

曾成,陈本池,李宗杰,等.塔河油田十区西碳酸盐岩缝洞型油藏的宏观油水分布控制因素[J].中国岩溶,2020,39(1):71-79.  
DOI:10.11932/karst2020y001

# 塔河油田十区西碳酸盐岩缝洞型油藏的宏观油水分布控制因素

曾成<sup>1</sup>,陈本池<sup>2</sup>,李宗杰<sup>3</sup>,马学军<sup>3</sup>,薛明喜<sup>4</sup>

(1. 中国科学院地球化学研究所/环境地球化学国家重点实验室, 贵阳 550081; 2. 中国石油化工股份有限公司/科技部油田处, 北京 100728; 3. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司/勘探开发研究院, 乌鲁木齐 830001; 4. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100728)

**摘要:**塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏的储层非均质性强,油水分布状况复杂。弄清其在区域尺度上(10 km×10 km)的宏观油水分布规律,对于缝洞型油藏开发过程中的控水稳油意义重大。本文以塔河油田十区西为研究区,在全方位高精度三维地震数据处理、解释和反演的基础上,对岩溶古构造和开发过程中的油水动态进行综合分析,探讨研究区碳酸盐岩缝洞型油藏的油水宏观平面分布格局的控制因素。结果表明:研究区在加里东中期第I幕岩溶发生期形成了相对均匀的古岩溶含水层,在海西早期油气充注进古岩溶含水介质以后,海西晚期发生的深部热液活动对缝洞体进行了封闭定容,造成缝洞分隔,并且奠定了目前油水在平面上的宏观分布格局。

**关键词:**塔河油田;碳酸盐岩;古岩溶;缝洞型储层;油水分布

**中图分类号:**P618.13 **文献标识码:**A

**文章编号:**1001-4810(2020)01-0071-09 **开放科学(资源服务)标识码(OSID):**



## 0 引言

近几十年来的油气勘探开发表明,与古岩溶有关的碳酸盐岩储层中的油气储量巨大,约占世界油气总储量的50%<sup>[1]</sup>。中国在古岩溶型碳酸盐岩油气藏的勘探开发方面进展迅速,二十世纪七十年代以来相继发现了华北平原的任丘油田、鄂尔多斯盆地的长庆油田、塔里木盆地的雅克拉油田和塔河油田等大型油田。这表明经过古岩溶作用的埋藏型碳酸盐岩储层具有可观的油气储集潜力,对它的研究意义重大。

塔河油田位于塔里木盆地塔北隆起区的阿克库勒隆凸的南部,于二十世纪九十年代发现,是我国第一个古生界海相碳酸盐岩亿吨级特大油田。随着该

油田的勘探开发,我国在海相油气成藏理论和配套勘探技术方面日益完善<sup>[2]</sup>。塔河油田奥陶系鹰山组 and 一间房组灰岩储层由加里东期和海西期的表生岩溶作用形成,岩溶洞穴、溶蚀裂缝和溶蚀孔洞构成其主要储集空间,加之后期的埋藏改造作用,储层的非均质性极强。整个油田的油水关系复杂,没有统一的油水界面<sup>[3]</sup>。

在对塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型油气藏的勘探开发过程中,油水关系问题引起了众多研究者的关注,成果较多,例如:将塔河油田奥陶系缝洞单元中的地层水划分为洞穴底部油气驱替残留水、洞穴周缘小缝洞系统驱替残留水和储层下部层间水,并利用水化学性质和开发动态来进行水源识别<sup>[4-5]</sup>;把油井开发见水类型划分为含水快速上升型、含水

基金项目:中国石油化工股份有限公司研发项目(P15111,P18070-5);中国石油化工股份有限公司西北分公司研发项目(34400008-18-ZC0607-0030,34400008-18-ZC0607-0031)

第一作者简介:曾成(1979-),男,副研究员,主要从事岩溶水文地质研究。E-mail:zcchampion@qq.com。

收稿日期:2019-03-25

缓慢上升型和间隙出水型,水源类型分为钻井漏失液、酸压残留水、人工注入水和地层水<sup>[6-8]</sup>。有研究结合油气成藏模式,对塔河12区奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏的油水分布控制因素进行了研究,发现古岩溶侵蚀面对油水分布有重要的影响<sup>[9]</sup>。这些研究对于深入认识缝洞型油藏的宏观油水分布控制因素具有一定的启发意义。

自2007年以来,随着塔河油田艾丁地区的勘探力度加大,完成了以AD4井为代表的井(2007年完钻)钻探工作,逐步实现了对该区奥陶系碳酸盐岩古岩溶缝洞型油气藏的全面开发。然而,总的来说,在该区的勘探开发过程中,该油藏的油水关系研究一直未能取得突破性的进展<sup>[10]</sup>。

笔者以采集过全方位三维地震数据的塔河油田十区西为例,从现代岩溶学和地震古岩溶学<sup>[11]</sup>的角度,对该区奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层的油水关系进行研究,以期对塔河油田乃至塔里木盆地海相碳酸盐岩古岩溶缝洞型油气藏的开发研究提供一定的思路。

## 1 研究区概况

塔河油田位于新疆维吾尔自治区轮台县、库车县、沙雅县和尉犁县境内,距离东北方向的轮台县城约70 km,处于塔克拉玛干沙漠北缘,面积约1 000 km<sup>2</sup>。研究区属于塔河油田的艾丁地区,工区面积仅为100 km<sup>2</sup>。在构造位置上地处塔里木盆地沙雅隆起中段的阿克库勒凸起的西部斜坡区,西邻哈拉哈塘凹陷,南接顺托果勒低隆<sup>[12]</sup>(图1)。



图1 研究区的构造位置示意图<sup>[13,15]</sup>

Fig. 1 Sketch showing tectonic setting of the study area<sup>[13,15]</sup>

据2007年在研究区内完钻的某探井资料显示,研究区发育有奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系等地层。具有油气显示的地层为奥陶系、泥盆系、石炭系和三叠系,其中奥陶系为主力油气层,埋深超过6 400 m。奥陶系自下而上可划分为鹰山组( $O_{1-2y}$ )、一间房组( $O_{2yj}$ )、恰尔巴克组( $O_{3q}$ )、良里塔格组( $O_{3l}$ )和桑塔木组( $O_{3s}$ ),与上部志留系下统的柯坪塔格组( $S_1k$ )呈平行不整合接触。其中,鹰山组和一间房组灰岩发育有岩溶缝洞型储层<sup>[16-17]</sup>,志留系柯坪塔格组泥岩与砂岩互层构成本区油气盖层(表1)。

本区油水分布情况复杂,具有明显的碳酸盐岩古岩溶缝洞型油藏的油水特点,即在开发过程中,油田不具统一的油水界面,水体分布局限且能量不大<sup>[18]</sup>。

表1 研究区内某探井揭露的储层与盖层的地层简表

Table 1 Stratigraphic chart of reservoirs and caprock exposed by an exploratory well in the study area

系	统	组	代号	井深/m	视厚/ m	岩性简述	地震反 射波组	古岩溶 含水层组类型	古岩溶含水介 质不均匀性
志留系	下统	柯坪塔格组	$S_1k$	6 361.0	82.0	泥岩盖层	$T_7^0$	岩溶隔水顶板	致密隔水层
		桑塔木组	$O_{3s}$	6 425.0	64.0	灰岩夹泥岩	$T_7^2$		
奥陶系	上统	良里塔格组	$O_{3l}$	6 471.5	46.5	灰岩夹泥岩		弱岩溶含水层	相对均匀型
		恰尔巴克组	$O_{3q}$	6 495.5	24.0	上部泥质灰岩,下部灰岩	$T_7^4$		
	中统	一间房组	$O_{2yj}$	6 558.0 未穿	62.5	灰岩		强岩溶含水层	相对均匀型

## 2 研究方法

本文在塔河油田十区西100 km<sup>2</sup>全方位高精度三维地震数据OVT处理、反演和解释工作的基础上<sup>[13]</sup>,

采用油田生产数据统计、文献综述和重要地史时期的古构造恢复等方法,对研究区的油水分布关系及其控制因素进行研究。

## 2.1 油水平面分布指标的量化

建立油水平面分布指标体系主要是为了能够定量描述研究区油水的平面分布状况,并且便于分析其与构造等因素之间的关系。在常用的油田开发现状图中,主要有日产油、含水率、累产原油、累产水等指标。笔者结合油田开发现状图,选用单井日产原油量(即累产原油/实际生产天数)和平均含水率(即累产水/累产液)这两个指标进行分析讨论。同时,将工区内的油井含水率分为5个等级(用数字表示含水等级),即油井-1、低含水-2、中含水-3、高含水-4、水井-5。

## 2.2 重要地史时期的古构造恢复

首先,通过对公开发表的相关学术论文和内部资料进行文献综述,弄清研究区的古岩溶发育期次和油气成藏模式,进而确定用于古构造恢复的重要地史节点。

本研究区于2014年采集了全方位高精度三维地震数据,随后开展了不同纵横方位数据成像、全方位三维地震OVT处理,同时在此基础上对不同缝洞单元进行了精细刻画与连通性研究。结合本区的古岩溶发生期次和油气成藏模式,指导本区地震地球

物理的处理、反演与解释工作。本区的古构造恢复方法为:分别以石炭系下统巴楚组C<sub>1b</sub>双峰灰岩段对应的T<sub>5</sub><sup>6</sup>、三叠系下统柯吐尔组T<sub>1k</sub>对应的T<sub>5</sub><sup>0</sup>两个地震反射层作为标志层,采用三维地震可视化技术与3D地震的层拉平技术,分别将这两个层的地震数据体拉平,从而恢复T<sub>5</sub><sup>0</sup>界面在加里东中期岩溶作用剥蚀期和二叠纪的古地貌。

## 3 结果与讨论

### 3.1 油水平面分布格局

利用研究区内48口开发井的生产数据(图2),统计了各井的日产原油量和平均含水率(截至2016年12月3日),区内分布有4口水井,1口高产油井(AD4)。日产原油量较高的油井主要分布于工区中部的AD4、中上部的TH12528缝洞单元、以及西部NNE走向的主断裂带附近(图3)。总体来看,区内油井的平均含水率的平面分布格局与日产原油量的趋势相反(图4),呈现中部、中北部和沿西部NNE向主控断裂带含水较低的态势。研究区中部呈现明显的中间油井极低含水,而周围油井较高含水的复杂水关系,这与前人在AD4井区的研究相吻合<sup>[19]</sup>。

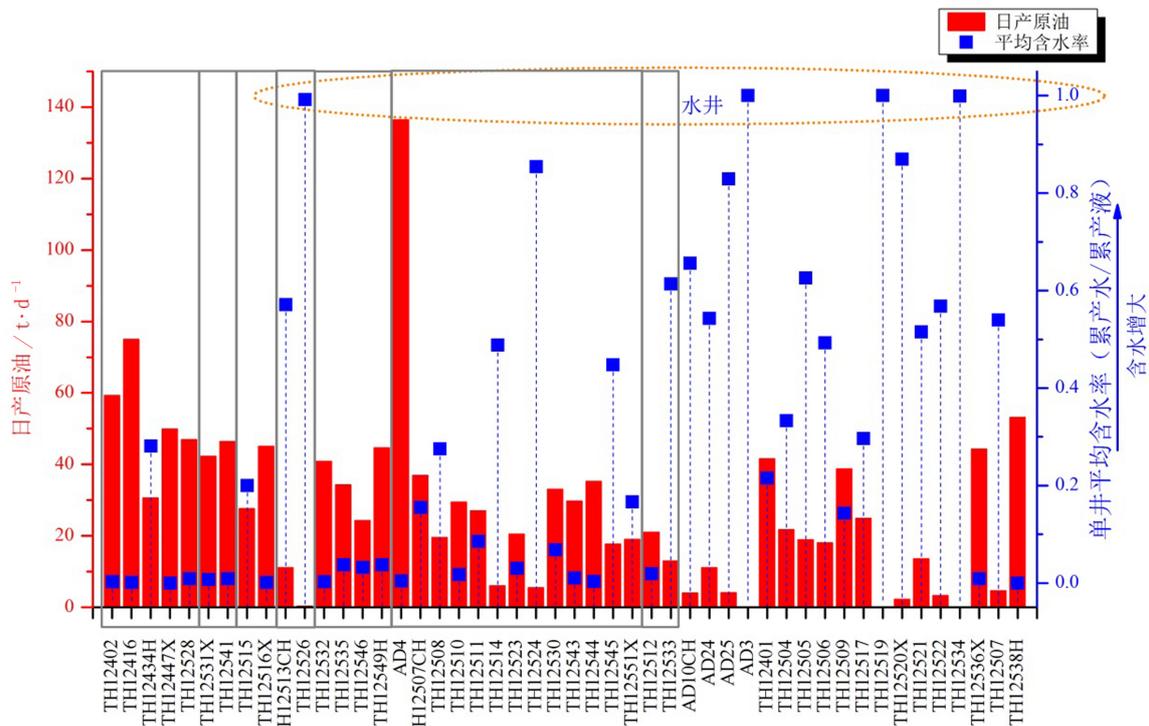


图2 研究区生产井的日均原油产量和平均含水率

Fig. 2 Average daily crude oil production and average specific moisture content of production wells in the study area



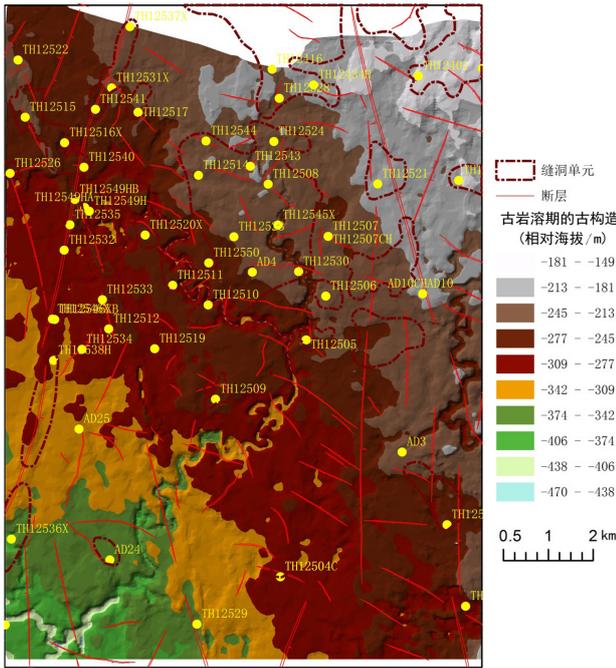


图 6  $T_7^0$ 地震波反射界面的古构造  
Fig. 6 Paleogeography of  $T_7^0$  seismic reflection interface

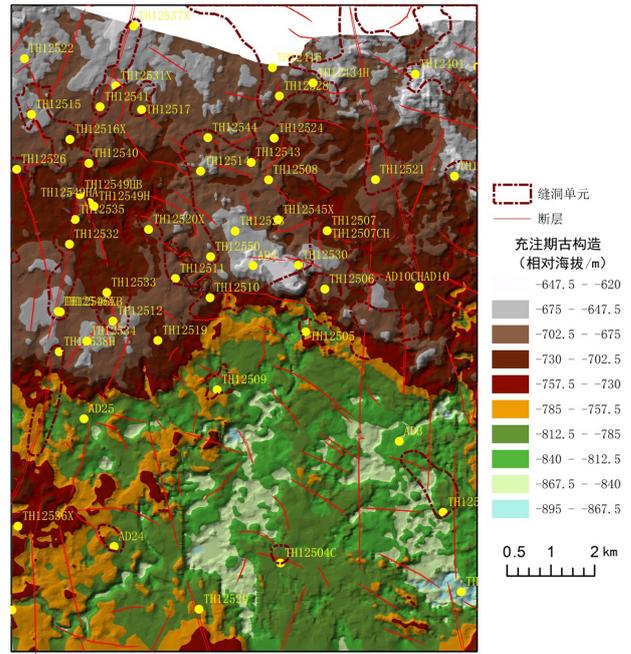


图 8  $T_7^0$ 地震波反射界面在海西晚期的古构造  
Fig. 8 Paleogeography of  $T_7^0$  seismic reflection interface of late Hercynian period

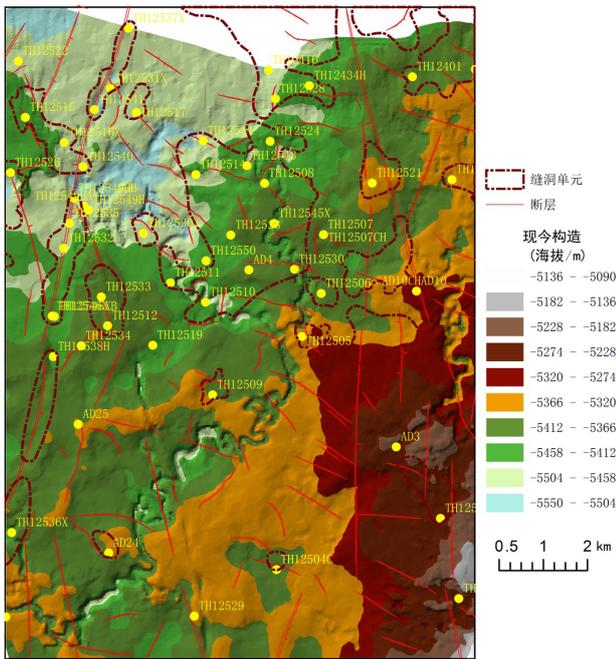


图 7  $T_7^0$ 地震波反射界面的现今构造  
Fig. 7 Present structure of  $T_7^0$  seismic reflection interface

出现了地表河,经测量,河流下切深度仅为 30~40 m,未能切穿桑塔木组灰岩夹泥岩层,据此判断该期岩溶作用对第 I 幕古岩溶的改造很小。

图 7 为  $T_7^0$ 地震波反射界面的现今构造,总体呈现东南高、西北低的地貌特征。图 8 为海西晚期(二

叠纪末)热液活动期的古构造图,地形特征为研究区南部整体海拔较低,北部较高,中部 AD4 井区最高。

### 3.3 分析与讨论

通过对比上述三个地史时期的古构造与油水平面分布关系,发现海西晚期热液活动期的古构造与现今研究区的原油含水率平面分布格局具有一定的相似性。在此,笔者将海西晚期热液活动期的  $T_7^0$  界面与现今生产井的含水等级等值线进行了叠合(图 9),结果显示:现今的油井含水分布特征与热液活动期的古构造高度相似,表现为含水率等级较低的油井普遍分布于热液活动期的构造高点。

塔河油田奥陶系古岩溶缝洞型碳酸盐岩油藏的储层存在着严重的分隔性<sup>[25]</sup>,其油藏流动体系中常存在有致密碳酸盐岩基质、机械与化学充填体和封闭断层形成的渗流屏障<sup>[18]</sup>。从岩溶学的角度来看,机械充填所致的渗流屏障应该主要在表生岩溶作用期由活跃的地下水流动造成,原因是暴雨期间由地表洪水携带的外源泥沙转入岩溶地下水系统后,系统中快速流和慢速流的频繁转换,使得泥沙逐渐充填水动力较弱的上部岩溶洞穴,而当岩溶水系统被深埋藏以后,水动力条件则会显著减弱。化学充填封堵应发生于表生岩溶作用期结束后的埋藏期,因为表生岩溶过程中形成的洞穴次生碳酸盐沉积很难封

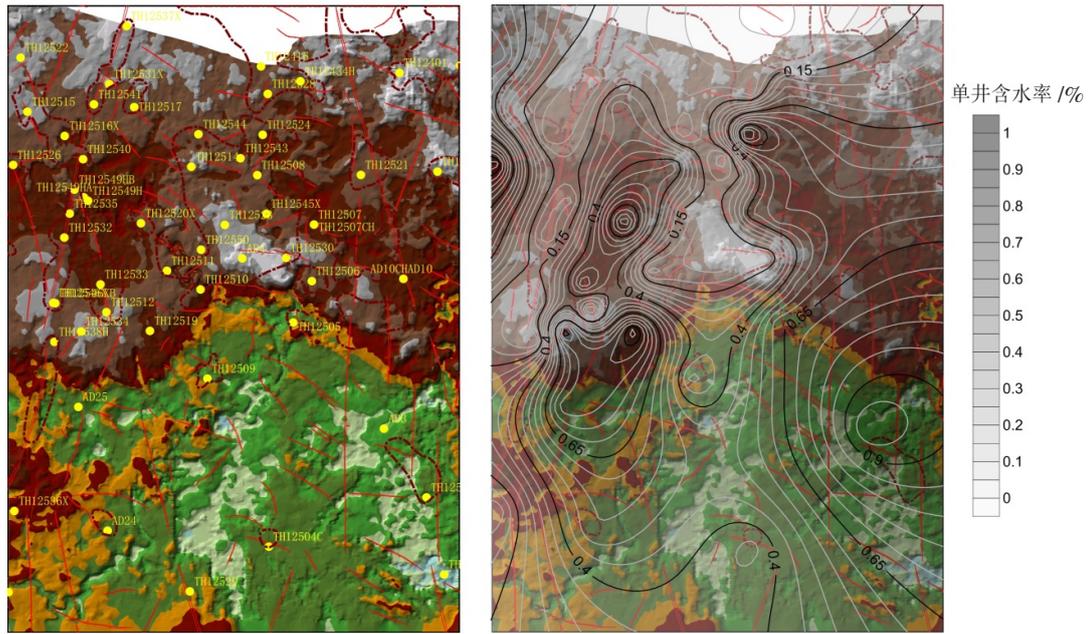


图9 海西晚期热液活动期的 $T_7^0$ 界面与现今生产井的含水等级等值线对比

Fig. 9 Comparison of  $T_7^0$  interface in Late Hercynian hydrothermal activity period with water content level contours of present production wells

堵整个岩溶洞穴空间。封闭断层形成的渗流屏障在表生岩溶作用期和在该期结束以后的覆盖与埋藏期都有可能发生。此外,化学充填和断层封堵所致的碳酸盐岩储集空间的分隔应总体发生于油气充注之后,否则油气就不可能普遍地充注进入各缝洞体中。

通过以上分析,并参照已有研究成果<sup>[26]</sup>,可将碳酸盐岩古岩溶型缝洞系统的连通性分为早期连通、原生连通和生产连通三个阶段(图10),进而分阶段地讨论储层的连通性。图5和图6显示的是加里东中期第I幕和第III幕古岩溶不整合面,它们的起伏度显著低于现代中国南方岩溶区峰丛洼地地区的地面起伏度,而且也明显比塔河油田主体区中下奥陶统顶面在海西早期的古岩溶地貌<sup>[11]</sup>更为平缓,结合由

通过对 $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O-CaCO}_3\text{-NaCl}$ 体系的热力学模型模拟研究表明:热液活动中的富含 $\text{CO}_2$ 的深部流体在从深部向浅部运移的过程中,会产生深部碳酸盐岩溶蚀和浅部沉淀碳酸盐矿物的作用<sup>[27]</sup>。相关的物理模拟实验也表明:碳酸盐岩储层在深埋过程中,随压力和温度的增加,方解石和白云石趋向于沉淀而不是溶蚀<sup>[28-30]</sup>。研究区内发育有切穿基底和盖层的深大断裂,与深埋藏的奥陶系碳酸盐岩古岩溶含水层可配合形成深部的流体循环介

地震反射均方根振幅及振幅变化率刻画的岩溶洞穴分布特征( $T_{74}$  0~40 ms 和 40~100 ms 范围),发现研究区内的洞穴分布较为均匀<sup>①</sup>。就此可初步推断研究区奥陶系中统一间房组灰岩发育了相对均匀型的强岩溶含水层(表1)。这种在加里东中期古岩溶发生阶段形成的横向连通性一直保持到海西早期的油气充注事件发生之后。海西晚期的热液活动事件对本研究区的早期横向连通性产生了重要影响,即热液流体通过对早期连通的缝洞储集空间进行封闭定容,形成相互分隔的缝洞单元,并且这种分隔性并没有被后续的构造变化所破坏,一直持续至今,从而形成油田开发过程中所遇到的原生连通性极差的情况。

质。在深部热液活动期,流体的温度及盐度会发生时空上的变化,这些变化也导致了流体密度在时空上的差异,进而使流体流动系统中产生浮力,最终形成深部流体循环介质中由浮力驱动的深部流体自由对流<sup>[31]</sup>。在自由对流过程中,深部流体从深部运移至浅部,因热力学条件的改变,在埋深相对较浅处的古岩溶含水层中发生碳酸盐岩的沉淀作用。

前人的研究显示,本研究区曾受到过二叠纪深

① 王建斌,李海英,王赞,等.塔河10区全方位三维裂缝体系及连通性研究[R].中国石油化工有限公司西北油田分公司科研项目研究成果报告,2017.

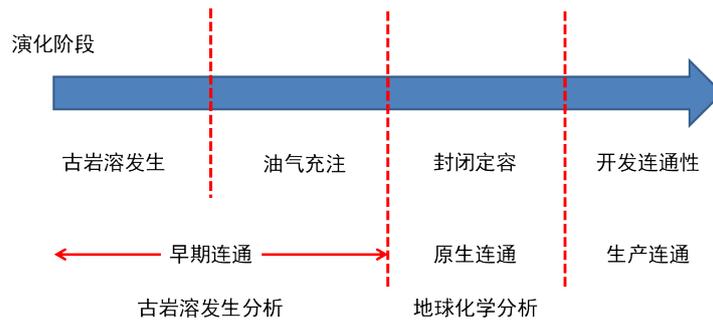


图10 古岩溶缝洞型碳酸盐岩油藏的三阶段连通性模式

Fig. 10 Three-stage connectivity model of paleokarst fractured-vuggy carbonate rock reservoirs

部热液活动的强烈影响<sup>[22]</sup>。这些影响可在本研究区内某些油水同层的井中观察到,如位于本研究区

西南部的AD3井,可见取自奥陶系鹰山组的岩芯中具有大量深部成因的白色巨晶方解石(图11)。



图11 AD3井岩芯中的白色巨晶方解石(据中石化西北油田分公司,2007)

Fig. 11 White megacrystalline calcite in the core of well AD3 (after Northwest Oilfield Branch of SINOPEC, 2007)

岩溶作用动力学的相关认识显示,  $\text{CaCO}_3$  过饱和状态的水通常在流速较快的部位优先发生方解石的沉积<sup>[32]</sup>, 也就是水动力较强的部位优先沉积碳酸盐矿物<sup>[33]</sup>。本研究区奥陶系碳酸盐岩中发育有古岩溶洞穴系统, 这些古岩溶洞穴的几何形态极不规则, 并常伴随有上覆顶板的垮塌和洞穴充填现象, 使得古岩溶洞穴中普遍存在管腹和管喉(图12)。当热液流体从深部喷出后, 在向近似水平状的古岩溶含水层横向运移时, 会因过水断面面积的变化发生流速的改变, 即在同一岩溶管道的流动路径上, 在管腹和管喉处分别形成慢速流和快速流。可以推断, 在岩溶管道的垮塌处, 因横断面积的减小, 导致流速增快, 必将引起化学充填作用所致的渗透屏障的形成(模式见图12), 也就是发生嵌入式混合充填<sup>[34]</sup>, 这也使得缝洞体发生封闭定容, 横向分隔性剧增, 最终导致

岩溶区缝洞体之间的连通性较差。

综上所述, 本研究区奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层形成于加里东中期内幕岩溶期, 海西早期发生油气一次性充注, 海西晚期又经历了一次大规模的深部热液活动事件。海西晚期的深部热液活动所致化学充填作用形成了缝洞体之间的渗流屏障, 使得储油缝洞体封闭定容, 造成油藏的分隔性增强, 从而奠定了油水的宏观平面分布格局。后期的构造变动未能打通这些由热液活动形成的渗流屏障, 以至于海西晚期形成的油水平面分布格局保持至今, 就连现今构造也不能控制这种油水分布关系。

然而, 后期的构造运动可在纵向上调整原有的油水关系, 即后期构造运动使原处于低部位的充水缝洞体抬升, 造成储油缝洞体在下, 而旁边的充水缝洞体在上的复杂油水关系(图13)。开发过程中, 在

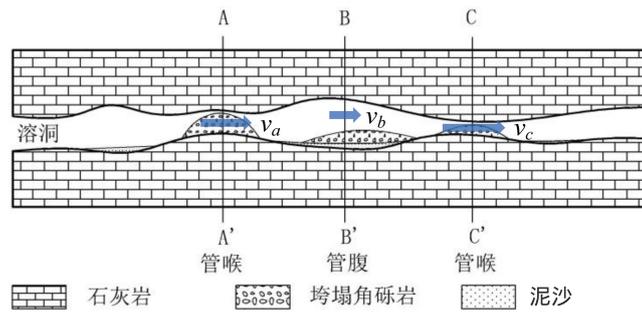


图 12 化学充填作用所致渗透屏障的形成模式

Fig. 12 Formation model of permeable barriers caused by chemical filling

高产井旁布置新井,应谨慎采用酸化压裂等措施,因为这可能会打破缝洞体之间原有脆弱的渗透屏障,使得油水重新分布,出现高产油井突水的状况。

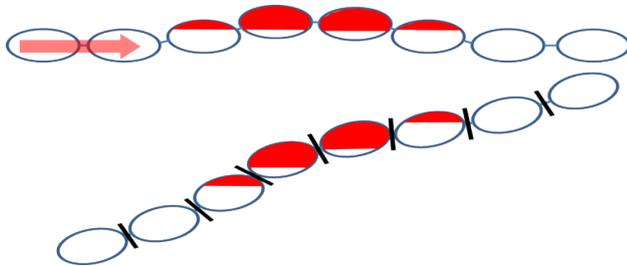


图 13 研究区的油水关系发展模式(红色代表石油,黑色粗短线代表渗流屏障)

Fig. 13 Development model of oil-water relationship in the research area (red represents oil, black represents seepage barrier)

### 4 结论

塔河十区西奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏的储层是对加里东中期第I幕岩溶作用期形成的相对均匀型岩溶含水层的继承性发育。海西晚期的深部热液活动形成了该储层中的化学充填渗流屏障。海西晚期的古构造控制了该油藏油水在平面上的宏观分布格局。

致谢:本研究得到了中国地质大学(北京)地球物理专业王赞老师的技术与图件支持,在此表示感谢!此外,在原始数据收集、野外调研与采样过程中,得到了中国石油化工有限公司西北油田分公司采油二厂石杨、梅胜文和周诗杰等同志的帮助,在此一并表示感谢!

### 参考文献

[ 1 ] 柳广弟,高先志,张厚福,等.石油地质学[M].北京:石油工业出版社,2009:48-60.

[ 2 ] 张抗.塔河油田的发现及其地质意义[J].石油与天然气地质,1999,20(2):120-124.

[ 3 ] 康志宏,陈琳,鲁新便,等.塔河岩溶型碳酸盐岩缝洞系统流体动态连通性研究[J].地学前缘,2012,19(2):110-120.

[ 4 ] 朱蓉,楼章华,鲁新便,等.塔河油田缝洞单元地下水化学特征及开发动态[J].石油学报,2008,29(4):567-572.

[ 5 ] 朱蓉,楼章华,云露,等.塔河油田奥陶系油藏开发动态与地层水化学特征响应[J].地质学报,2008,82(3):397-406.

[ 6 ] 赵文革.塔河油田碳酸盐岩缝洞油藏油水关系研究[D].成都:成都理工大学,2006:125-126.

[ 7 ] 黄婷婷.塔河4区奥陶系油藏缝洞系统生产特征及油水分布模式[D].成都:成都理工大学,2007:105-106.

[ 8 ] 侣冬梅.托甫台 TP12CX 缝洞单元油水分布研究[D].成都:成都理工大学,2014:54.

[ 9 ] 杜凯.塔河12区奥陶系缝洞油藏油水分布特征研究[D].成都:成都理工大学,2012:65-67.

[10] 李竞好.塔河油田奥陶系潜山油藏油水关系分析[J].天然气地球科学,2009,20(3):425-428.

[11] 李宗杰,刘群,李海英,等.地震古岩溶学理论及应用[J].西南石油大学学报(自然科学版),2013,35(6):9-19.

[12] 董志鹏.塔河油田艾丁地区奥陶系油气藏特征研究[D].北京:中国地质大学(北京),2011:1-2.

[13] 薛明喜,陈开远,李海英,等.碳酸盐岩缝洞型储层三种不同地震成像效果对比[J].科学技术与工程,2018,18(18):7-15.

[14] 丁勇,彭守涛,夏东领.塔河油田艾丁地区奥陶系油气藏特征与成藏期[J].新疆石油地质,2013,34(3):262-264.

[15] 牛玉静.缝洞型碳酸盐岩油藏溶洞储集体岩溶塌陷结构特征研究[D].北京:中国地质大学(北京),2012:8-13.

[16] 康玉柱,张希明,孟繁莹,等.中国塔里木盆地塔河大油气田[M].乌鲁木齐:新疆科技出版社,2004:3-16.

[17] 罗平,张静,刘伟,等.中国海相碳酸盐岩油气储层基本特征[J].地学前缘,2008,15(1):36-50.

[18] 张林艳.塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏的储层连通性及其油(气)水分布关系[J].中外能源,2006,11:32-36.

[19] 杜凯,向传刚.塔河 AD4 井区油水分布特征分析[J].内江科技,2011,12:126-127.

[20] 顾忆,邵志兵,陈强路,等.塔河油田油气运移与聚集规律[J].石油实验地质,2007,29(3):224-230.

[21] 云露.塔河油田奥陶系油气成藏模式研究[D].北京:中国地

- 质大学(北京), 2008: 123-126.
- [22] 朱东亚, 孟庆强, 金之钧, 等. 复合成因碳酸盐岩储层及其动态发育过程: 以塔河地区奥陶系碳酸盐岩为例[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(1): 26-35.
- [23] 李辉, 李国蓉, 罗韵, 等. 塔河地区奥陶系碳酸盐岩储层深部热液特征分析[J]. 大庆: 东北石油大学学报, 2014, 38(6): 12-21.
- [24] 赵裕辉. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型储集体预测研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2010: 69-73.
- [25] 荣元帅, 胡文革, 蒲万芬, 等. 塔河油田碳酸盐岩油藏缝洞分隔性研究[J]. 石油实验地质, 2015, 37(5): 599-605.
- [26] 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.
- [27] 朱东亚, 孟庆强, 金之钧, 等. 富CO<sub>2</sub>深部流体对碳酸盐岩的溶蚀—充填作用的热力学分析[J]. 地质科学, 2012, 47(1): 187-201.
- [28] 王明筏, 陈超. 深层碳酸盐岩原位模拟实验及勘探启示: 以川东北地区二叠系为例[J]. 海相油气地质, 2018, 23(2): 10-16.
- [29] 寿建峰, 余敏, 沈安江. 深层条件下碳酸盐岩溶蚀改造效应的模拟实验研究[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2016, 35(5): 860-867.
- [30] 杨云坤, 刘波, 秦善, 等. 基于模拟实验的原位观察对碳酸盐岩深部溶蚀的再认识[J]. 北京大学学报(自然科学版), 2014, 50(2): 316-322.
- [31] 杨建文, 冯佐海, 罗先熔, 等. 数值模拟定量探索地形起伏及浮力在驱动地下水流中的相对重要性[J]. 中国科学: 地球科学, 2010, 40(4): 503-510.
- [32] 刘再华, Wolfgang Dreybrodt. 岩溶作用动力学与环境[M]. 北京: 地质出版社, 2007: 97-103.
- [33] 曾成, 刘再华, 孙海龙, 等. 水力坡度对溪流钙华沉积的影响[J]. 地球与环境, 2009, 37(2): 103-110.
- [34] 曹建文, 夏日元, 张庆玉, 等. 潮湿环境下典型碳酸盐岩缝洞系统充填模式探讨[J]. 石油实验地质, 2016, 38(1): 56-62.

## Controlling factors of macroscopic oil–water distribution in fractured–vuggy carbonate reservoirs in west of area 10 in the Tahe oilfield

ZENG Cheng<sup>1</sup>, CHEN Bench<sup>2</sup>, LI Zongjie<sup>3</sup>, MA Xuejun<sup>3</sup>, XUE Mingxi<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Environmental Geochemistry, Institute of Geochemistry, CAS, Guiyang, Guizhou 550081, China; 2. Oil Field Department of Science and Technology Ministry, SINOPEC, Beijing 100728, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830001, China; 4. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100728, China)

**Abstract** Ordovician carbonate fractured–vuggy reservoirs in the Tahe oilfield have strong heterogeneity and complex oil–water distribution. It is of great significance for controlling water and stabilizing oil production in fractured–vuggy reservoirs to reveal the macroscopic oil–water distribution law at a regional scale (10 km × 10 km). Based on the work of omni-directional and high-precision three-dimensional seismic data processing, inversion and interpretation, this paper comprehensively analyzes the karst paleostructure and the oil–water regime in the process of oilfield development, and discusses the controlling factors of the macro-horizontal distribution pattern of oil–water in carbonate fractured–vuggy reservoirs in the Tahe oilfield. The results show that a relatively homogeneous paleo-karst aquifer was formed in the middle Caledonian Episode I karst period. After hydrocarbon was injected into the paleo-karst aquifer medium in the early Hercynian period, deep hydrothermal activity in the late Hercynian period sealed and fixed the fracture–cave body, resulting in fracture–cave separation, and established the present macroscopic distribution pattern of oil and water in the reservoirs.

**Key words** Tahe oilfield, carbonate rock, paleo-karst, fractured–vuggy reservoir, oil–water distribution

(编辑 张玲)