好,如中东地区碳酸盐岩储集层孔隙度多在 8%~25%<sup>[9]</sup>。

③流体类型及分布复杂多样。中国碳酸盐岩油气藏成藏期次多,不同成藏期有不同的油气相态,导致流体性质与分布复杂多样,既有轻质油,也有重质油,既有干气藏,也有凝析气藏,还有高含 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 的酸性气藏。油气水关系也极为复杂,塔河油田每个缝洞单元都是独立的油水系统;龙岗飞仙关组气藏存在 9 个气水系统,长兴组存在 13 个气水系统,大部分井表现出“一井、一层、一系统”的特征<sup>[10]</sup>。

### 1.4 油气藏开发特征

中国碳酸盐岩油气藏储集空间类型多,气藏多为孔隙型介质,油藏多为裂缝-孔隙型和岩溶缝洞型介质,

流体表现为多种流动形式，大洞、大缝内以自由流为主，小尺度储集空间以渗流为主，开发特征差异大，总体具有以下特征。

①初期产量高，递减快。碳酸盐岩储集空间由孔、洞、缝组成，尺度差异大。对油井而言，开采初期大缝大洞中呈现自由流状态的油气首先被采出，产量较高。但随着压力下降，部分裂缝闭合，粒间孔、晶间孔、微裂缝等小尺度储集空间内油气渗流慢，难以有效补给，产量快速递减。气井的生产与油井基本相似，初期采用降压稳产方式生产，稳产期较短，进入保压降产阶段后，递减较快。

②普遍存在边底水，对产量影响大。对于裂缝-孔隙和岩溶缝洞型油藏而言，边底水易沿裂缝快速侵入，导致油井含水上升快，甚至暴性水淹，产油量下降，采收率低。如塔河油田缝洞体多与底水直接沟通<sup>[11]</sup>，开发过程中约20%的生产井因暴性水淹关井。同样边底水的侵入导致气井出水，产气量快速下降，气藏采收率降低。川东石炭系42个气藏，产水气藏36个，占86%，水侵约降低采收率2%~8%<sup>[12]</sup>；中国碳酸盐岩气藏平均采收率为42.3%，低于致密砂岩气藏（平均采收率约50%），因此控制边底水侵入是该类气藏开发的关键环节。

③油藏注水开发易水窜、采收率低。注入水易沿裂缝突进，一方面波及体积和驱油效率下降，另一方面注入水的分隔屏蔽作用导致剩余油分布更为复杂，提高采收率难度更大。中国25个主要碳酸盐岩油藏原油平均采收率仅为14.4%。

### 1.5 开发中的特殊问题

中国碳酸盐岩油气藏地质条件和开发特征复杂，与中东、北美连续性分布的孔隙型碳酸盐岩油气藏相比，开发中主要有3个方面的特殊问题。

①储集体精细描述困难。碳酸盐岩储集体一方面受多期构造运动的改造，储集介质类型多、成因机制复杂，其分布规律认识难度大；另一方面埋藏深、缝洞配置关系和充填类型多样，平面和纵向分布差异大，储集体识别难度大。超深层碳酸盐岩储集体地震波反射特征复杂、信噪比低、成像精度低<sup>[13-16]</sup>，地球物理技术难以识别和描述储集体空间分布。

②开发指标预测难度大。裂缝-孔隙型和岩溶缝洞型油藏流体流动表现为多孔介质渗流、裂缝介质高速流、洞穴介质自由流多种类型，是一种复杂的耦合流动，基于多孔介质渗流理论的实验和模拟方法不能有效地描述这类复合流动特征，难以准确预测油气田开

发规律及动态指标。

③储量有效动用率及采收率低。碳酸盐岩油气藏储集体离散分布，平面、纵向差异大，非均质性极强，油、气、水关系复杂，单井产量差异大，难以部署合理井网，导致储量有效动用率低；同时，由于大尺度裂缝发育，边底水和注入水易窜，波及程度低，递减快、采收率低。

针对碳酸盐岩油气藏的特殊问题，经70年的努力，中国在该类油气藏开发方面，形成了系统的碳酸盐岩储集体成因机制、流体流动机理等理论体系，研发了储集体描述、地质建模、钻完井、储集层改造、提高采收率等技术系列。

## 2 开发理论

### 2.1 碳酸盐岩储集层成因机制

中国碳酸盐岩储集层包含孔隙型、裂缝-孔隙型和岩溶缝洞型3种类型。孔隙型储集层主要分布在四川盆地，以礁滩相为主；裂缝-孔隙型储集层主要分布在东部地区前第三系断陷盆地，以古潜山为主；岩溶缝洞型储集层主要分布在塔里木盆地和鄂尔多斯盆地，以风化壳及不整合为主。不同类型储集层具有不同的成因机制。

#### 2.1.1 前第三系裂缝-孔隙型潜山储集层

中国东部前第三系断陷盆地普遍发育古潜山油藏，地层经构造运动和风化剥蚀后，再次沉降被新生代沉积层覆盖，其中突起的块体为古潜山。

渤海湾盆地潜山主要为古生界地层，构造演化经历了3个阶段：印支期左行挤压造山形成褶皱；燕山期左行剪切引张断块造山；喜马拉雅期右行剪切拉张潜山定型。

潜山型储集层储集空间主要有3种成因：①潜山构造形成的过程中伴生大量的断层和裂缝；②风化淋滤以及地下水作用，扩大和连通了原有的裂缝孔隙，同时形成大量溶蚀孔洞；③不同层系烃源岩形成的酸性流体和喜马拉雅期热液流体对潜山内幕灰岩、白云岩地层的改造（见图2）。

#### 2.1.2 塔里木盆地岩溶缝洞型储集层

岩溶缝洞型储集层储集空间由缝、洞、孔组成，大洞、大缝发育。塔里木和鄂尔多斯盆地古生界岩溶缝洞型储集层发育，其形成经历多期岩溶作用和后期埋藏改造，主要有风化壳岩溶和断裂溶蚀岩溶2种成因类型。

风化壳型岩溶的发育受地貌单元和岩溶带控制，

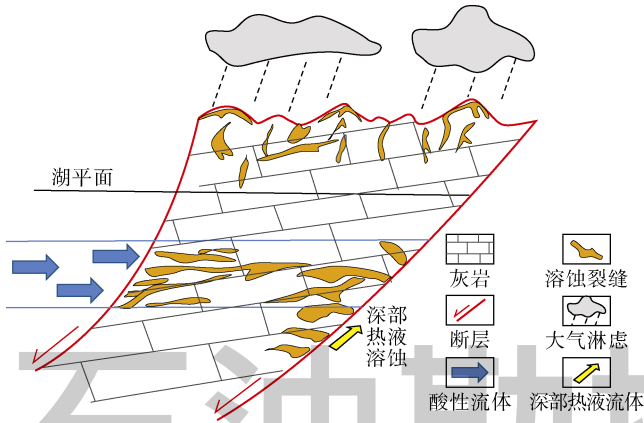


图2 潜山内幕储集层发育模式图

垂向上可划分表层岩溶、垂向渗滤、径流溶蚀和潜流溶蚀 4 个带，其中径流溶蚀带岩溶最发育<sup>[17]</sup>；平面上可分为岩溶台地、岩溶缓坡、岩溶斜坡和岩溶山间盆地 4 种二级地貌单元，进一步可划分出峰丛洼地、溶丘洼地、丘峰洼地等 8 种三级地貌单元，其中峰丛洼地和丘峰洼地岩溶最发育<sup>[18]</sup>。

断裂溶蚀型岩溶是以断裂带为核心发生溶蚀扩大成为油气有利的储集区带，断裂带、构造变形带与岩溶形成较好的匹配关系。按展布形态可划分为条带状、夹心饼状和平板状 3 种类型<sup>[19]</sup>。

塔里木盆地两种类型的岩溶均有发育，风化壳岩溶大面积分布，断裂溶蚀型岩溶呈条带状分布。

### 2.1.3 礁滩孔隙型储集层

孔隙型碳酸盐岩储集层多为颗粒灰岩和白云岩，主要分布在四川盆地，储集层类型为颗粒滩和生物礁 2 种礁滩相。

颗粒滩和生物礁多发育在台地台缘带的高能相带，受构造古隆起的控制，水动力条件较强，台缘带高地及其周缘斜坡部位有利于颗粒礁滩沉积。台内大型洼地周围发育的古高地，也可成为颗粒滩相储集层发育有利区。如川东龙王庙组颗粒滩发育特征受海平面升降变化控制，纵向上表现为多个薄滩体的叠置，单滩体沉积厚度小，下部主要为深水沉积环境中形成的深色细粒沉积物，向上过渡为由颗粒白云岩和颗粒灰岩组成的颗粒滩<sup>[20]</sup>。

礁滩相储集层易发生白云石化，有利于孔隙空间的发育，主要受 3 个因素控制：沉积-成岩环境控制储集层的规模与早期孔隙发育；构造-流体耦合控制裂缝与溶蚀作用；岩石-流体相互作用控制孔隙的保存。如四川盆地长兴组生物礁储集层下部层段属碳酸盐缓坡背景下的点礁沉积，处于海平面长期快速上升的过程，礁体发育规模小，储集层厚度薄、物性差；上部层段

属缓坡型台地边缘沉积，处于由海侵到海退的过渡期，礁体规模较大，储集层较厚、物性较好。成岩阶段构造裂缝几乎未被充填，长兴组储集层的渗透性较好<sup>[15]</sup>。

### 2.2 流体流动机理

碳酸盐岩油气藏，特别是裂缝-孔隙型和岩溶缝洞型油藏流体流动机理一直是国内外研究热点。20 世纪 50 年代 Bruce G H 等建立了单重介质数学模型，解决了多孔连续介质渗流机理的表征问题<sup>[21]</sup>。70 年代 Warren 等<sup>[22]</sup>建立了双重介质数学模型，90 年代建立了离散裂缝网络模型，解决了裂缝-孔隙型油藏流体流动机理的表征问题。双重介质模型假设储集层裂缝呈网状发育，基岩被裂缝分隔成一个个团体，这种储集层类型基岩孔隙度大、渗透率小，而裂缝孔隙度小、渗透率大，二者形成相对独立的水动力学系统，其间存在流体交换。双重介质数学模型及离散裂缝网络为数值模拟、试井等技术奠定了理论基础。

岩溶缝洞型储集层在一个流动单元内存在大洞、大缝的自由流，也存在小尺度储集空间的渗流，是一种复合流动。其流动特征表现为：①洞穴及大型裂缝内自由流会存在惯性力，为非线性流动；②自由流与渗流界面处存在流速突变；③洞穴与裂缝（或井）界面处，紊流特征明显，流动状态复杂；④洞穴内低速运动下油、气、水重力分异快，油、气、水之间存在明显的界面；⑤开采过程中裂缝与孔洞可压缩性较强，易出现裂缝闭合。

塔河油田是世界上最大的岩溶缝洞型油藏，该类油藏的流体流动机理是一个公认的难题。中国历经 10 多年研究，在大量室内物理模拟实验的基础上，建立了孔-洞-缝复合介质数学模型<sup>[23]</sup>。模型中，洞穴和大型裂缝作为离散介质单独处理，服从 Navier-Stokes 流体力学规律，小尺度孔洞-裂缝-孔隙作为连续介质处理，建立了基于三重连续介质的 Darcy 方程与物质守恒方程组，通过界面方程<sup>[24]</sup>实现自由流与渗流耦合，两相界面方程由法向速度连续方程、法向应力连续方程、切向应力条件方程组成。

法向速度连续：

$$[u]_{\Omega_f} \cdot n = [u_w + u_n]_{\Omega_m} \cdot n = [u]_{\Omega_m} \cdot n \quad (1)$$

法向应力连续：

$$n \cdot [pI - \alpha\mu(\nabla u_f + \nabla u_f^T)]_{\Omega_f} \cdot n = \frac{1-\Phi}{2}[p_n]_{\Omega_m} + \frac{1+\Phi}{2}[p_w]_{\Omega_m} \quad (2)$$

切向应力条件：

$$\tau_i \cdot \left\{ u_i + b \frac{\sqrt{K_r(S_w)K}}{\alpha(S_w)\mu_i} \left[ \mu(\nabla u_i + \nabla u_i^T) \right]_i \right\} \cdot n = 0 \quad (i=1,2,\dots,d-1) \quad (3)$$

### 3 开发关键技术

#### 3.1 储集体精细描述技术

通过对碳酸盐岩油气藏储集层描述技术的多年攻关，中国在对碳酸盐岩储集体形态规模、孔-洞-缝配置关系、充填特征及含油气性的描述方面取得了长足的发展，形成了地球物理识别、描述及地质建模等系列技术，大大提高了刻画精度。

##### 3.1.1 地球物理识别技术

围绕提高地震成像精度，形成了岩石物理实验、绕射波分离和逆时深度偏移高精度成像、多尺度分类检测识别等技术。

①岩石物理实验方面：发展了全尺度、高精度、全自动正演物理模拟技术。碳酸盐岩储集空间既有洞，也有孔和缝，波场特征复杂，该正演物理模拟装置可以实现不同类型储集介质的波场反应特征拟合，实现室内大尺度起伏面模型的高速全自动地震采集。缝洞的最小可控尺度由1 mm降至0.1 mm，模拟深度可达6 500 m。

②成像技术方面：通过逆时深度偏移，缝洞体能量可增强20%，可有效提高成像精度。绕射波分离缝洞体成像方法运算速度快，可获得风化壳反射背景干扰下缝洞体的直接成像，对提高小缝洞体识别精度特别有效，识别数量可增加约20%。两种方法联合使用，缝洞体成像精度可提高1倍。

③储集层类型识别方面：形成了多尺度分类检测技术<sup>[25-26]</sup>，利用采用地震反射结构分析、强振幅聚类方法检测大尺度溶洞，利用地震几何属性检测大尺度裂缝带；同时基于古地貌控制，建立岩相约束的统计岩石物理贝叶斯概率物性参数反演方法，实现不同组合类型缝洞体规模、孔隙度、充填性参数的表征。

④含气性预测方面：针对礁滩相储集层，利用目的层段地震数据体结构特征的异常值进行含气性识别<sup>[27]</sup>，取得了很好的效果。普光气田应用含气性预测成果，新井钻遇优质储集层的成功率达100%。

##### 3.1.2 地质建模技术

20世纪80年代攻克了确定性建模及随机建模技术，解决了孔隙连续型储集层的地质统计学建模问题，大大提高了碎屑岩和孔隙型碳酸盐岩的描述精度。21世纪初发展了离散裂缝建模方法<sup>[28-29]</sup>，裂缝-孔隙型储集层的描述问题得以解决；针对以塔河为代表的岩溶

缝洞型油藏，进一步建立了离散缝洞建模方法<sup>[30-33]</sup>，解决了岩溶缝洞型复合介质油藏地质建模问题。

岩溶缝洞型储集体尺度差异大，大洞洞径可达数千千米，大裂缝和溶洞地球物理反射特征明显，可以采用地球物理的方法进行识别和描述，而小的缝洞和溶孔只有通过岩心和测井识别。缝洞体建模涉及到不同尺度和精度的问题，为了提高建模精度，可按照储集层空间形态类别，将碳酸盐岩储集体划分为基质孔隙、裂缝、溶蚀孔洞、大型溶洞4种类型。同时为了便于储集体的识别和流体流动特征的描述，制定出碳酸盐岩储集体分级分类标准<sup>[34]</sup>（见表1）。

表1 碳酸盐岩储集体分级分类标准

储集体类型	储集空间类型	尺度界限		
		直径/mm	开度/mm	长度/m
溶洞型	大型溶洞	>5 000		
	小型溶洞	500~5 000		
溶蚀孔洞型	溶蚀孔洞	2~500		
裂缝型	大尺度裂缝		>10.0	>68.0
	中尺度裂缝		>10.0	17.0~68.0
	小尺度裂缝		0.1~10.0	0.3~17.0
基质岩块	微裂缝		<0.1	<0.3
	基质孔隙	<2		

离散缝洞建模是在古地貌、岩溶发育模式和断裂发育规律约束下，分类分级建立离散分布模型：大型溶洞采用地震识别的方法，小型溶洞采用多点地质统计学随机模拟方法，溶蚀孔洞采用序贯高斯随机模拟方法，大尺度裂缝采用地震识别确定性建模方法，中尺度裂缝采用蚂蚁体追踪方法，小尺度裂缝采用基于目标的随机模拟方法<sup>[34]</sup>。基于同位赋值融合方法，构建多尺度缝洞体分布模型。对缝洞体形态规模、配置关系、充填特征及储集体物性进行精细描述，明确不同类型储集体的地质储量及其空间分布。根据地质模型布井，钻井符合率由71.1%提高至92.7%，大幅度提高了储量动用率。

#### 3.2 数值模拟及试井技术

从流体流动类型看，碳酸盐岩油藏，特别是岩溶缝洞型油藏是典型的复合介质流动，原有基于连续介质和渗流理论的数值模拟方法不能有效模拟和预测这种流动特征，影响油田开发规律预测和开发优化设计，针对这一特点，研发了耦合型数值模拟和试井分析技术。

##### 3.2.1 自由流-渗流耦合型数值模拟技术

根据流动机理研究建立的数学模型，在数模算法中将自由流与渗流耦合数学模型分为2类：①根据洞穴自由流方程建立控制方程组，溶孔的渗流通过源汇项处理，该方法溶洞内多相流计算精度高，可用于缝洞组合的精细机理研究；②根据渗流达西定律建立控制

方程组, 洞穴或裂缝的自由流通过嵌入式处理<sup>[23, 35-36]</sup>, 小尺度裂缝和孔洞发育区根据其分布特征, 采用单重、双重或三重介质的分区模拟。该方法主要用于油藏尺度大规模模拟预测。

模型求解采用有限体积方法, 对各偏微分控制方程进行数值离散, 使用改进约束压力残差预处理与代数多重网格线性方程解法相结合的算法求解。

采用岩溶缝洞型油藏数值方法进行产油量指标预测, 符合率可达 85.1%<sup>[37]</sup>, 与商用连续型数值模拟方法相比, 符合率提高了近一倍。

### 3.2.2 缝洞型油藏试井技术

试井通过工作制度 and 井底压力变化测试储集层参数, Warren-Root 模型<sup>[22]</sup>很好地解决了裂缝-孔隙型碳酸盐岩储集层中的渗流问题, 但岩溶缝洞型碳酸盐岩储集层普遍发育洞穴、溶蚀孔洞与裂缝, 双重介质模型已经不能适应于此类油藏的试井解释。

针对岩溶缝洞型油藏, 开发出 2 种试井模型: ①当储集介质存在表征单元体, 且表征单元体尺度较小时, 利用等效连续介质数值模型建立试井解释方法(三重介质模型); ②存在大尺度溶洞介质时, 建立大尺度溶洞介质自由流和多孔介质渗流耦合流动试井模型<sup>[1]</sup>。

三重介质模型和耦合介质模型, 除传统试井解释参数(如井筒储存系数、表皮系数、渗透率、窜流系数、弹性储容比等)之外, 最重要的是可解释溶洞尺度(见图 3)以及溶洞与井相对位置、裂缝宽度、密度等参数, 可更有效评价地下缝洞储集体的物性与流动参数。

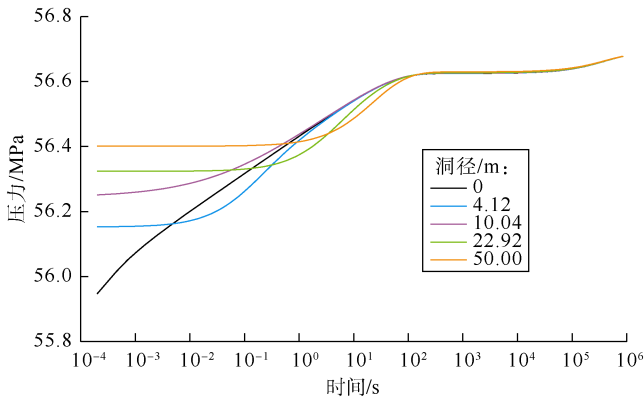


图 3 不同洞径渗流-自由流动耦合试井曲线

针对试井测试时间短、无法预测更远处缝洞体储量问题, 形成了产量数据分析综合解释方法, 基于拟稳态阶段物质平衡时间与流量重整压力关系曲线, 按溶洞、孔洞、裂缝 3 类储集体分别预测单井控制储量, 可提高井控储量计算精度。

### 3.3 深层复杂井钻完井技术

碳酸盐岩油气藏埋藏深、高温高压, 同时油气藏

类型多, 特别是四川盆地多为酸性气藏, 这类气田的安全-优快钻井和效益开发是一个挑战。通过攻关, 形成了高含硫气田安全-优快钻井、超深水平井轨迹实时优化控制等技术。同时针对塔河油田老井利用的难题, 形成了侧钻小井眼钻完井技术。

#### 3.3.1 高含硫气田安全-优快钻井技术

普光气田  $H_2S$ 、 $CO_2$  含量分别为 15.16% 和 8.64%, 钻井不仅面临喷、漏、塌、卡、斜、硬的难题, 而且面临  $H_2S$  剧毒气体泄漏的难题。针对该问题, 研发了上部非产层地层气体钻井提速技术、安全钻井井控技术、防窜防漏耐腐蚀胶乳水泥浆体系及正注反挤等固井技术<sup>[27]</sup>。气体钻井平均机械钻速达 7.49 m/h, 比常规钻井速度提高 3~8 倍, 单井钻井周期缩短 60 d 以上, 固井一次合格率 100%, 气层段固井质量优良率超过 85%。

#### 3.3.2 超深水平井轨迹实时优化控制技术

元坝气田长兴组生物礁气藏埋藏超深(约 7 000 m), 优质储集层薄, 钻直井产能低, 不能满足有效开发需要。这类储集层采用水平井进行开发是最好的选择, 然而这种超深、薄层和构造起伏大的水平井钻井轨迹难以控制。针对该问题, 在配套钻具的同时, 建立碳酸盐岩性解释图版和储集层核磁物性分类评价标准, 形成随钻岩性快速识别技术和随钻储集层快速评价技术; 建立超深条带状小礁体气藏水平井轨迹优化调整模式, 优化调整设计轨迹, 及时进行增斜或降斜钻进<sup>[38-39]</sup>。该技术在元坝气田实钻井成功率达到 100%, 储集层预测符合率近 95%, 水平井储集层钻遇率超过 82%, 单井产能提高 2~3 倍。

#### 3.3.3 侧钻小井眼钻完井技术

塔河油田部分井由于缝洞体的规模小、底水水淹等原因, 造成生产井停产。为充分利用这部分老井, 探索出小井眼侧钻技术, 主要包括小尾管窄间隙固井工艺和小井眼定向钻井方法, 封隔地层的牵制式尾管悬挂器和非标套管解决了套管尺寸小、小尾管固井难度大、二开钻具难以配套的难题, 满足  $\Phi 177.80$  mm 套管开窗侧钻完井和  $\Phi 193.70$  mm 套管开窗侧钻完井需求<sup>[40]</sup>。该技术固井整体优良率达 85%, 成本降低 50%~70%。

### 3.4 注水开发技术

注水是最经济有效的能量补充方式。任丘油田雾迷山组油藏 1975 年投产, 1976 年开始注水, 采用边缘底部早期注水开发的策略, 后期调整为不规则三角形井网, 注水过程中的主要问题是水窜导致的含水率急剧上升、产油量迅速下降, 后期采用降压、不稳定注水控制含水, 提高水驱油效率<sup>[41]</sup>。

塔河岩溶缝洞型油藏 2005 年开始注水试验, 注水

过程中，普遍存在水窜，导致含水快速上升，为此研发出空间结构井网设计、变强度注水和堵水技术，有效提高了储量控制程度、控制了水窜。

#### 3.4.1 注采空间结构井网设计技术

井网部署是有效注水的基础，井网的设计应适应储集体的发育和分布特征。岩溶缝洞型油藏储集体分布变化大，采用面积井网部署，会出现大量无产能井和低产能井，储量控制程度低。

为解决这一问题，将井网设计从二维平面结构发展到三维空间结构<sup>[42]</sup>（见图4），建立“三元控制”岩溶缝洞型油藏注采空间结构井网设计技术：①溶洞定油井，据溶洞储量大小次序部署采油井；②连通定水井，参照连通性评价结果，依据缝注洞采、低注高采、同层注采原则部署注水井；③储量定井数，考虑经济因素，根据单元储量规模确定注采井数。

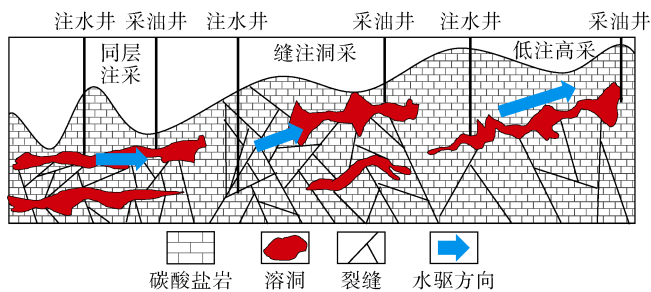


图4 空间注采结构井网

空间结构井网设计方法提高了水驱储量控制程度，在塔河油田实施后水驱储量控制程度提高了25%，理论计算采收率可达32%。

#### 3.4.2 变强度注水技术

变强度注水通过改变注采强度，扰动压力场，消除裂缝分割屏蔽效应，提高裂缝-孔隙型和岩溶缝洞型油藏水驱波及面积，包括周期注水、脉冲注水、不稳定注水、异步注采等方式。

建立采收率和经济效益双目标注水优化模型，改进随机扰动算法，可实现实时优化注水流动方向、注水强度。塔河油田6区实施变强度注水，吨油耗水由 $14.2\text{ m}^3$ 降低至 $7.4\text{ m}^3$ （见图5）。

#### 3.4.3 堵水技术

岩溶缝洞型储集层裂缝发育，易造成水窜，总体来看主要有边水、底水、注入水3种水窜类型，直接影响油田生产和采收率的提高。为此研制出：①封窜底水的超低密度可固化颗粒堵水剂，其密度介于地层水和原油之间，不分散；②成胶时间可控、封堵率高的硅酸盐凝胶堵水剂用于封堵大裂缝水窜；③热稳定性好、遇水膨胀、遇油收缩的可溶性硅酸盐堵剂用于

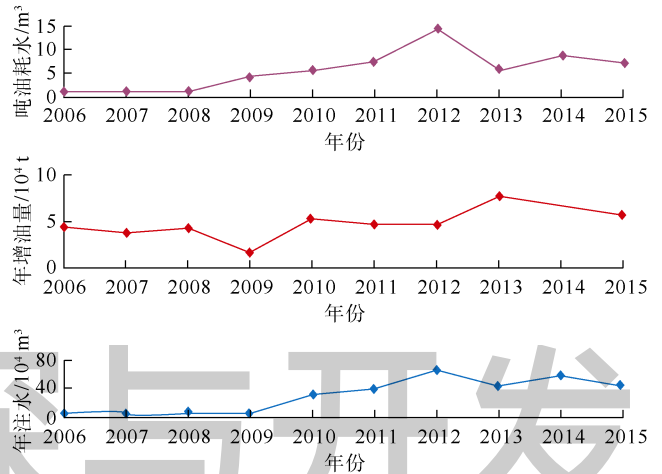


图5 塔河6区变强度注水开发曲线

封堵较小裂缝水窜。由此形成了多段塞复合堵水工艺，扩大注水波及效率<sup>[43]</sup>。

#### 3.5 注气开发技术

任丘雁翎油田1994年10月开始采用顶部注入方式注氮气提高采收率试验，至1999年10月终止，累计注气 $4\,556 \times 10^4\text{ m}^3$ ，试验未达到预期增产效果。

塔河油田2012年4月开始在TK404井注氮气吞吐试验<sup>[44-45]</sup>，首轮注入 $778\text{ m}^3$ 液氮，形成气顶，驱替高部位的剩余油，阶段产油 $2\,659\text{ t}$ ；后期分3轮次注入氮气 $5\,025\text{ m}^3$ ，注水 $2\,070\text{ m}^3$ ，阶段产油 $3\,685\text{ t}$ ，累计注氮气 $6\,674\text{ m}^3$ ，采油 $6\,344\text{ t}$ ，提高采出程度1.23%，取得明显的增油效果。

随后在塔河油田全面推广并开展气驱试验，至2017年12月，塔河油田主体区共实施注氮气井163口，覆盖储量 $0.98 \times 10^8\text{ t}$ ，累计增油 $93 \times 10^4\text{ t}$ ，其中单井吞吐累计增油 $63.2 \times 10^4\text{ t}$ ，气驱累计增油 $19.8 \times 10^4\text{ t}$ 。同时推广至外围区块，覆盖地质储量 $1.11 \times 10^8\text{ t}$ ，累计增油 $88.2 \times 10^4\text{ t}$ 。

#### 3.6 储集层改造技术

碳酸盐岩储集层改造技术主要包括酸化、酸化压裂等，经多年的积累，针对不同类型储集层的特点，探索出有针对性的大型酸化压裂、超深长水平段多级暂堵酸化、大规模多级注入酸化压裂改造等技术。

##### 3.6.1 大型酸化压裂技术

塔河油田岩溶缝洞型油藏70%的井需要酸化压裂改造后投产，针对酸化压裂中酸-岩反应速度快、酸液滤失严重、有效酸蚀缝短等难题，研发了耐温 $150\text{ }^\circ\text{C}$ 高黏缓蚀交联剂、生酸浓度12.5%的缓速自生酸、聚合物类就地变黏酸体系，形成了小跨度控缝高酸压和深穿透复合酸压技术<sup>[46]</sup>，实现了缝高 $40\text{ m}$ 可控，人工酸蚀裂缝半长超过 $145\text{ m}$ 。该技术试验42井次，有效率

97.6%，累计增油  $69.4 \times 10^4$  t，效果显著。

### 3.6.2 超深长水平段多级暂堵酸化技术

元坝气田水平井采用衬管或裸眼完井，长水平段的中后部及低渗段难以得到有效改造。为此，研发出多级纤维暂堵酸化工艺，在  $160\text{ }^\circ\text{C}$  高温条件下具有缓蚀、缓速、低摩阻、高导流、防硫化物沉淀的高温胶凝酸、高温转向酸和温控+酸控可降解有机纤维，可实现“三级暂堵、交替注入”分流酸化，完成超深层长水平段均匀布酸改造<sup>[39]</sup>。

### 3.6.3 大规模多级注入酸压改造技术

普光气田储集层厚度大、非均质性强、硫化氢含量高。研发胶凝酸多级注入+闭合裂缝酸化的工艺技术模式，具有抗温  $130\text{ }^\circ\text{C}$ 、抗硫、强缓释、低摩阻、强返排的特点，采用胶凝酸体系及高效酸溶性暂堵剂，可实现  $500\text{ m}$  井段储集层的有效改造<sup>[27]</sup>。采用该工艺，普光 302-2 井酸压改造后无阻流量达  $768.2 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ，获得高产气流。

## 4 挑战与发展方向

中国在碳酸盐岩油气藏开发理论研究和技术研发方面均取得了丰硕的成果，支撑了任丘、塔河、塔中、普光、靖边、元坝等不同类型碳酸盐岩油气藏的开发实践，主要表现在 4 个方面：①揭示了古潜山裂缝-孔隙型、岩溶缝洞型、礁滩孔隙型 3 种碳酸盐岩油气藏储集层的成因机制，建立以地球物理描述、离散缝洞建模方法为核心的储集体识别和描述技术。②搞清了复杂介质复合流动机理，研发出自由流-渗流耦合的数值模拟方法及试井分析技术，丰富了碳酸盐岩油气藏开发理论。③探索出以空间结构井网设计、变强度注水和堵水封窜为核心的注水开发和氮气单井吞吐提高采收率技术。④形成了复杂碳酸盐岩油气藏钻完井及酸压增产技术。

中国碳酸盐岩油气藏成藏模式多样、构造复杂、储集层差异大，目前的技术发展还远不能解决碳酸盐岩油气藏开发中的各种问题，今后仍然面临诸多挑战：①新发现油气藏埋深不断增加，地质条件更加复杂，需要更先进的储集层描述技术。如塔里木盆地顺北油田奥陶系碳酸盐岩断裂溶蚀型油藏，平均埋藏深度超  $7\ 000\text{ m}$ ，深大断裂对油藏的控制作用更为突出，储集体特征及分布更难以刻画；②提高油气田采收率，注水开发受非均质性影响，水驱采收率低于碎屑岩，塔河油田采收率低于  $20\%$ ，氮气吞吐虽见到好的效果，但距大规模推广还有较大距离；③降低勘探开发成本，碳酸盐岩油气藏埋藏深、高温高压、非均质性强，产能差异大，

导致勘探开发成本升高，降低成本是效益开发的关键。

中国碳酸盐岩油气藏开发目前虽然取得了较好的成绩，但离高效开发还有较大差距，进一步加强各项开发技术的攻关，是确保提高该类油气田开发水平的关键：①发展更高精度的复杂储集层描述技术，随着埋深的增加，影响储集层的成因、分布、物性的因素及流体与储集体的配置关系更复杂，需要更高精度的储集体刻画和流体性质识别技术；②研发多途径的油气藏提高采收率技术，除进一步完善现有油藏注水、注气开发技术外，重点关注提高潜山内幕、岩溶缝洞型油藏中的小洞、小缝及充填介质孔隙中的水驱波及程度，同时探索规模注气、化学驱等新的提高油气藏采收率新方法；③完善、改进和发展超深层碳酸盐岩钻井、酸化改造方法，提高增产效果的同时，大幅降低工程成本；④加强信息技术、大数据技术、云计算、人工智能与油气藏开发的融合，实现油藏、井筒、地面及管理系统的整体优化。

## 5 结语

碳酸盐岩油气资源在中国占比超过  $1/4$ ，该类油气田的开发始于 20 世纪 50 年代，经几代人的持续攻关，目前已建立起完整的开发理论与技术体系，但距高效开发还有较大的差距。进一步解决好复杂碳酸盐岩储集层的高精度描述、提高采收率、大幅降低钻完井成本等技术，结合现代人工智能，形成更高效的配套开发技术体系，必将大幅增加该类油气田的开发规模，推动中国石油工业的快速发展。

符号注释：

$a$ ——法向应力连续方程量纲平衡系数， $10^{-9}$ ； $b$ ——切向应力条件方程量纲平衡系数， $10^{-6}$ ； $d$ ——几何维度； $i$ ——几何维度编号； $I$ ——单位向量； $K$ ——渗透率， $\mu\text{m}^2$ ； $K_r$ ——相对渗透率，无因次； $n$ ——界面单位法向矢量； $p$ ——压力，MPa； $S$ ——饱和度，%； $u$ ——流体速度，m/s； $\alpha$ ——界面滑移系数，无因次； $\mu$ ——流体黏度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； $\tau$ ——界面单位切向矢量； $\phi$ ——流体相分数，无因次。下标： $f$ ——自由流体； $l$ ——流体性质， $l=w, n$ ； $n$ ——非湿相； $w$ ——湿相； $\Omega_f$ ——自由流动区域； $\Omega_{pm}$ ——多孔介质区域。

参考文献：

- [1] 李阳. 碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论与方法[M]. 北京: 中国石化出版社, 2012.  
LI Yang. Development theories and methods for paleo-karst carbonate reservoirs[M]. Beijing: SINOPEC Press, 2012.
- [2] LI Y. Development theories and methods of fracture-vug carbonate reservoirs[M]. London: Academic Press, 2017.
- [3] 贾爱林, 闫海军, 李建芳. 中国海相碳酸盐岩气藏开发理论与技



- 术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
- JIA Ailin, YAN Haijun, LI Jianfang. Development theories and technologies of carbonate gas reservoirs in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [4] 柏松章, 唐飞. 裂缝性潜山基岩油气藏开发模式[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- BO Songzhang, TANG Fei. The development models of buried hill fractured basement reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [5] 中华人民共和国国土资源部. 全国油气矿产储量通报(2015年)[M]. 北京: 中华人民共和国国土资源部, 2016.
- Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. National oil and gas mineral reserves (2015)[M]. Beijing: MLR of the People's Republic of China, 2016.
- [6] 谢锦龙, 黄冲, 王晓星. 中国碳酸盐岩油气藏探明储量分布特征[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 24-30.
- XIE Jinlong, HUANG Chong, WANG Xiaoxing. Distribution features of proved reserves of carbonate oil and gas pools in China[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(2): 24-30.
- [7] 邹才能, 杜金虎, 徐春春, 等. 四川盆地震旦系—寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 278-293.
- ZOU Caineng, DU Jinhui, XU Chunchun, et al. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 278-293.
- [8] 马永生. 中国海相油气田勘探实例之六: 四川盆地普光大气田的发现与勘探[J]. 海相油气地质, 2006, 11(2): 35-40.
- MA Yongsheng. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (Part 6): Puguang Gas Field in Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2006, 11(2): 35-40.
- [9] 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.
- [10] 闫海军, 贾爱林, 何东博, 等. 礁滩型碳酸盐岩气藏开发面临的问题及开发技术对策[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(3): 414-422.
- YAN Haijun, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Developmental problems and strategies of reef-shoal carbonate gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(3): 414-422.
- [11] 朱蓉, 楼章华, 牛少凤, 等. 塔河奥陶系油藏地层水赋存状态及控水对策[J]. 浙江大学学报(工学版), 2008, 42(10): 1843-1848.
- ZHU Rong, LOU Zhanghua, NIU Shaofeng, et al. Occurrence of formation water and measures for water control of Ordovician reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2008, 42(10): 1843-1848.
- [12] 贾爱林, 闫海军. 不同类型典型碳酸盐岩气藏开发面临的问题与对策[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 519-527.
- JIA Ailin, YAN Haijun. Problems and countermeasures for various types of typical carbonate gas reservoirs development[J]. Acta Petrologica Sinica, 2014, 35(3): 519-527.
- [13] 王世星, 曹辉兰, 靳文芳, 等. 碳酸盐岩缝洞系统地震响应特征分析和塔中卡1区缝洞储层预测[J]. 石油物探, 2005, 44(5): 421-427.
- WANG Shixing, CAO Huilan, JIN Wenfang, et al. Seismic response and prediction of fracture-cavity system in carbonate reservoir: A case study in the Ka-1 field[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2005, 44(5): 421-427.
- [14] WANG S, GUAN L, ZHU H. Prediction of fracture-cavity system in carbonate reservoir: A case study in the Tahe Oilfield[J]. Applied Geophysics, 2004, 1(1): 56-62, 66.
- [15] 武恒志, 吴亚军, 柯光明. 川东北元坝地区长兴组生物礁发育模式与储层预测[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(4): 645-657.
- WU Hengzhi, WU Yajun, KE Guangming. Bioherm development model and reservoir prediction of Changxing Formation in Yuanba area, Northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 645-657.
- [16] 李阳. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩溶洞型储集体识别及定量表征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(1): 1-7.
- LI Yang. Ordovician carbonate fracture-cavity reservoirs identification and quantitative characterization in Tahe Oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(1): 1-7.
- [17] 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 Petrologica Sinica, 2016, 37(3): 289-298.
- [18] 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 Petrologica Sinica, 2011, 32(1): 101-106.
- [19] 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.
- [20] 代林呈, 朱祥, 李毕松, 等. 川东地区龙王庙组粗粒滩发育特征及分布规律[J]. 地质科技情报, 2017, 36(6): 181-189.
- DAI Lincheng, ZHU Xiang, LI Bisong, et al. Characteristics and distribution of grain bank of the lower Cambrian Longwangmiao Formation in Eastern Sichuan Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2017, 36(6): 181-189.
- [21] BRUCE G H, PEACEMAN D W, RACHFORD H H, et al. Calculation of unsteady-state gas flow through porous media[J]. Journal of Petroleum Technology, 1953, 5(3): 79-92.
- [22] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 1963, 3(3): 245-255.
- [23] 康志江. 缝洞型碳酸盐岩油藏耦合数值模拟新方法[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(5): 514-516.
- KANG Zhijiang. New method of coupling numerical simulation and application to fracture-cavern carbonate reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(5): 514-516.
- [24] YAO J, HUANG Z, LI Y, et al. Discrete fracture-vug network model for modeling fluid flow in fractured vuggy porous media[R]. Beijing: International Oil and Gas Conference and Exhibition, 2010.
- [25] 丁娟, 曹辉兰, 王瑜, 等. 一种基于频率域倾角的相似性横向变化率的溶洞检测方法: CN 104570078[P]. 2015-04-29.
- DING Juan, CAO Huilan, WANG Yu, et al. A kind of karst cave detection method based on the rate of frequency domain dip: CN 104570078[P]. 2015-04-29.
- [26] 梁志强, 王世星, 朱克, 等. 一种方位高阶相干振幅变化率裂缝检测方法: CN 104570078[P]. 2014-04-09.
- LIANG Zhiqiang, WANG Shixing, ZHU Ke, et al. A crack detection method based on high order high order coherent amplitude variation rate: CN 104570078[P]. 2014-04-09.
- [27] 孔凡群, 王寿平, 曾大乾. 普光高含硫气田开发关键技术[J]. 天

- 然气工业, 2011, 31(3): 1-4.  
KONG Fanqun, WANG Shouping, ZENG Daqian. Key techniques for the development of the Puguang Gas Field with a high content of H<sub>2</sub>S[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(3): 1-4.
- [28] 李阳, 吴胜和, 侯加根, 等. 油气藏开发地质研究进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 569-579.  
LI Yang, WU Shenghe, HOU Jiagen, et al. Progress and prospects of reservoir development geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 569-579.
- [29] 王鸣川, 段太忠, 计秉玉. 多点统计地质建模技术研究进展与应用[J]. 古地理学报, 2017, 19(3): 557-566.  
WANG Mingchuan, DUAN Taizhong, JI Bingyu. Research progress and application of multipoint statistics geological modeling technology[J]. Journal of Palaeogeography, 2017, 19(3): 557-566.
- [30] 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.
- [31] 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 Oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2012, 34(2): 193-198.
- [32] 胡向阳, 李阳, 权蓬顺, 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.
- [33] 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 Xiaoliang, 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.
- [34] 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.
- [35] 康志江. 缝洞型复杂介质油藏数值模拟方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(2): 55-59.  
KANG Zhijiang. Numerical simulating method for the fractured cave oil reservoirs with complicated media[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(2): 55-59.
- [36] KANG Z, WU Y S, LI J, et al. Modeling multiphase flow in naturally fractured vuggy petroleum reservoirs[R]. San Antonio: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2006.
- [37] 康志江, 张杰. 缝洞型碳酸盐岩油藏三维三相数值模拟新方法[J]. 特种油气藏, 2010, 17(3): 77-79.  
KANG Zhijiang, ZHANG Jie. A new method of 3D 3-phase numerical simulation for fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(3): 77-79.
- [38] 武恒志, 李忠平, 柯光明. 元坝气田长兴组生物礁气藏特征及开发对策[J]. 天然气工业, 2016, 36(9): 11-19.  
WU Hengzhi, LI Zhongping, KE Guangming. Characteristics of the Changxing Fm biohermal gas reservoir in the Yuanba Gas Field, Sichuan Basin and development countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(9): 11-19.
- [39] 刘言. 元坝超深高含硫气田开发关键技术[J]. 特种油气藏, 2015, 22(4): 94-97.  
LIU Yan. Key development techniques for Yuanba ultra-deep high-sulfur gas field[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 94-97.
- [40] 路飞飞, 李斐, 胡广强, 等. 塔河油田碳酸盐岩侧钻小井眼钻完井技术[J]. 石油机械, 2017, 45(9): 37-41.  
LU Feifei, LI Fei, HU Guangqiang, et al. Drilling and completion technology for sidetracked slim hole in carbonate reservoir in Tahe Oilfield[J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(9): 37-41.
- [41] 田平, 许爱云, 张旭, 等. 任丘油田开发后期不稳定注水开采效果评价[J]. 石油学报, 1999, 20(1): 38-42.  
TIAN Ping, XU Aiyun, ZHANG Xu, et al. An evaluation on unsteady water flooding in the later development stage of Renqiu Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(1): 38-42.
- [42] 鲁新便, 荣元帅, 李小波, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏注采井网构建及开发意义: 以塔河油田为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(4): 658-664.  
LU Xinbian, RONG Yuanshuai, LI Xiaobo, et al. Construction of injection-production well pattern in fractured-vuggy carbonate reservoir and its development significance: A case study from Tahe Oilfield in Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 658-664.
- [43] 吴文明, 秦飞, 欧阳冬, 等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(6): 104-107.  
WU Wenming, QIN Fei, OUYANG Dong, et al. Study on water plugging technology in fractured-cavity carbonate reservoirs, Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery, 2013, 20(6): 104-107.
- [44] 黄江涛, 周洪涛, 张莹, 等. 塔河油田单井注氮气采油技术现场应用[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(3): 103-105.  
HUANG Jiangtao, ZHOU Hongtao, ZHANG Ying, et al. Field application of oil recovery technique by nitrogen injection in single-well in Tahe Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(3): 103-105.
- [45] 惠健, 刘学利, 汪洋, 等. 塔河油田缝洞型油藏单井注氮气采油机理及实践[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(1): 75-77.  
HUI Jian, LIU Xueli, WANG Yang, et al. Mechanism and practice of nitrogen injection for EOR in fractured-vuggy carbonate reservoir in Tahe Oilfield, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(1): 75-77.
- [46] 陈波. 塔河碳酸盐岩储层大型酸化压裂技术介绍[J]. 石油与天然气化工, 2005, 34(3): 210-212.  
CHEN Bo. Introduction of carbonate reservoir acid-fracture in Tahe Oilfield[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2005, 34(3): 210-212.

第一作者简介: 李阳 (1958-), 男, 山东东平人, 博士, 中国工程院院士, 主要从事油气田开发地质、开发工程技术方面的研究工作。地址: 北京市朝阳区朝阳门北大街 22 号, 中国石油化工股份有限公司, 邮政编码: 100728。E-mail: liyang@sinopec.com

联系作者简介: 郑松青 (1982-), 男, 山东寿光人, 博士, 中国石化石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事缝洞型碳酸盐岩油藏开发方面的研究工作。地址: 北京市海淀区学院路 31 号, 中国石化石油勘探开发研究院, 邮政编码: 100083。E-mail: zhengsq.syky@sinopec.com

收稿日期: 2018-01-31 修回日期: 2018-05-20

(编辑 唐俊伟)