

塔河油田浅覆盖区中一下奥陶统承压岩溶缝洞结构特征——以T738井区为例

张长建, 张振哲, 金燕林

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

摘要 塔河油田浅覆盖区中一下奥陶统岩溶缝洞体发育,油气开发效果较好。受上奥陶统良里塔格组和隔水层的围限,浅覆盖区中一下奥陶统缝洞体的岩溶发育特征不同于受排泄基准面控制的裸露型岩溶和岩溶水深循环的埋藏型岩溶。为了明确塔河油田浅覆盖区T738井区中一下奥陶统的洞穴成因机理和岩溶缝洞结构,利用“残厚趋势组合法”恢复了海西早期浅覆盖区的古地貌、古水系,综合测井、地震等手段识别了隔水层、岩溶洞穴层,结合油藏动态生产特征构建了浅覆盖区承压岩溶条件下的缝洞结构模式。结果表明:①海西早期古地貌总体北东高、南西低,发育北东—南西走向浅切割型树枝状地表水系,北部裸露区提供高水力梯度、高流量的岩溶水补给;②T738井区处于半开放式承压岩溶环境,中一下奥陶统发育3套隔水层围限下的2套迷宫型岩溶缝洞系统;③受隔水层、水动力梯度、走滑断裂等因素影响,一间房组、鹰山组上段洞穴层具有纵向水动力联系,发育侧向—上升型、孤立型、侧向型和盲端型等4类承压岩溶缝洞结构。研究成果对塔河油田浅覆盖区T738井区的缝洞型油藏开发有重要地质指导意义。

关键词 走滑断层;承压岩溶;迷宫型洞穴系统;缝洞型油藏;奥陶系;塔河油田

中图分类号:TE122.2 **文献标识码**:A

0 前言

承压岩溶指受限于上、下不透水层的压迫作用,岩溶水在碳酸盐岩节理、层理密集发育区发生溶蚀并形成洞穴^[1],可溶岩与非/弱可溶岩接触带为层间岩溶有利发育带^[2]。不同于裸露区岩溶背景的树枝状地下暗河结构,承压岩溶洞穴在平面上往往形成复杂的迷宫型结构^[3],而且承压条件下成熟岩溶区的洞穴管道网络密度非常高,较裸露区高出一个数量级^[4]。影响承压岩溶的重要因素为低渗透隔水层,隔水层之间的可溶层通过垂直水动力联系可发育多层状迷宫型洞穴。Klimchouk通过对乌克兰西部的Ozerna洞穴的研究,提出侧向—上升型承压岩溶模式^[5],认为侧向—上升型承压洞穴分为3部分:①入水口;②主洞道;③出水口。现代的承压侧向—上升型岩溶模式可充分借鉴到塔里木盆地塔河油田T738井区奥陶系浅覆盖承压岩溶区。

塔河油田浅覆盖区指中一下奥陶统石灰岩被上覆上奥陶统恰尔巴克组、良里塔格组覆盖的区

域,主要分布于良里塔格组尖灭线与桑塔木组尖灭线之间。而桑塔木组尖灭线以南即为桑塔木组覆盖区。塔河油田浅覆盖区中一下奥陶统一间房组、鹰山组岩溶缝洞体发育且油气富集,为重要的产能阵地。整体上看,塔河油田中一下奥陶统碳酸盐岩的岩溶特点存在明显的空间分异:中一下奥陶统裸露区表现为海西早期的表生岩溶缝洞结构^[6-7],桑塔木组覆盖区岩溶缝洞属于加里东中期的下渗断控岩溶产物^[8],而浅覆盖区岩溶缝洞结构表现为层控特征^[9-10]。前人把浅覆盖区层控型岩溶的成因机理大致分为深缓流顺层岩溶模式、浅循环顺层岩溶模式^[11-15]。深缓流顺层岩溶模式认为:海西早期古隆起及斜坡背景提供了地下水运移的动力,岩溶水从北部裸露区输入,渗透性好的颗粒灰岩和裂缝系统为顺层岩溶作用提供侧向潜流通道,岩溶水在南部覆盖区沿着断裂排泄^[11-13],鹰山组上、下段之间的T₆不整合面对层间岩溶缝洞体发育过程中的岩溶水输导具有重要意义^[14]。浅循环顺层岩溶模式主要用于浅覆盖区,

收稿日期:2022-07-21;改回日期:2022-10-30

本文受中石化重大科技项目“岩溶系统描述及空间结构井网构建研究”(编号:P20042)资助

第一作者:张长建,副研究员,主要从事碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究。通信地址:830011 新疆乌鲁木齐市长春南路466号 西北油田分公司;E-mail:273419780@qq.com

该模式关注不同方向断裂控制下的顺层岩溶与缝洞纵向分层溶蚀现象^[9],强调承压岩溶水以深切沟谷和断裂为排泄通道^[10,15]。上述2种岩溶模式统一认识到覆盖区岩溶缝洞为受断裂约束的顺层岩溶成因,但其成因机理尚待进一步明确和完善:洞穴层之间的纵向水动力关系不清,岩溶水循环的排泄路径也存在一定分歧,浅覆盖区半开放式承压环境下的岩溶层组有待进一步细分。浅覆盖区岩溶缝洞结构发育模式不明晰,缝洞连通情况和剩余储量动用程度不清的状况,严重制约了浅覆盖区缝洞型油藏的开发推进。

本文以塔河油田西部浅覆盖区T738高产井区的中一下奥陶统古岩溶缝洞为研究对象,基于浅覆盖区的古水文地貌分析和隔水层识别,以现代承压岩溶理论为依据,利用地球物理手段刻画了浅覆盖区中一下奥陶统古岩溶缝洞结构,探讨了承压岩溶背景下多层状迷宫型缝洞体的岩溶模式及主控因素,可为相似岩溶条件下的井位部署提供地质依据。

1 地质概况

塔河油田10区位于塔里木盆地北部沙雅隆起

阿克库勒凸起与哈拉哈塘凹陷之间的西部斜坡区(图1a,1b)。研究区目的层(产油层)中一下奥陶统鹰山组、中奥陶统一间房组(图1c)属于碳酸盐台地相沉积:鹰山组由泥晶灰岩、白云质灰岩和白云岩组成^[16],可划分为2段,上段为大套泥晶灰岩,下段为石灰岩-白云岩互层^[14];一间房组以纯石灰岩为主。上奥陶统恰尔巴克组以含泥灰岩为主,良里塔格组为泥灰岩,桑塔木组为混积陆棚相泥岩。加里东中期一海西早期构造运动造成中一下奥陶统上覆地层不同程度的剥蚀,并形成一系列地层剥蚀尖灭线:上奥陶统尖灭线总体近东西走向(图1a);志留系和泥盆系尖灭线大致为南北走向(图1b)。桑塔木组尖灭线以北的良里塔格组暴露区称为岩溶浅覆盖区(图1b),该区域良里塔格组和恰尔巴克组的总厚度小于100 m。受地层尖灭线分布的控制,塔河10区上奥陶统浅覆盖区平面上为一NW-SE走向,长约20 km、宽约7 km的透镜状区域(图1b)。浅覆盖区中一下奥陶统主要经历了加里东中期I幕(与 T_7^4 界面相当)、II幕(与 T_7^2 界面相当)和海西早期等多期古岩溶作用,其中海西早期岩溶作用对岩溶缝洞发育的影响最为深刻^[17-18]。

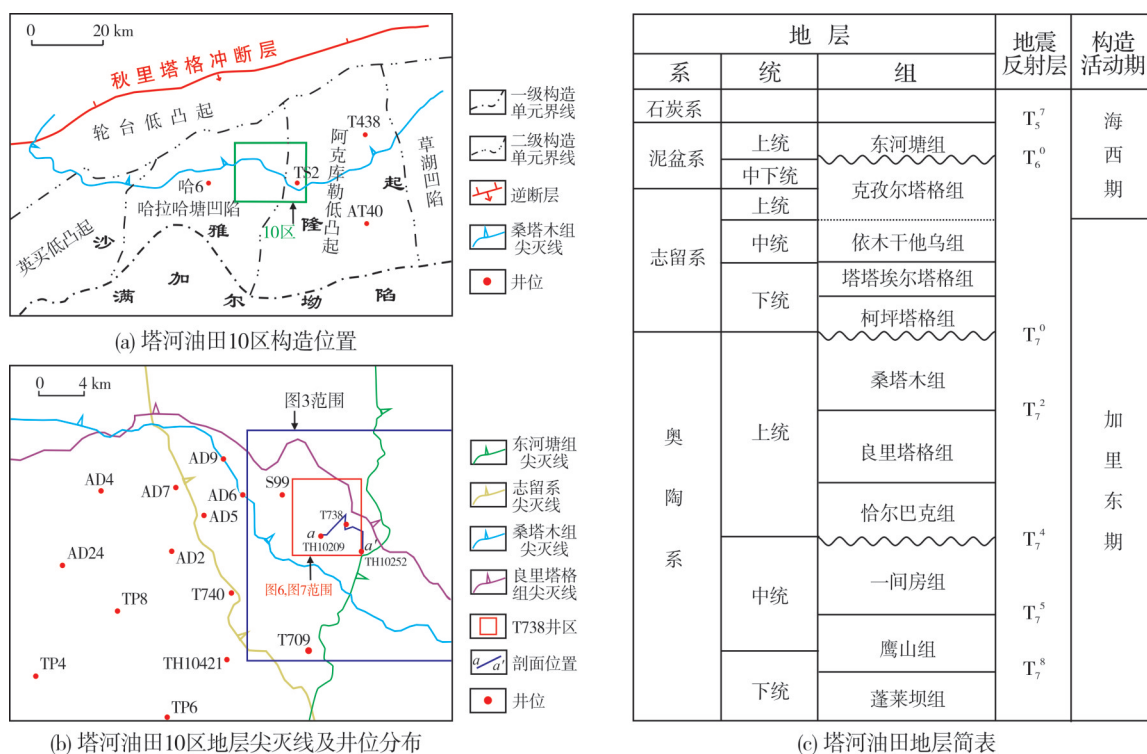


图1 塔河油田T738井区构造位置及地层简表

Fig. 1 Tectonic location of T738 well block and strata of Tahe Oilfield

2 承压岩溶成因机理

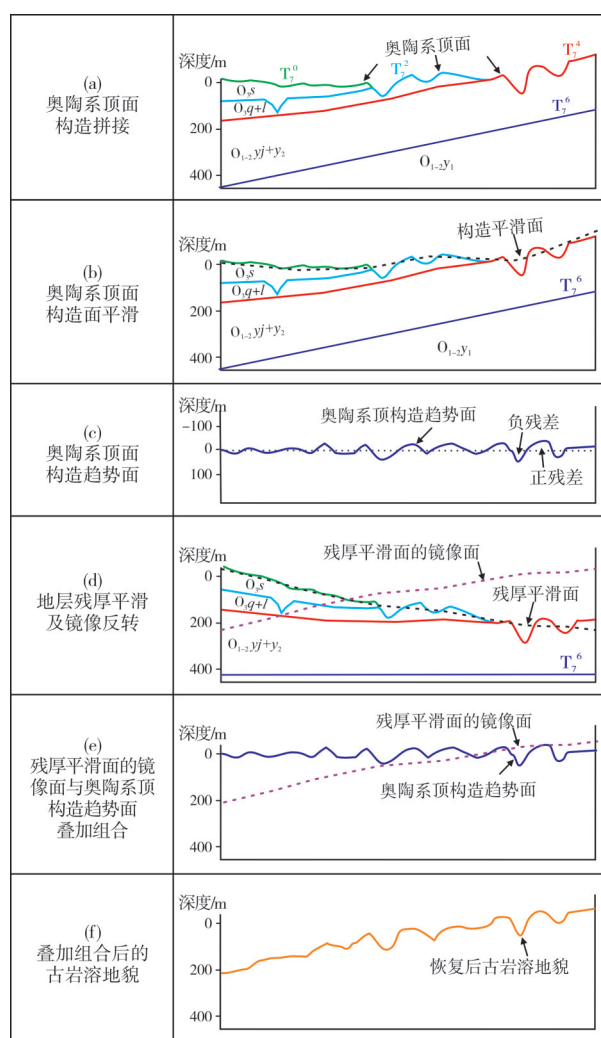
2.1 古水文地貌特征

研究区中一下奥陶统的上覆地层复杂,印模法^[19]和残厚法^[20]等单一古地貌恢复方法并不适用于本区海西早期的古地貌恢复。本文采用“残厚趋势组合法”来进行海西早期古地貌恢复,该方法属于残厚法与构造趋势面法的组合。具体步骤如下(图2):(a)将桑塔木组顶面(T_7^0)、良里塔格组顶面(T_7^2)、中一下奥陶统顶面(T_7^4)以各组尖灭线为界拼接得到奥陶系顶面构造。(b)对奥陶系顶面大尺度平滑得到奥陶系顶地貌平滑面。(c)利用奥陶系顶面与奥陶系顶平滑面的差值,得到可表征河谷、洼地等微地貌的奥陶系顶构造趋势面。(d)计算奥陶系顶面与鹰山组白云质灰岩段顶(T_7^6)之间的地层残厚,地层残厚可代表海西早期最终的岩溶古地貌形态,残厚薄区呈现小值,厚区呈现大值;进一步对地层残厚进行大尺度平滑后再镜像反转,此时薄区处于高地势,厚区处于低地势,此镜像面可指示海西早期奥陶系顶的宏观古地貌趋势。(e)在宏观古地貌趋势之上叠加奥陶系顶构造趋势面,即得到(f)海西早期的奥陶系古地貌。

从恢复结果来看,T738井区浅覆盖区海西早期古地貌整体呈现北东高、南西低的特点(图3a)。不同地层覆盖区的地貌单元发育情况差异明显:一间房组裸露区地貌地表分异度相对较高,地貌单元以深切峡谷、沟谷、溶峰洼地为主,岩溶峡谷下切幅度达到120 m。良里塔格组覆盖区地貌单元以沟谷、溶丘洼地为主,沟谷下切较浅,未能切穿良里塔格组至一间房组;北部地表水系消亡在桑塔木组尖灭线附近。桑塔木组覆盖区地表水系欠发育,整体地貌平坦。

浅覆盖区地表水系总体表现为树枝状,主干河流多呈现蛇曲形态,与古地貌坡降趋势保持一致,水系走向为由北东向南西汇流(图3b)。R3峡谷发育规模最大,在一间房组裸露区该水系由北部峡谷段、曲流峡谷段和曲流沟谷段组成,向南进入良里塔格组覆盖区后河谷下切幅度变小,至桑塔木组尖灭线处消亡。T738井区发育浅切割树枝状地表水系R2,河谷宽度为100~250 m,下切深度为20~30 m。海西早期良里塔格组覆盖区发育的浅切割型地表水系,与良里塔格组深切水系有很大区别,后者为加

里东中期Ⅱ幕(与 T_7^2 界面相当)古岩溶的产物,河谷宽可达1 500 m,深度达150 m^[8]。由于恰尔巴克组—良里塔格组的阻隔作用,浅覆盖区地表水系不能直接接触一间房组的易溶纯石灰岩。岩溶裸露区地表、地下两套地貌—水文结构系统可为相互适应的统一整体^[21]。与裸露区不同,浅覆盖区隔水层制约了地上、地下的岩溶水和能量交换,其地表水系统对地下承压岩溶缝洞系统的影响远不及裸露区。



注: O_8 桑塔木组; O_7 良里塔格组; O_6 恰尔巴克组; O_5 一间房组;
 $O_{4-3}Y_2$ 鹰山组上段; $O_{4-3}Y_1$ 鹰山组下段。

图2 古地貌恢复示意图

Fig. 2 Schematic diagram of paleogeomorphology restoration

2.2 承压隔水层特征

在大型承压盆地中确定水动力的格架就是划分水动力地层单元,重点在于确定区域分布的低渗透隔水层^[4]。依托高精度地震及测井数据,可有效开展隔水层、洞穴层的识别。

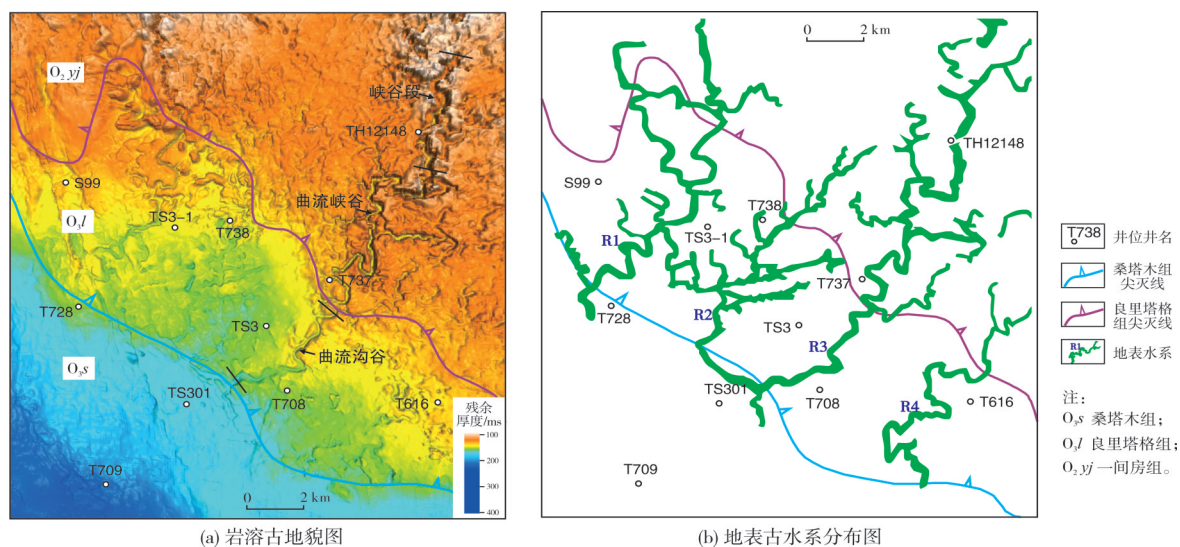


图3 塔河油田浅覆盖区海西早期岩溶古地貌及古地表水系平面分布(范围参见图1b)

Fig. 3 Paleogeomorphology and surface paleo-drainage system distribution of early Hercynian in shallow coverage zone of Tahe Oilfield (scope is shown in Fig. 1b)

结合区域地震-地质研究成果分析,塔河油田T738井区海西早期发育3套主要岩溶隔水层: 哈尔巴克组—良里塔格组、一间房组底部、鹰山组下段。上隔水层为哈尔巴克组—良里塔格组的含泥灰岩、泥灰岩,厚度为20~100 m。下隔水层为 T_7^6 界面之下的鹰山组下段白云质灰岩层。现有的露头、同位素和钻测井等资料证实鹰山组下段和鹰山组上段之间的 T_7^6 界面为Ⅲ级层序界面^[22], T_7^6 界面之下的鹰山组下段以白云质灰岩、白云岩与石灰岩互层为

主,在岩性和可溶性上与鹰山组上段纯灰岩差别较大,可构成区域上广泛分布的岩溶隔水底板^[14]。中隔水层发育于一间房组底部(T_7^5 界面之上),以此为界,一间房组和鹰山组上段纵向溶蚀程度差异明显: 鹰山组上段强溶蚀,洞穴发育程度高;一间房组弱溶蚀,洞穴发育程度低。通过奥陶系测井对比发现,一间房组底部的中隔水层,深浅电阻率测井响应为钟形或箱形结构,为一厚10~30 m的高电阻率致密层(图4),与隔水层之下的鹰山组上段低电阻

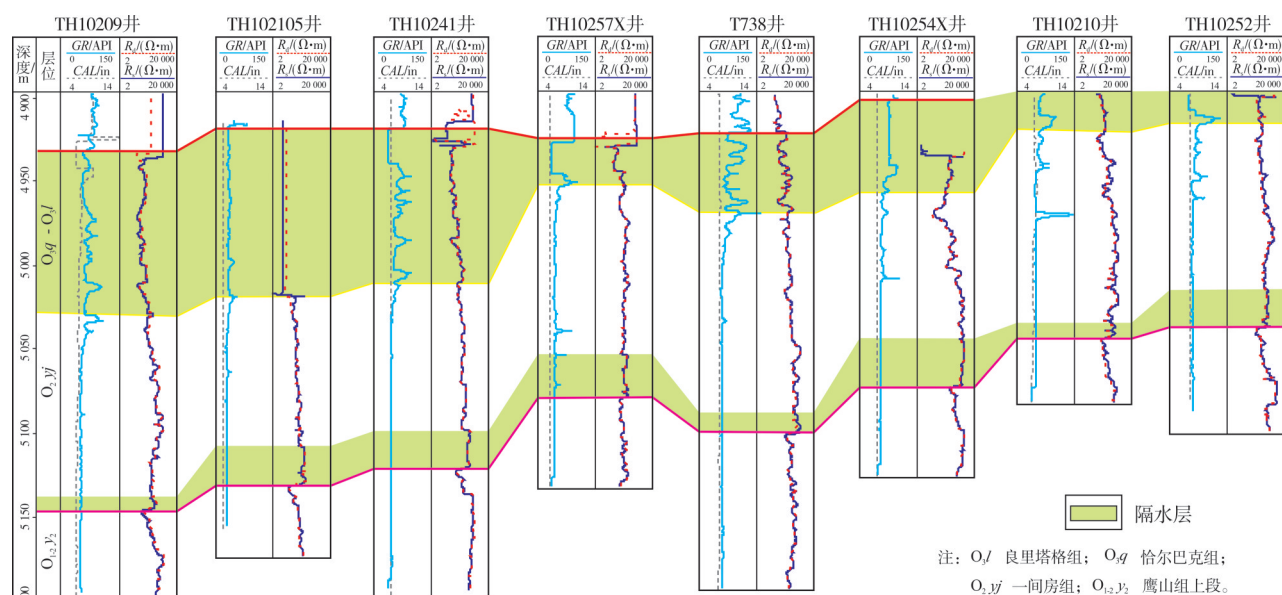


图4 塔河油田T738井区奥陶系地层连井对比图

Fig. 4 Inter-well correlation section of Ordovician strata in T738 well block of Tahe Oilfield

率缝洞发育段形成显著差异。该致密层分布相对稳定, 横向厚度略有变化, 总体表现为溶蚀程度低, 基本不具备储集性能。

通过钻井-地震剖面标定, 上隔水层的顶底分别为 T_7^2 、 T_7^4 , 中隔水层的底界为 T_7^5 , 下隔水层的顶界为 T_7^6 。连井地震剖面显示, 以隔水层为界, 一间房组、鹰山组上段、鹰山组下段的溶蚀程度差异巨

大, 从下而上表现为弱、强、中等的岩溶纵向分层结构特征(图 5)。依据钻井、测井、地震的综合对比分析, 构建浅覆盖区中一下奥陶统鹰山组、一间房组的水动力地层格架: 下隔水层(鹰山组下段)、洞穴层(鹰山组上段)、中隔水层(一间房组底部)、洞穴层(一间房组)、上隔水层(恰尔巴克组—良里塔格组)。

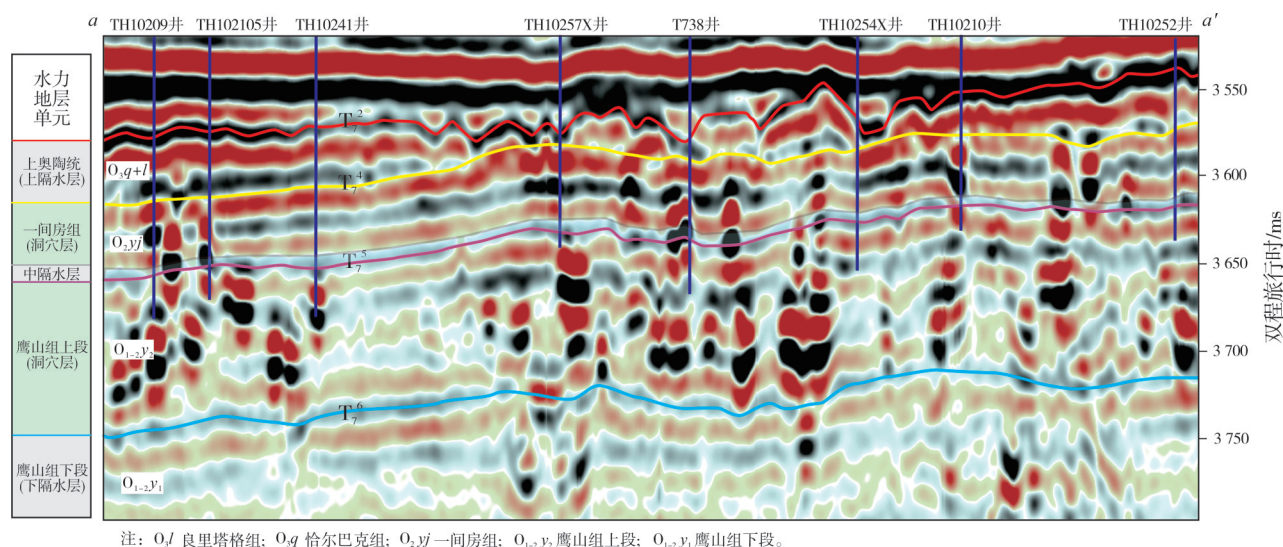


图 5 塔河油田 T738 井区奥陶系连井岩溶纵向分层结构地震剖面(剖面位置见图 1b)

Fig. 5 Inter-well seismic profile showing the karst vertical layered structure of Ordovician in T738 well block of Tahe Oilfield(location is shown in Fig. 1b)

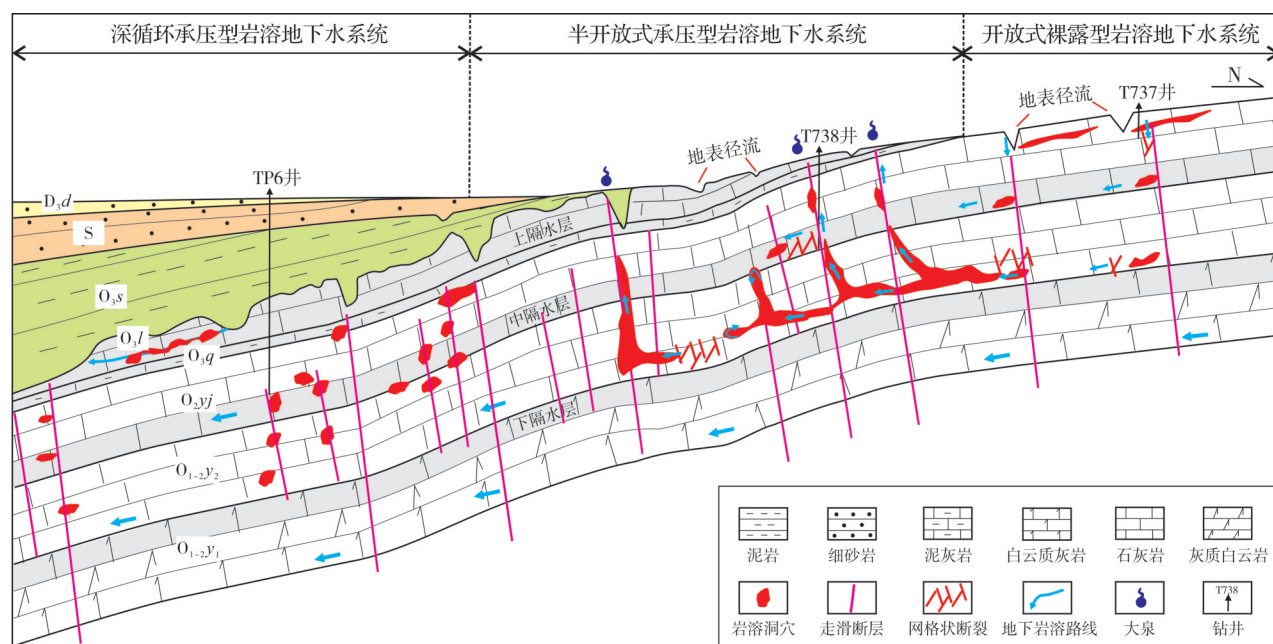
2.3 承压岩溶洞穴层特征

塔河油田岩溶洞穴在钻井、录井及测井上都有明显响应特征。录井表现为明显放空、钻井液漏失、钻时明显减少; 测井响应主要表现为自然伽马值增大、深浅侧向电阻率降低、中子孔隙度和声波孔隙度增大以及密度孔隙度减小^[23]。T738 井区中一下奥陶统碳酸盐岩发育大型溶蚀洞穴, 钻井直接钻遇溶洞的概率高达 48%, 其中 20 井次钻遇一间房组和鹰山组洞穴, 5 井次钻遇良里塔格组洞穴。

大型岩溶洞穴的地震响应主要表现为串珠状反射, 利用强地震振幅异常可很好地识别岩溶洞穴^[24]。利用塔河 T738 井区一间房组(T_7^4 – T_7^5)平均绝对振幅和相干属性叠合图(图 6a)来刻画一间房组缝洞结构, 利用鹰山组上段(T_7^5 – T_7^6)平均绝对振幅和相干属性叠合图(图 6b)来刻画鹰山组缝洞结构。T738 井区上、下洞穴层的缝洞刻画属性显示: ①一间房组、鹰山组上段的缝洞系统总体表现为主干断裂网格控制下的迷宫状网络, 平面上形成闭合

环路; ②一间房组、鹰山组上段的深浅缝洞系统溶蚀差异较大, 鹰山组上段洞穴表现为断裂扩溶现象, 且沿断裂走向洞道延伸距离较远, 一间房组则表现为孤立零星洞穴分布; ③溶蚀方向选择性显著, 与古地势走向几乎垂直的 NWW 方向断层溶蚀程度最高, 与古地势走向平行的 NNE 方向断层溶蚀程度相对偏弱, 表明承压岩溶条件下阻水断裂更易溶蚀形成洞穴。

综合地表水系展布及缝洞刻画结果, 编制了塔河 T738 井区岩溶缝洞系统平面图(图 7)。该图叠置了多层洞穴信息: 一间房组洞穴(黄色)、鹰山组上段洞穴(蓝色)、洞穴层连接处(红色)及地表水系(绿色)。从图 7 可知, 一间房组、鹰山组上段的上下洞穴系统具有纵向相对重叠的特点, 其重叠处存在上升溶蚀通道(红色)相连接, 表明深洞穴层与浅洞穴层存在层间地下水动力联系; 迷宫状缝洞系统在空间上并非均匀分布, 整个迷宫网络由多个团簇状小型迷宫状溶蚀网络(图 7, 封闭点线区所示)组合而成。



注: D_{3d} 东河塘组; O_{3s} 桑塔木组; O_{3l} 良里塔格组; O_{3q} 恰尔巴克组; O_{3yj} 一间房组; O_{1-2y2} 鹰山组上段; O_{1-2y1} 鹰山组下段。

图8 塔河油田浅覆盖区海西早期岩溶洞穴发育模式

Fig. 8 Development model of karst caves of early Hercynian in shallow coverage zone of Tahe Oilfield

主要途径为断穿至地表的断裂。理由如下:① T738 井区迷宫状缝洞网络与断裂网格对应性好, 一间房组溶洞与上覆水系的对应性较差(图7), 区内并不发育与地表水系相适应的暗河型隧道;② 地表水系底部基本代表了排泄基准面的深部, 排泄基准面控制暗河管道的发育深度, 良里塔格组覆盖区地表水系并未切至一间房组, 一间房组的溶洞在深度上无法与良里塔格组上覆水系排泄基准相对应;③ 浅覆盖区良里塔格组直接钻遇溶洞的概率较高, 占到总数的 20%, 一定程度上说明浅覆盖区断裂发育部位良里塔格组易被溶蚀突破形成泄水通道。

(3) 三套隔水层控制双层岩溶洞穴系统

浅覆盖区鹰山组上段洞穴层溶蚀程度远超一间房组洞穴层。在下隔水层和上隔水层的围限下, 地下水垂向运移受阻, 地下水流被迫汇聚在隔水底板之上形成顺断裂的侧向流动, 因此, 鹰山组上段的裂隙、裂缝优先溶蚀形成溶洞; 只有向上突破中隔水层, 岩溶水进入一间房组, 浅层一间房组洞穴才开始发育。注意到, 一间房组缝洞发育往往与突破上隔水层的断裂排泄点对应性较好, 这种情况的径流-排泄通道最通畅, 岩溶洞穴最发育, 可作为浅覆盖区重要的油气开发目标。

3 承压岩溶缝洞结构

现代岩溶理论认为, 承压岩溶侧向-上升型溶蚀洞穴主要包括 3 部分: 入水口、主洞道、泄水口^[5]。塔河油田 T738 井区在一间房组、鹰山组上段 2 套洞穴层发育迷宫型缝洞系统, 依据水动力条件、缝洞结构样式, 构建了半开放式承压岩溶背景下的 4 种典型岩溶缝洞发育模式(图 9)。

3.1 典型承压岩溶缝洞发育模式

(1) 侧向-上升型承压缝洞发育模式

这类洞穴的入口与主干断裂溶蚀通道相接, 侧向溶蚀的主洞道在发育次级断裂的鹰山组上段发育。岩溶水沿主干断裂由北向南侧向溶蚀, 突破中隔水层并向上溶蚀, 在上部一间房组内形成上层洞穴, 最终溶蚀突破恰尔巴克组-良里塔格组形成泄水(图 9a)。由于与主干断裂相接, 且能向上形成泄水通道, 这种类型缝洞系统的岩溶水供给充足、洞道通畅, 岩溶水流量和流速有保障, 可形成较大的缝洞溶蚀空间。T738 井钻遇这类侧向-上升泄水型缝洞, 累产油达 12.6×10^4 t, 开发效果很好。

(2) 孤立型承压缝洞发育模式

不同于第一种类型, 孤立型侧向-上升承压缝洞没有明显的入口通道, 未与主干溶蚀网络建立供

给-径流的连通关系,侧向岩溶水主要通过裂隙-裂缝渗入,在鹰山组上段形成深部主洞道,同样能上升并突破上隔水层形成泄水。孤立型承压缝洞系统的岩溶水供给相对不充足,岩溶水主要经由裂缝渗入,与外部溶蚀网络连通性较差,而岩溶泄水通道相对通畅,能形成一定空间的岩溶缝洞体。TH10254XCH井钻遇这种孤立的侧向-上升泄水缝洞(图9b),累产油 2.9×10^4 t,该井生产过程表现为定容洞穴特征,自喷产油期较短,停喷后通过单井注水补充能量保持生产。

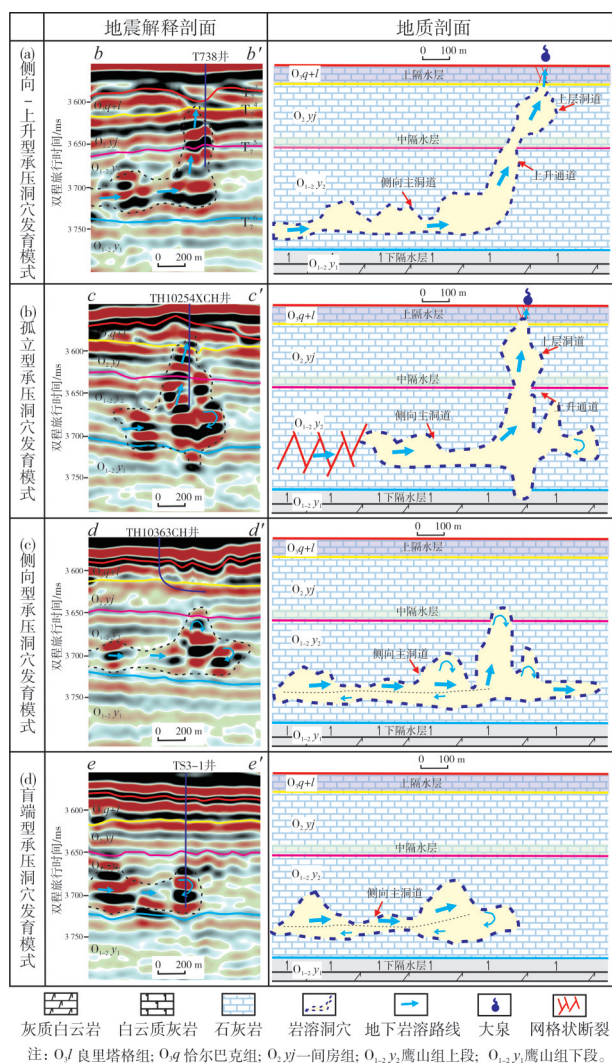


图9 四类典型承压洞穴地震响应及发育模式
(剖面位置见图6b)

Fig.9 Seismic response and development patterns of four typical confined karst caves (section locations are shown in Fig. 6b)

(3)侧向型承压缝洞发育模式

此类型缝洞主要在深部鹰山组上段发育,局部向上突破中隔水层,但最终未能突破一间房组和上

隔水层,无法形成通畅的泄水通道,岩溶水在洞穴顶部形成回流,返回至鹰山组上段主洞道(图9c)。TH10363CH井穿行在一间房组顶部,未曾钻遇溶洞,酸压后求产,仅获累产油978 t。建议此井加深至下部溶洞顶部,未来可动用深部的鹰山组上段的规模洞穴。

(4)盲端型承压缝洞发育模式

承压岩溶缝洞中普遍发育盲端型(blind end)洞道^[5],这类缝洞主要发育于鹰山组上段深部。盲端型缝洞的岩溶水无法向上突破中隔水层,岩溶水侧向溶蚀并在末端折返(图9d)。研究区仅有TS3-1井钻遇鹰山组上段盲端型溶洞,该井生产过程表现为典型定容特征,自然能量不足,停喷后单井注水替油,累产油 1.5×10^4 t。

3.2 承压岩溶缝洞发育综合模式

承压岩溶缝洞系统在空间上形成团簇状小型“迷宫”,团簇状小型“迷宫”之间具有一定的分隔性,而同一小型“迷宫”网络内的钻井往往具备注采连通关系,其中以TS3-1井组最为典型(图10)。TS3-1井组为鹰山组上段洞穴注水、一间房组洞穴受效的注采连通关系。该井组包括5口井,平均单井累产 10.6×10^4 t。TS3-1井底在风化壳面(T_7^4)之下352 m处钻遇溶洞后常规完井,其产层位于深部鹰山组上段,该井累产 1.5×10^4 t后实施井组高压注水作业,邻近的TH10209井和TH10366井受效显著。TS3-1井累计注水 12.3×10^4 t,井间驱替剩余可采储量达 4.5×10^4 t,效果显著。

TS3-1井组的注采关系有效地验证了承压洞穴发育模式的合理性。连井地震缝洞结构表明:TS3-1井组鹰山组上段缝洞储集体极为发育,其中以TH10209井和TH102105井处发育程度最高;一间房组缝洞体表现为孤立串珠状反射,孤立“串珠”多与底部鹰山组上段大套连续强振幅反射体上下相连,表现为点状纵向贯通的特点(图10a)。TS3-1井钻遇鹰山组上段的深部洞穴网络的盲端洞穴,其他各井均钻遇侧向-上升洞穴系统的上层一间房组洞穴,这些洞穴通过鹰山组上段深部主干洞道相连通,总体表现为多个“U型管”串联连通样式(图10b)。TS3-1井通过高压注水来驱替鹰山组上段深部管道的剩余油流向各浅层管道,从而达到一间房组洞穴增油的目的,这种深注-浅采的生产模式适用于浅覆盖区其他团簇状小型“迷宫”。

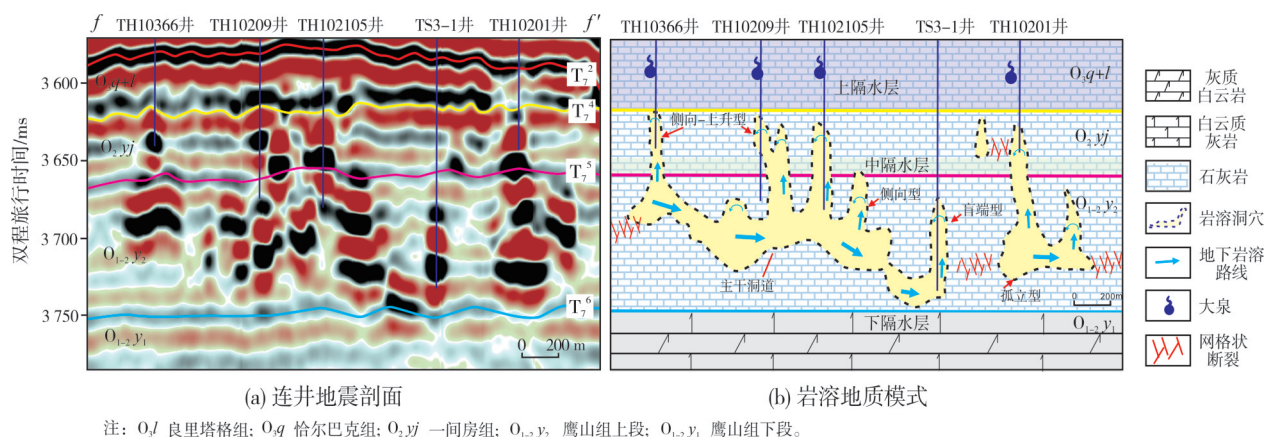


图10 塔河油田TS3-1井组承压岩溶洞穴发育综合模式(剖面位置见图7)

Fig. 10 Comprehensive development model of confined karst caves in TS3-1 well group of Tahe Oilfield (section location is shown in Fig. 7)

总之,浅覆盖区侧向供给的岩溶水受上隔水层(恰尔巴克组—良里塔格组)、中隔水层、下隔水层(鹰山组下段)的围限,转为半承压/承压水,并以网格状断裂为骨架扩溶形成溶蚀程度高的迷宫状缝洞系统。T738井区迷宫状缝洞系统由多个团簇状小型“迷宫”网络构成,小型“迷宫”网络包含多个不同类型的侧向—上升洞穴;鹰山组上段优先形成下洞穴层,承压岩溶水顺断裂上升并突破中隔水层,在一间房组扩溶形成上洞穴层,岩溶水可突破上隔水层以泉的形式排泄。

4 结论

(1)塔河油田浅覆盖区海西早期古地貌总体北东高、南西低,北部裸露区岩溶峡谷、深切沟谷发育,进入浅覆盖区转变为浅切割型树枝状地表水系,高地势幅差和丰富地表水系为浅覆盖区承压岩溶提供优越的侧向岩溶水补给条件。

(2)塔河油田浅覆盖区发育海西早期半开放式承压型岩溶地下水系统,受上隔水层(恰尔巴克组—良里塔格组)、中隔水层(一间房组底部)、下隔水层(鹰山组下段)的围限,以网格状断裂为骨架,在中下奥陶统鹰山组和中奥陶统一间房组上段形成迷宫型岩溶缝洞系统。

(3)塔河油田浅覆盖区中下奥陶统碳酸盐岩发育3套隔水层加2套洞穴层的承压岩溶缝洞结构,结合油藏生产现状构建了侧向—上升型承压缝洞、孤立型承压缝洞、侧向型承压缝洞和盲端型承压缝洞4种典型岩溶缝洞发育模式,可为油藏开发和井位部署提供地质指导。

参考文献

- [1] 任美镠,刘振中,王飞燕,等.岩溶学概论[M].北京:商务印书馆,1983: 205-206.
REN Meile, LIU Zhenzhong, WANG Feiyan, et al. Introduction to karstification [M]. Beijing: The Commercial Press, 1983: 205-206.
- [2] 康凤新,隋海波,郑婷婷.山前岩溶热储聚热与富水机理:以济南北岩溶热储为例[J].地质学报,2020,94(5): 1606-1624.
KANG Fengxin, SUI Haibo, ZHENG Tingting. Heat accumulation and water enrichment mechanism of piedmont karstic geothermal reservoirs: a case study of northern Jinan[J]. Acta geologica sinica, 2020, 94(5): 1606-1624.
- [3] PALMER A N. Distinction between epigenic and hypogenic maze caves[J]. Geomorphology, 2011, 134(1/2): 9-22.
- [4] KLIMCHOUK A. Unconfined versus confined speleogenetic settings: variations of solution porosity[J]. International journal of speleology, 2006, 35(1): 19-24.
- [5] KLIMCHOUK A. Conceptualisation of speleogenesis in multi-storey artesian systems: a model of transverse speleogenesis[J]. International journal of speleology, 2005, 34(1): 45-64.
- [6] 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.
- [7] 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 devel-

- opment: taking the reservoirs in Tahe Oilfield as an example [J]. *Oil & gas geology*, 2010, 31(1): 22–27.
- [8] 张长建, 吕艳萍, 文欢, 等. 塔河油田西部斜坡区加里东运动中幕Ⅱ幕水文地貌特征及其对洞穴发育的控制[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(2): 135–144.
- ZHANG Changjian, LÜ Yanping, WEN Huan, et al. Paleo-hydrogeomorphic characteristics of Episode II of Middle Caledonian movement and their controls on karst cave development in western slope area of Tahe Oilfield [J]. *Xinjiang petroleum geology*, 2022, 43(2): 135–144.
- [9] 金燕林, 王金柱. 塔河油田 T738 井区奥陶系碳酸盐岩岩溶发育特征及储层控制因素分析[J]. *石油地质与工程*, 2020, 34(4): 7–11.
- JIN Yanlin, WANG Jinzhu. Karst development characteristics and reservoir controlling factors of Ordovician carbonate rocks in T738 well area of Tahe Oilfield [J]. *Petroleum geology and engineering*, 2020, 34(4): 7–11.
- [10] 李源, 蔡忠贤, 张恒, 等. 塔河油田 T738 井区顺层岩溶储层特征及成因[J]. *地质科技情报*, 2017, 36(2): 80–85.
- LI Yuan, CAI Zhongxian, ZHANG Heng, et al. Characteristics and genesis of bedded karstification in T738 region of Tahe Oilfield [J]. *Geological science and technology information*, 2017, 36(2): 80–85.
- [11] 吕海涛, 张哨楠, 马庆佑. 塔里木盆地中北部断裂体系划分及形成机制探讨[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(4): 444–452.
- LÜ Haitao, ZHANG Shaonan, MA Qingyou. Classification and formation mechanism of fault systems in the central and northern Tarim Basin [J]. *Petroleum geology & experiment*, 2017, 39(4): 444–452.
- [12] 乔占峰, 沈安江, 邹伟宏, 等. 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[J]. *地质学报*, 2011, 85(12): 2070–2083.
- QIAO Zhanfeng, SHEN Anjiang, ZOU Weihong, et al. A fault-controlled non-exposed meteoric karstification: a case study of Ordovician carbonate reservoir at structure YM2 in northern Tarim Basin, Northwestern China [J]. *Acta geologica sinica*, 2011, 85(12): 2070–2083.
- [13] 周文, 李秀华, 金文辉, 等. 塔河奥陶系油藏断裂对古岩溶的控制作用[J]. *岩石学报*, 2011, 27(8): 2339–2348.
- ZHOU Wen, LI Xiuhua, JIN Wenhui, et al. The control action of fault to paleokarst in view of Ordovician reservoir in Tahe area [J]. *Acta petrologica sinica*, 2011, 27(8): 2339–2348.
- [14] 卫端, 高志前, 杨孝群, 等. 塔里木盆地塔河地区中下奥陶统鹰山组碳酸盐岩层系内幕不整合识别特征[J]. *古地理学报*, 2017, 19(3): 457–468.
- WEI Duan, GAO Zhiqian, YANG Xiaoqun, et al. Identification methods and features of unconformity within carbonate successions of the Lower–Middle Ordovician Yingshan Formation in Tahe area, Tarim Basin [J]. *Journal of palaeogeography*, 2017, 19(3): 457–468.
- [15] 淡永, 邹灏, 梁彬, 等. 塔北哈拉哈塘加里东期多期岩溶古地貌恢复与洞穴储层分布预测[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(3): 304–312.
- DAN Yong, ZOU Hao, LIANG Bin, et al. Restoration of multi-stage paleogeomorphology during Caledonian Period and paleokarst cavernous reservoir prediction in Halahatang area, northern Tarim Basin [J]. *Oil & gas geology*, 2016, 37(3): 304–312.
- [16] 漆立新, 云露. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩岩溶发育特征与主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(1): 1–12.
- QI Lixin, YUN Lu. Development characteristics and main controlling factors of the Ordovician carbonate karst in Tahe Oilfield [J]. *Oil & gas geology*, 2010, 31(1): 1–12.
- [17] 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.
- [18] 李源, 鲁新便, 蔡忠贤, 等. 塔河油田海西早期古水文地貌特征及其对洞穴发育的控制[J]. *石油学报*, 2016, 37(8): 1011–1020.
- LI Yuan, LU Xinbian, CAI Zhongxian, et al. Hydrogeomorphic characteristics and its controlling caves in Hercynian, Tahe Oilfield [J]. *Acta petrolei sinica*, 2016, 37(8): 1011–1020.
- [19] 康志宏. 塔河碳酸盐岩油藏岩溶古地貌研究[J]. *新疆石油地质*, 2006, 27(5): 522–525.
- KANG Zhihong. The karst palaeogeomorphology of carbonate reservoir in Tahe Oilfield [J]. *Xinjiang petroleum geology*, 2006, 27(5): 522–525.
- [20] 邓兴梁, 张庆玉, 梁彬, 等. 塔中Ⅱ区奥陶系鹰山组岩溶古地貌恢复方法研究[J]. *中国岩溶*, 2015, 34(2): 154–158.
- DENG Xingliang, ZHANG Qingyu, LIANG Bin, et al. Reconstruction of karst palaeogeomorphology for the Ordovician Yingshan Formation in the central Tarim Basin [J]. *Carsologica sinica*, 2015, 34(2): 154–158.
- [21] 杨明德. 喀斯特流域水文地貌系统[M]. 北京: 地质出版社, 1998: 1–3.
- YANG Mingde. Karst river basin landform system [M]. Beijing: Geology Press, 1998: 1–3.
- [22] 何治亮, 高志前, 张军涛, 等. 层序界面类型及其对优质碳酸盐岩储层形成与分布的控制[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(6): 853–859.
- HE Zhiliang, GAO Zhiqian, ZHANG Juntao, et al. Types of sequence boundaries and their control over formation and distribution of quality carbonate reservoirs [J]. *Oil & gas geology*, 2014, 35(6): 853–859.
- [23] 王晓畅, 张军, 李军, 等. 基于交会图决策树的缝洞体类型

常规测井识别方法: 以塔河油田奥陶系为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(4): 805–812.

WANG Xiaochang, ZHANG Jun, LI Jun, et al. Conventional logging identification of fracture–vug complex types data based on crossplots–decision tree: a case study from the Ordovician in Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. Oil & gas geology, 2017, 38(4): 805–812.

[24] 邓光校, 胡文革, 王震. 碳酸盐岩缝洞储集体分尺度量化表征[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(2): 232–237.

DENG Guangxiao, HU Wenge, WANG Zhen. Quantitative characterization of fractured–vuggy carbonate reservoirs [J]. Xinjiang petroleum geology, 2021, 42(2): 232–237.

编辑:董 庸

Characteristics of confined karst fractures–caves structure of the Middle–Lower Ordovician in shallow coverage zone of Tahe Oilfield: taking the T738 well block as an example

ZHANG Changjian, ZHANG Zhenzhe, JIN Yanlin

Abstract: In early Hercynian period, epigenic karst, semi open confined karst, and buried confined karst are developed in the Middle–Lower Ordovician of Tahe Oilfield, Tarim Basin, of which the semi open confined karst is developed in the shallow coverage zone. There are giant oil and gas resources in karst fracture–cave reservoirs of Middle–Lower Ordovician in the shallow coverage area of Tahe Oilfield. Confined by the Upper Ordovician Lianglitage Formation and deep insoluble beds, the fracture–cave reservoirs of Middle–Lower Ordovician in the shallow coverage area show typical strata–bound distribution characteristics. Karst conditions and karst fracture–cave structure in shallow coverage area are different from those of exposed karst controlled by drainage base level and buried karst with deep–circulating. In order to clarify the karst genetic mechanism and fracture–cave structure of Middle–Lower Ordovician of T738 well block in the Upper Ordovician shallow coverage zone of Tahe Oilfield, the "residual thickness trend combination method" which takes advantage of both the "residual thickness method" and the "construction trend surface method", was used to restore the ancient landform and ancient water system of the Early Hercynian, and the insoluble beds and cave beds were identified by logging and seismic methods. Further more, combined with the dynamic production characteristics of the reservoir, the transverse–rising fracture–cave structure model under the confined karst conditions in shallow coverage area is constructed. The results show that: (1) The Early Hercynian paleogeomorphology is generally high in the northeast and low in the southwest, with shallow–cutting dendritic surface water system developed in NE–SW direction, and the northern exposed area provides high hydraulic gradient and high–flow karst water supply. (2) T738 well block is in semi open confined karst conditions, and three sets of insoluble beds (the Chalbachi Formation–Lianglitage Formation, the bottom dense section of the Yijianfang Formation, the lower section of the Yingshan Formation) and two sets of cave maze beds (the Yijianfang Formation and the upper section of the Yingshan Formation) are developed in Middle–Lower Ordovician. (3) Influenced by factors such as insoluble beds, hydrodynamic gradients and faults, the cave beds in Yijianfang Formation and the upper section of Yingshan Formation have longitudinal hydrodynamic relations, and four types of confined karst fracture–cave structures, including transverse–rising type, isolated type, transverse type and blind end type, are developed. The research results have important geological guiding significance for the development of fracture–cave reservoirs of T738 well block in shallow coverage zone of Tahe Oilfield.

Key words: strike slip fault; confined karst; maze cave system; fracture–cave reservoir; Ordovician; Tahe Oilfield

ZHANG Changjian, First author: Associate Researcher of Sinopec Northwest Oilfield Company, mainly engaged in the development of carbonate fracture–cave reservoirs. Add: No. 466 Changchun Nan Rd., Urumqi, Xinjiang 830011, China