

轮古油田奥陶系潜山地下河发育特征 及其与油气的关系

韩杰¹, 刘俊锋¹, 吴江勇¹, 肖春艳¹, 但光箭², 袁源¹, 张少伟¹

¹ 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院

² 中国石油集团东方地球物理勘探公司研究院库车分院

摘要 轮古油田奥陶系缝洞型储层的发育特征及主控因素,一直是影响钻井成功率的一个主要因素,而广泛发育的地下河又是破解此难题的一把钥匙。以现代岩溶和古岩溶的地质理论为指导,通过野外地质建模及井震结合的综合分析,刻画塔里木盆地轮古油田奥陶系碳酸盐岩潜山地下河系统22个。研究表明:地下河的发育主要受构造、古地貌、断裂和地表明河水系的控制;地下河的岩石类型主要是中下奥陶统一间房组和鹰山组的石灰岩,包括砂屑灰岩、生物碎屑灰岩和泥晶灰岩;储集空间类型主要为大型溶洞和裂缝,它们发育于地下河主河道、分支河道及洞顶缝等位置。由于地下河内部结构复杂,与主河道相关的厅堂洞、天坑等储集体规模大,是油气最富集的位置。地下河的形成早期处于高连通状态,而晚期由于淤塞点的存在及地下河低部位的充填,仅在局部的独立区块连通。

关键词 塔里木盆地; 轮古油田; 奥陶纪; 地下河; 潜山; 碳酸盐岩; 岩溶

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

地下河是暗河和伏流河的统称^[1],一般指潜伏于地表的河流,主要是在碳酸盐岩地区由地下水汇集,或地表水沿地下岩石裂隙渗入地下,岩石经过溶蚀、坍塌以及水的搬运,在地下形成的不同大小、长短不一、错综复杂的岩溶管道系统^[1-3]。

地下河内部结构复杂,研究难度极大。近十几年来,随着岩溶地质学的发展,特别是以袁道先、朱学稳为首的中国岩溶学学者在岩溶水文学、碳循环和岩溶洞穴等方面的研究成果^[2-4]极大提升了岩溶研究的深度和广度。在岩溶洞穴的刻画方面,朱学稳等^[4]将“天坑”(karst tiankeng)从一般的或普通的漏斗中分离出来,并对其形成机理与发育特征做了全面的描述;在岩溶水的研究方面,已有学者指出岩溶水的径流具有系统性、孤立性、悬托性、变迁性和穿越性^[1]。由于塔里木盆地西北缘柯坪—巴楚露头区的奥陶纪地层发育齐全,岩溶现象丰富,郑剑锋等^[5]、张兴阳等^[6]、石书缘等^[7]和李春阳^①借助探地雷达、激光雷达(LIDAR)的数字露头三维地质建模和储层正演等技术,刻画了地下河及其相关岩

溶储层在三维空间的分布,指出溶洞主体呈雁行式排列,溶洞系统的分布受控于古气候、溶蚀沟道和断裂系统。覆盖区的研究与钻探工作在塔里木盆地哈拉哈塘油田和塔河油田也取得了重大进展^[8-18],金强等^[8-10]、李阳等^[11-12]和鲁新便等^[13]将塔河油田径流溶蚀带的地下河岩溶洞穴分为厅堂洞、干流洞、支流洞和末梢洞,并对洞穴充填物的沉积特征、储层特征和地球化学特征进行研究,指出径流溶蚀带的洞穴是塔河油田的主要储集空间,未充填的储集空间则成为地下油库。

由于储层的强非均质性、分隔性以及由此带来的油气水分布的复杂性,因此,如何客观认识轮古油田奥陶系碳酸盐岩潜山缝洞型储层的发育特征及其主控因素,一直是制约钻井成功率提高的瓶颈^[18]。笔者在近几年参与塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩研究的科技攻关中逐渐认识到,轮古油田奥陶系潜山广泛发育的地下河是破解这一难题的金钥匙,发现已钻高产井的位置绝大部分与地下河及其岩溶储层相关。本文在吸收和应用现代岩溶和古岩溶的地质理论基础上,

收稿日期: 2017-07-12; 改回日期: 2018-01-07

本文受中国石油天然气股份有限公司重大科技攻关专项“塔里木油田勘探开发关键技术研究及应用”(编号: 22121G20112001)资助
韩杰: 1979年生,硕士,高级工程师,矿物学、岩石学、矿床学专业,主要从事地质研究。通信地址: 841000 新疆库尔勒塔里木油田勘探开发研究院开发所; E-mail: gshanjie@163.com

① 李春阳. 碳酸盐岩储集体野外露头数字化建模与地震模拟正演[R]. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司, 2010.

综合利用岩心、钻井、测井和地震资料,分析轮古潜山地下河及其相关岩溶储层的发育特征与主控因素,以期为进一步高效开发轮古油田提供参考。

1 地质背景

轮古油田潜山区面积498 km²,位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起中部(图1)。潜山是加里东期和海西早期多期次构造作用的结果,奥陶系石灰岩顶面是一个长期风化的潜山面,内幕是一个背斜,盖层是上奥陶统、石炭系、三叠系泥岩或志留系泥质砂

岩。油田的主力产层为中下奥陶统一间房组和鹰山组,与上覆地层不整合接触,与下伏奥陶系蓬莱坝组整合接触,岩石类型主要为砂屑灰岩、生物碎屑灰岩和泥晶灰岩等。岩溶储层呈“准层状”分布于潜山表面,潜山古地貌可分为岩溶高地、岩溶缓坡、峰丛谷地和岩溶盆地^[18],垂向上可分为表层岩溶带、垂直渗流岩溶带、水平潜流岩溶带^[11],多数井均有不同程度的钻遇,单井上的3个岩溶相带累计厚度80~200 m。油藏类型为中轻质-稠油油藏,油藏开发能量以天然水驱为主。

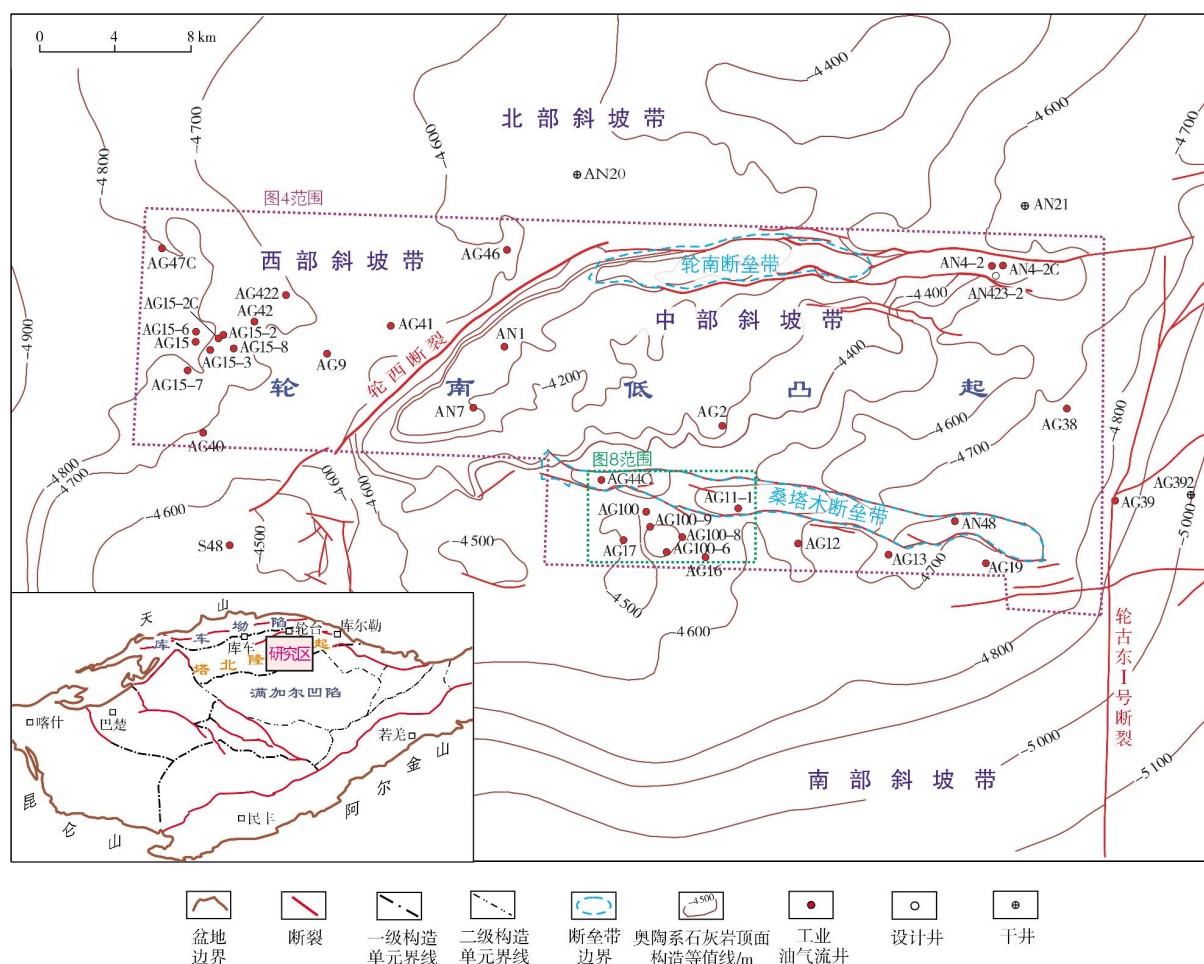


图1 塔里木盆地轮古油田奥陶系石灰岩顶面构造图

2 地下河的识别及主控因素

2.1 地下河地震反射特征

由于钻井仅能揭示洞穴的垂向厚度,而对径向延伸长度却无法预测,故只依据钻井、测井资料难以明确地下河洞道(cave passage, 洞穴通道, 简称洞

道,下同)的空间展布特征,因此通过井震联合标定确定地下河洞道的规模及其在三维空间的展布特征至关重要。与地下河相关的岩溶洞穴主要为大型洞穴(洞径>2m),洞道按充填程度可分为未充填、半充填和全充填,按充填物类型可分为砂泥质充填、方解石充填和角砾岩充填。对于大型洞穴,钻井上根据充

填程度的差异,有放空、漏失和溢流等响应;常规测井有自然伽马值增大、三孔隙度测井曲线值突变和声波时差异常跳波等响应;电成像资料上则表现为

明显的大段暗色条带等。轮古潜山钻穿地下河主通道的主要有AG17井、AG100井、AG42井和AG15-2井等,下面以AG42井为例加以说明(图2)。

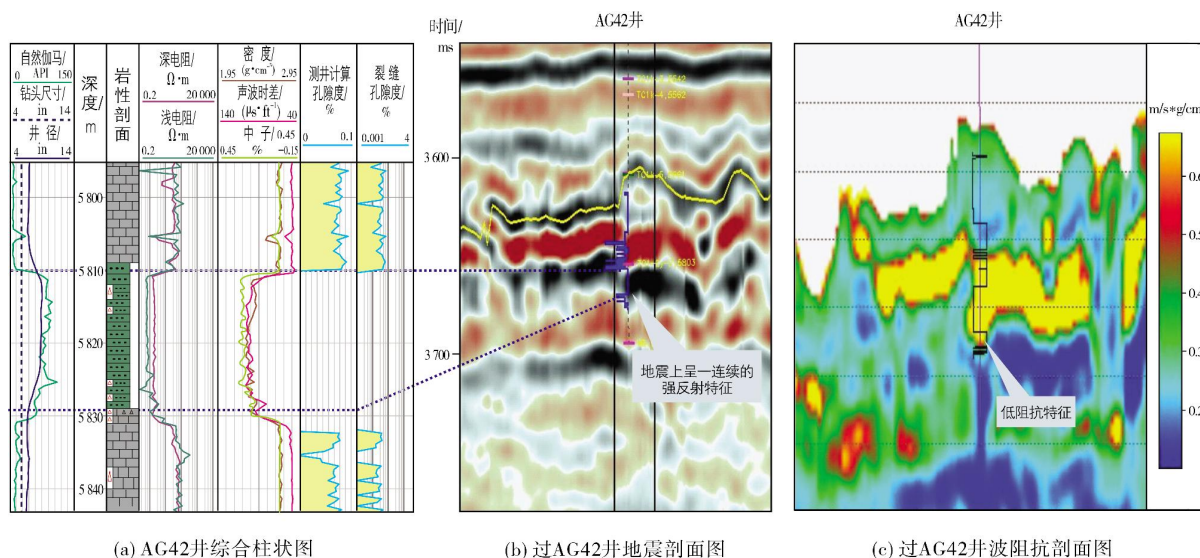


图2 塔里木盆地轮古油田AG42井的井-震标定图

AG42井在奥陶系鹰山组5 810~5 830 m井段钻遇地下河主河道洞穴,洞穴高达20 m,洞内被砂泥质充填,测井曲线表现为高伽马、低电阻、低密度和高声波时差的特点(图2a)。通过井-震标定,地下河主河道在地震上表现为强反射地震特征,沿地下河主河道方向横向连续延伸较远(图2b)。在波阻抗剖面上表现为低阻抗特征,说明地下河主河道的岩性与周围致密石灰岩相比,存在较大的速度差(图2c)。

根据现代岩溶调查,地下河的平面展布形态有单线状、分叉状、侧羽状、树枝状和网络状,它们的形态由简单到复杂,这也大致反映了地下河的发育程度由低级到高级^[3]。一个地下河系统由主河道(图3a中的浅蓝色线)和分支河道(图3a中的深蓝色线)组

成。根据前文分析,轮古潜山地震上连续的强反射特征为地下河的响应,主河道延伸较长,规模较大(图3b),在整个地下河系统中所处位置最低;分支河道延伸短,位置相对较高,规模小(图3c)。理论上,每个地下河系统都有多个入水口和出水口,但是即使在现代岩溶广泛发育的中国西南滇黔桂地区,地下河入水口和出水口的识别依然是难点。目前轮古潜山主要通过古地貌恢复和地震反射特征来识别主要的地下河入水口和出水口,以便更深入地指导岩溶储层的研究工作。入水口主要分布在地下河主河道的高部位和分支河道的高部位,出水口主要分布在地下河主河道低部位,地下河水最终流入明河。

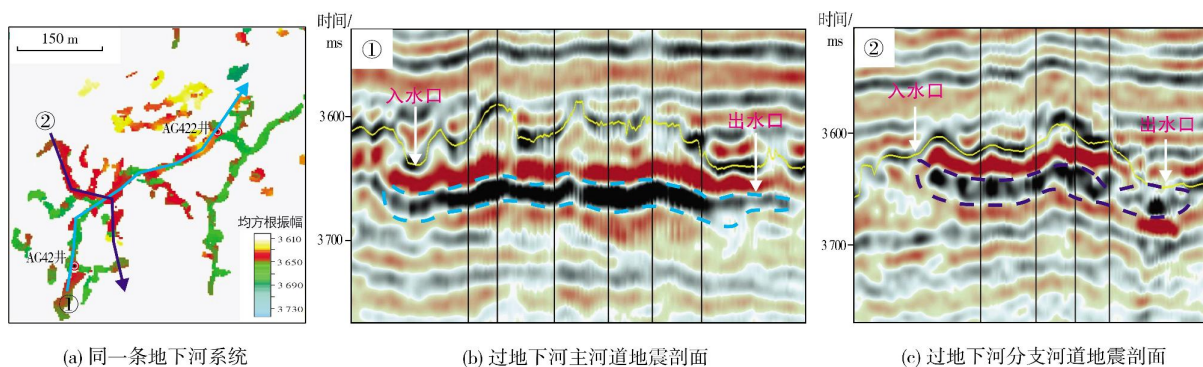


图3 塔里木盆地轮古油田同一条地下河系统平面和剖面图

技术,对地下河系统进行刻画,识别出地下河主干洞道平面网络。本次研究共识别出轮古潜山地下河系统22个,其中东西向地下河系统4个,最长的14.5 km,南北向展布的地下河系统18个,最长的8.7 km,地下河系统面积为87.12 km²(图4)。

统面积为87.12km²(图4)。

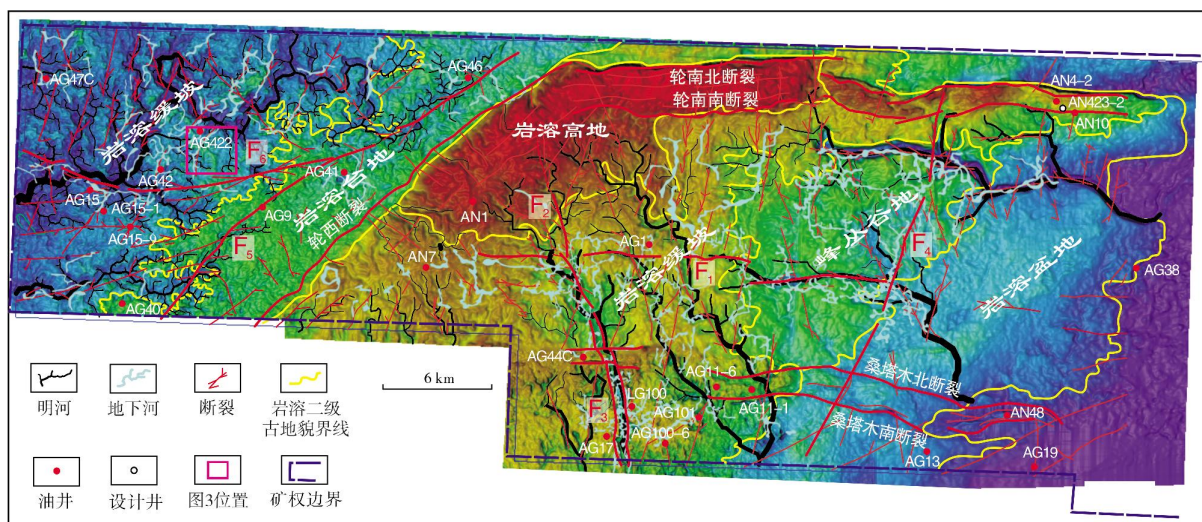


图4 塔里木盆地轮古油田古地貌与明河、地下河、断裂平面分布图(古地貌底图参见文献[18])

式及研究成果看^[1],断裂不仅控制岩溶发育的强度,还控制岩溶发育的方向,即使是封堵性断层,它一方面可以阻止岩溶的发育,但另一方面由于断裂侧支力学性质的改变及接触溶蚀作用的加强,它又可加剧岩溶的发育,因此,封堵性断层不是岩溶不发育,只是岩溶发育的部位不同而已。从加里东晚期开始,轮古地区一直抬升,到海西期,轮古中平台区(轮西断裂以东、轮南南断裂带以南、桑塔木北断裂以北和轮古东 I 号断裂以西所在区域)整体表现为向东南方向倾没的斜坡,在这个时期接受暴露剥蚀和大气淡水的溶蚀。轮古中平台发育的主要明河深大沟与大型地下河体系几乎都是沿大型走滑断裂(F₁断裂、F₂断裂、F₃断裂)的走向分布,古水流自西向东由岩溶高地流入岩溶盆地,说明在岩溶形成时期,大气淡水沿断裂及裂缝发育带流动,从而发生溶蚀作用,形成了地表明河水系和大型地下河体系,地下河的袭夺现象也相当普遍,即产生地下河的改道、归并、废弃等现象,这与桂林冠岩的地下河发育模式类似,地表明河和地下河的发育形成了复杂的切割关系^[19]。

轮古地区地下河主河道的分布主要受北东、北西向断裂的控制(轮西断裂、 F_2 断裂、 F_4 断裂、 F_5 断裂、 F_6 断裂),但并非总是沿着这些断裂延展,而常常与

轮古潜山主要发育加里东期和海西期两期4组断裂。加里东中晚期主要发育北东东向、北西向、近东西向主干断裂及其伴生断裂。海西期发育的北东东向断裂(轮西断裂、F₄断裂、F₅断裂、F₆断裂,位置参见图4)在剖面上表现为断距大、活动时间长,从基底向上断至石炭系、三叠系,一方面它们是本区重要的油源断裂,另一方面,在北东东向断裂与轮古潜山古地貌的叠合图上,发现北东东向断裂可以作为岩溶高地、岩溶缓坡、峰丛谷地和岩溶盆地的分界线(图4),这也表明多期活动的北东东向断裂是轮古潜山岩溶地貌台阶式发展的主控断裂。

断裂及裂缝发育带在岩溶作用过程中具有重要的导水性,属于地下水活动的高渗透性带,同时不同级次的断裂或裂缝带也将整个碳酸盐岩地层切割成尺度和规模不等的构造块体,沿高渗透性走廊带的溶蚀作用常常控制了地下岩溶的发育强度及其分布范围。从目前中国西南滇黔桂地区的地下河发育模

次级的小型断层和节理发育的方向一致。“X”型扭裂节理控制了轮古地区地下河分支河道的发育,平面上形成复杂的网格状和迷宫状的洞道分布格局,同时由于碳酸盐岩台地极易受海平面高频波动影响,而形成不同级别的旋回层序(轮古地区多为向上变浅层序),高频海平面下降引起沉积区水体变浅或短期暴露,使得纵向上沿断裂形成的高渗透性走廊带形成多个洞穴层。根据轮古中平台区的钻井统计,在距离潜山顶面0~200m范围内,至少分布有4层洞穴。节理和裂隙对洞穴早期定型起主导作用,但是,当因水的溶蚀和冲刷作用使地下管道空间达到一定规模之后,水动力因素的影响可超过构造与断裂因素的影响而占据主导地位,岩溶水动力的强弱及开放程度控制岩溶洞穴发育的强度和纵向深度。

3 地下河储层发育特征及与油气关系

轮古潜山地下河储集空间的类型主要为大型溶洞和裂缝,发育于地下河主河道、分支河道及洞顶缝等位置^[18]。据目前轮古潜山已完钻的254口井统计分析,累计产油量大于 2×10^4 t的钻井有74口,与地下河岩溶储层相关的钻井有41口,累计产油 208.5×10^4 t,

占轮古油田总产量的61.6%。由于地下河内部结构复杂,前期油气开发和科技攻关的重点主要集中在地下河主河道和分支河道,而近期的开发实践表明,与主河道相关的厅堂洞、天坑等虽然分布范围有限,但它们的单个储集体规模大,是油气最富集的区域;洞顶缝分布范围广,也是后期增储上产的现实领域。

3.1 大型厅堂洞的发育特征及与油气的关系

根据《中国岩溶学》的定义,厅堂型溶洞是指“地下岩溶管道网络中类似厅堂的洞穴,往往发育在产状平缓的纯的石灰岩中,易发生崩塌现象,充填物类型多”^[3]。地下河系统的发育常常含有巨大的厅堂洞,袁道先^[3]对中国南方喀斯特地区32个大型地下河洞穴的统计表明,面积大于10 000 m²的厅堂洞就超过10个。塔里木盆地西北缘下古生界碳酸盐岩露头区古溶洞广泛发育,前人多有深入研究^[5-7,17]^{①②},根据野外露头调查及现代岩溶学的相关研究成果^[7-13]^②,大型厅堂洞主要发育于径流溶蚀带、断层交叉处、地表落水洞的下方。图5为塔里木盆地西北缘的柯坪地区一间房南7 km处厅堂型洞穴系统的发育模式。

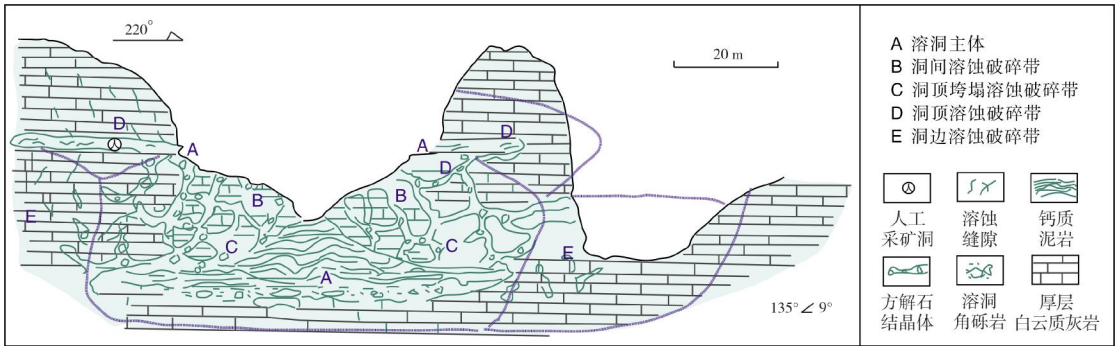


图5 塔里木盆地西北缘一间房地区古厅堂型洞穴系统发育模式(据文献^②)

井下目前主要识别出AG15井、AG15-9井、AG47C井(位置参见图4)周边的大型厅堂洞。下面以AG15井组为例(图6),AG15井组地下河自AG15井向东延伸至AG15-8井,距离达4.6 km,具有多个分支河道,AG15井周边大型厅堂洞位于AG15井、AG15-2井、AG15-3井之间的区域,平面投影面积约3.5 km²(图6a)。AG15-2井在5810.5~5841.3m井段钻遇廊道型地下河主河道,测井解释该段储层不发育,主要为泥质

全充填,储层主要发育于地下河主洞道的上下,为裂缝孔洞型储层。大型厅堂洞根据地震资料推测,分上、下两层,根据AG15-2井钻探推测,为泥质全充填;AG15井、AG15-1井和AG15-3井钻遇厅堂洞的上部洞顶坍塌破碎带,钻井揭示石灰岩厚度分别为20.5 m、44.06 m和75.5 m,其中AG15-1井在奥陶系漏失钻井液1 375 m³,测井解释Ⅱ类储层7 m/2层,Ⅲ类储层23.5 m/4层,主要以裂缝孔洞型储层为主。由于厅堂洞

② 梁彬,顾乔元,夏日元,等. 干旱和潮湿地区喀斯特岩溶[R].中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司,2002.

规模较大,它控制了洞顶垮塌破碎带的裂缝发育,在成像测井上(图6c),可见高角度裂缝(AG15-6井5733~5734 m井段和5755~5757 m井段、AG15-3井5743~5744 m井段)和高角度斜交-共轭裂缝(AG15-3井5778~5779 m井段),沿裂缝可见断裂破碎带角砾(AG15-6井5733~5734 m井段、AG15-3井5778~5779 m

井段),角砾部分被溶蚀;受潜山顶面暴露、溶蚀和充填作用的影响,洞顶垮塌破碎带靠近潜山面附近,部分井可见泥质充填的小型洞穴(AG15-1井5813~5814 m井段)。从开发特征综合分析,洞顶垮塌破碎带与厅堂洞主体部位存在较好沟通;AG15-2C井钻遇分支地下河(图6a,6b,6d);AG15-8井钻遇地下河入口部位。

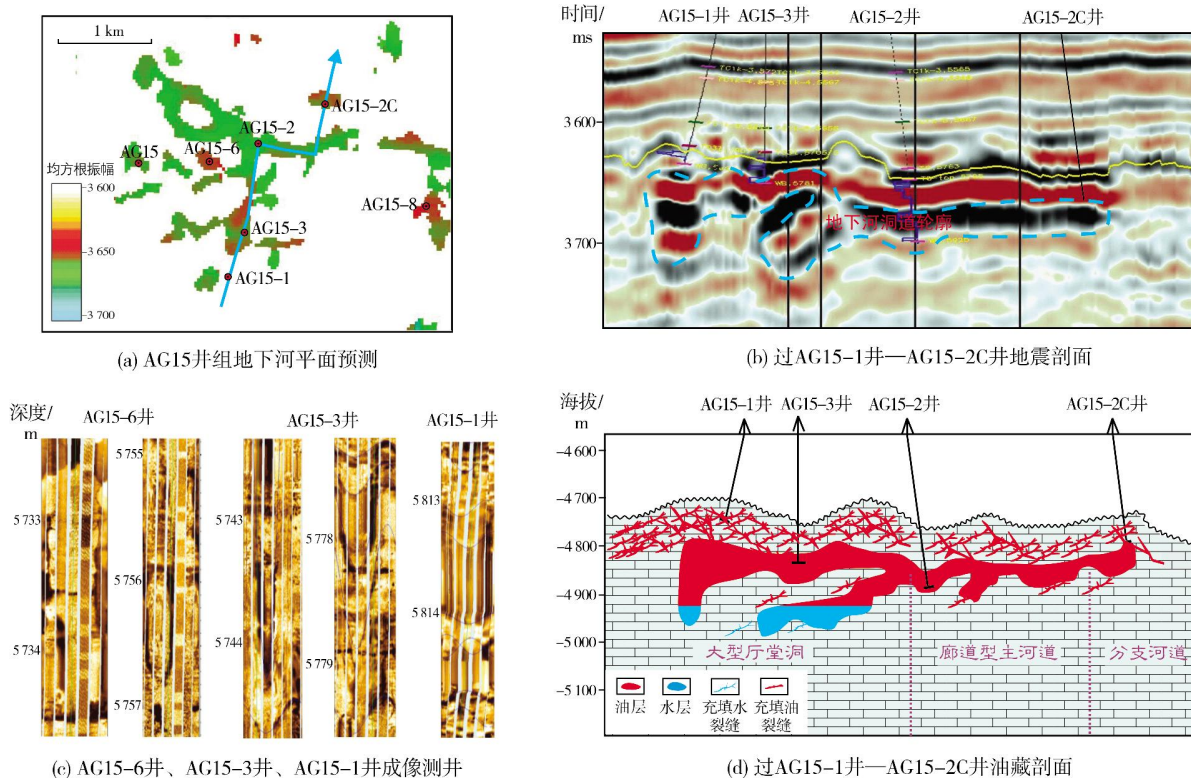


图6 塔里木盆地轮古油田AG15井组大型厅堂洞特征

根据油气生产情况分析,大型厅堂洞是控制AG15井组高效的主要因素。AG15-2井钻穿廊道型地下河主河道(图6b,6d),上下分段测试均获得工业产能,但是累计产量有限,仅产油 $0.11 \times 10^4 \text{ t}$ 即衰竭,这一方面表明廊道型地下河洞缘系统相对发育,但规模有限,另一方面也表明油柱高度超过122 m,油层厚度大。AG15井、AG15-1井、AG15-3井及AG15-6井钻探大型厅堂洞的洞缘系统,目前开发上对这4口井的注示踪剂及注水均已经受效,已经证实为一连通井组,这4口井累计产油 $48.08 \times 10^4 \text{ t}$,产量最低的AG15-6井也已产油 $1.4 \times 10^4 \text{ t}$,表明大型厅堂洞是油气最富集的区域,其洞道主体可能被充填,但洞缘系统发育,储集体规模大,控制了高效井的分布。这与李阳等^[11]针对塔河油田的研究结论类似,他们曾指

出虽然厅堂洞约70%以上已被地下河沉积物、垮塌角砾岩和方解石等物质充填,但仍然具有未充填的溶洞空间,可成为地下油库。

3.2 天坑的发育特征及与油气的关系

天坑是一种特大型塌陷漏斗,具有巨大的容积,发育在连续沉积厚度以及含水层包气带(vadose zone)厚度(即地下水位深埋)均特别巨大的可溶性岩层(以碳酸盐岩为主)中,从地下通向地面,平面宽度与深度大于100 m,甚至达几百米,底部与地下河相连接(或有证据证明地下河道已迁移),它是一种特大型喀斯特负地形,它的演化包括大型洞穴厅堂的洞顶崩塌和大型地下河对大量崩塌块石的搬运^[4]。

轮古潜山目前已钻遇天坑的井有AN4-2井、

AN4-2C井(井位见图1),下面以AN4-2井为例加以说明(图7)。

AN4-2井所在的天坑发育在一条近东西向展布的地下河上,钻遇该地下河的有AN4-2井、AN4-2C井、AN10井等,地下河发育于潜山面之下50~80 m范围内。AN4-2井直接钻遇天坑的主体部位(图7a—7c),该天坑是由于地下河下切,主河道扩容,水动力作用及岩溶作用增强,最终导致地下河洞道顶部的岩石塌陷而形成(图7a),后期岩溶水沿着天坑顶部的

向下溶蚀和侵蚀搬运,形成近圆形的结构(应力分配有利于崩塌而形成稳定的圆形)(图7b)。根据潜山顶面的标定,实钻证实天坑深度78 m,为一个典型的坍塌洞穴,洞穴上部5 259~5 280 m井段为垮塌角砾岩(参见图7d),5 280 m之下为正常沉积的石灰岩,对5 265.7~5 325 m井段酸压测试,折合日产油0.55 m³,日产气10 320 m³。该井未投产,而直接针对环天坑周边的裂缝发育带进行钻探(AN4-2C井),AN4-2C井累计产油0.23×10⁴t、气0.25×10⁸m³。

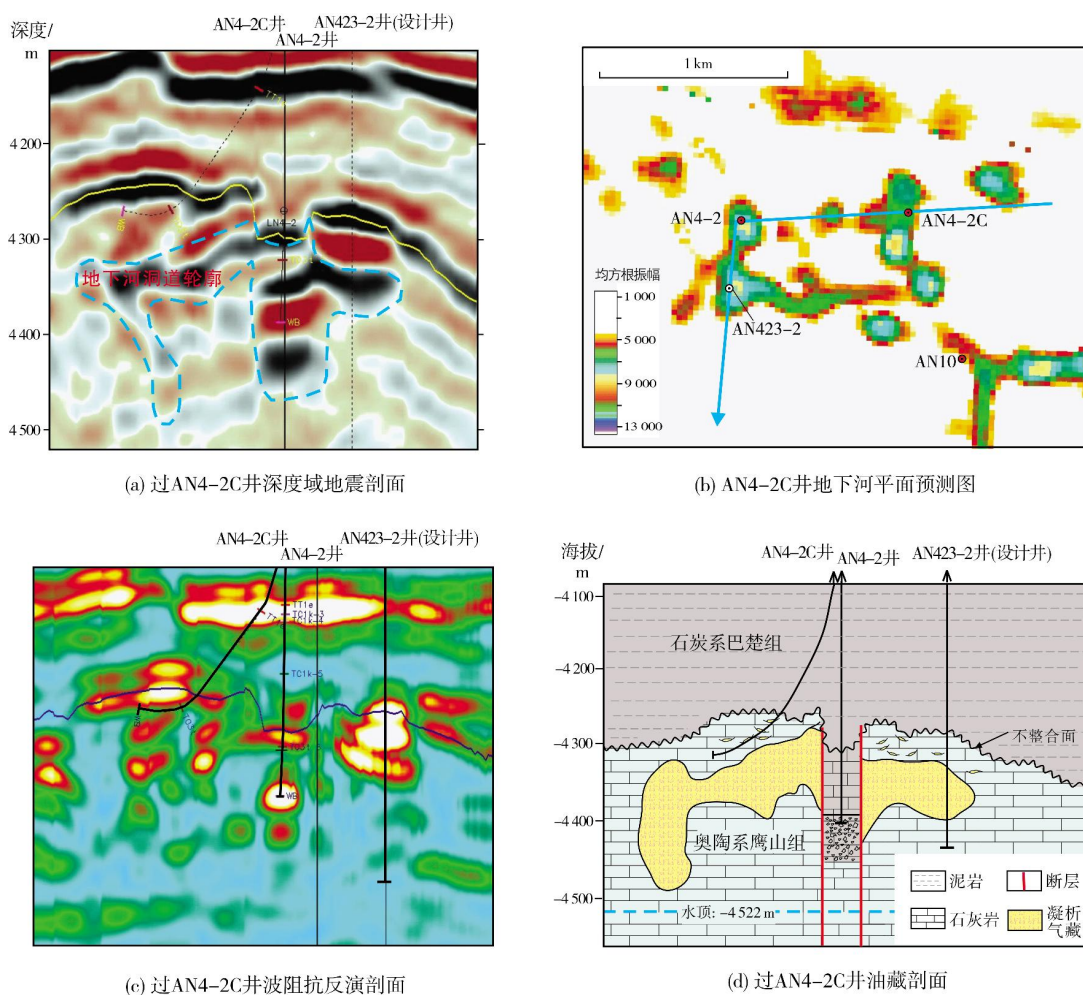


图7 塔里木盆地轮古油田AN4-2井天坑特征

3.3 洞顶缝的发育特征及与油气的关系

洞顶缝是一种成因复杂的裂缝系统,早期的构造裂隙在溶蚀作用及重力作用下扩张,形成与洞穴有紧密成因联系的裂缝系统。裂缝,力学性质上应为拉张裂缝,可作为洞穴储集体的主要渗流通道。

古岩溶缝洞系统是否发生垮塌,与缝洞系统的发育规模、存在形式、围岩构造条件(岩层厚度、构造裂缝发育特征等)具有明显的关系。早在1988年,Kerans^[20]就对美国二叠盆地Ellenburger组喀斯特储层进行了研究,认为洞顶是裂缝和镶嵌角砾岩的发育区;1999年,Loucks^[21]提出洞穴塌陷后,缝洞体规

模可扩大4~5倍,并建立了地质模型;2003年,李宗杰等^[2]在塔河油田建立了垮塌型溶洞的地震模型。

轮古潜山及塔河油田的勘探开发实践表明,地下河上部地层是洞顶缝发育的主要位置^[8,18]。轮古潜山的桑塔木断垒带西南区块(简称桑南西区块,位置参见图1中的图8范围)AG100井、AG101井和AG11-6井等井周边地下河广泛发育,钻井资料多,成像测井资料丰富。统计结果表明:重力垮塌的垂向张应力波及范围可能达到上百米;若不考虑上覆地层应力的影响,垂向张应力的强度主要与洞穴充填程度及规模有关,洞穴尺度越大,充填越少,岩石自重形成的拉张应力就越大;与岩石垮塌、破裂伴生的裂缝系统的纵向延伸范围越大,裂缝发育密度

也就越大。桑南西区块地下河的广泛发育,一方面控制了其上部裂缝发育的密度,地下河之上9口井的裂缝发育密度(线密度27条/100 m),远高于地下河外部的8口井(裂缝线密度16条/100 m);另一方面,地下河控制了裂缝的走向,地下河之上的井的裂缝走向与地下河走向基本平行,AG100井、AG100-9井和AG100-2井的裂缝为北西走向,与浅地下河主河道延伸方向一致,而AG100-6井、AG100-8井、AG100-11井和AG101井的裂缝走向与深地下河主河道走向一致,为近东西走向,逐渐向北东走向过渡,非地下河之上的井,如AN54-3井、AG16-1井和AG11-1井,裂缝主要为北东走向,与区域主应力方向一致(图8)。

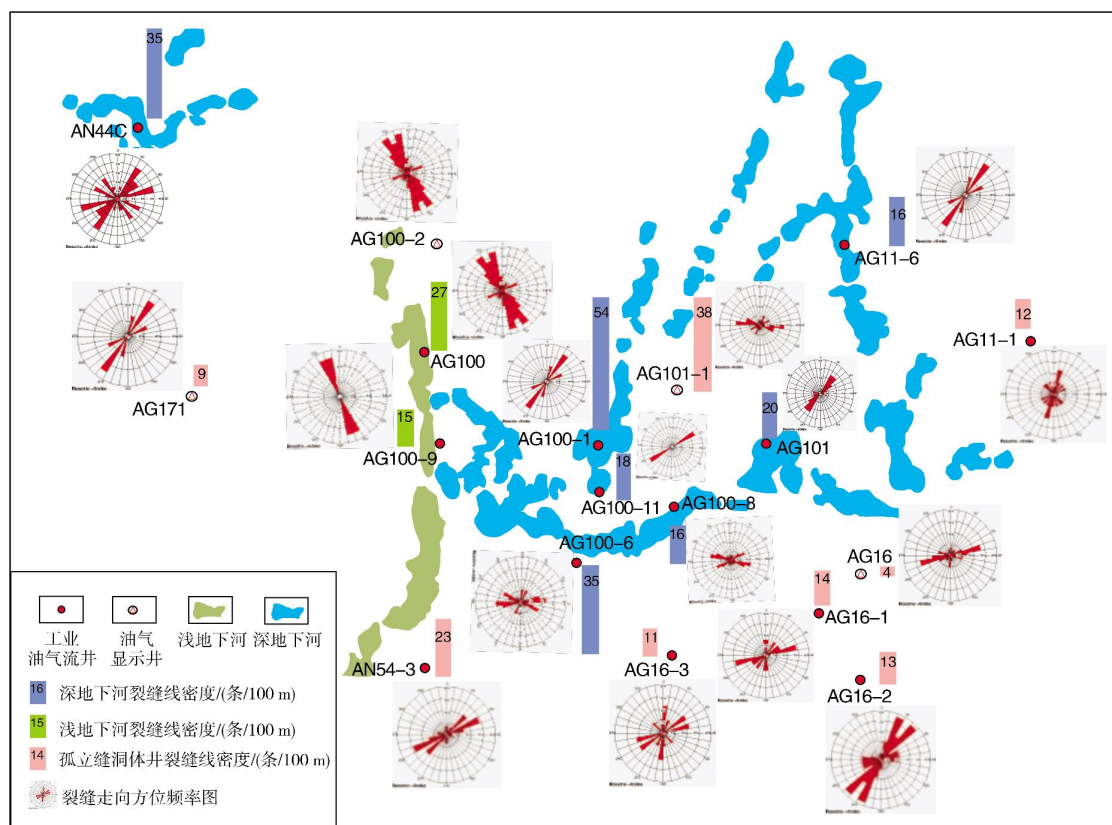


图8 塔里木盆地轮古油田桑南西区块地下河对裂缝的发育强度及产状的控制(区块位置参见图1)

桑南西区块主力产层为地下河之上的洞顶缝,地下河主河道为水层,桑南西区块累计完钻24口井,产油 $80.23 \times 10^4 \text{ t}$,平均单井累产 $3.34 \times 10^4 \text{ t}$,高于轮古潜山平均单井累产的 $1.74 \times 10^4 \text{ t}$ 。高产高效井的分布均与洞顶缝的发育密度存在直接关系,高产高效井主要分布于AG100井—AG100-9井浅地下河

沿线和AG100-6井—AG100-8井深地下河沿线的构造主体区。

3.4 地下河连通性分析

从地下河形成机理分析,地下河系统的最终定型,经历了早期(暴露期)的溶蚀作用—溶洞系统形

成(图9a)、晚期(埋藏期)的充填改造(图9b)两大阶段,而在地下河形成晚期,充填作用的强弱取决于地下河的连通程度和有效空间的改变。与一般盆地充填方式不同,地下河的充填过程中,沉积物的搬运还需要有岩溶通道,通道的高连通程度和连通性的保持是地下河普遍充填程度高的前提,相反,低连通程度的地下河或连通性被充填物淤塞而

不能保持作为沉积物的搬运通道时,则会导致搬运方向前方的地下河为低充填程度(图9b)。由此不难看出以下判断:同期地下河的充填程度从浅到深、从上游向中下游,呈现降低的趋势;低连通地下河比高连通地下河的充填程度有降低的趋势;不同支流水系的地下河系统,会有相对独立的充填程度变化。

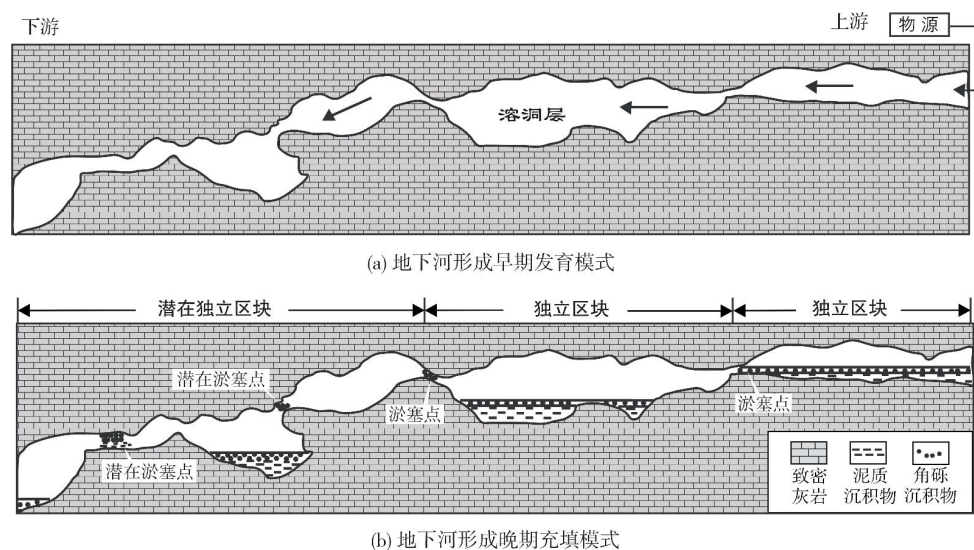


图9 地下河形成模式图(据文献③修改)

充填作用窒息了许多地下河作用所形成的储集空间,同时也能形成一定的潜在储集体,这主要取决于充填物的渗透性,即取决于沉积物的岩石类型和结构构造等。轮古潜山地下河充填物主要为泥石流沉积、地下河沉积和洞顶垮塌沉积。泥石流沉积物主要以黏土形式经落水洞、天坑等进入地下河河道,沉积结构构造表现为泥、砂、砾的混杂堆积,分选差,此类充填物的孔隙度亦较高;地下河沉积物以泥至中细粒级砂为主,岩石类型丰富,发育平行层理、交错层理等沉积构造,地下河沉积是轮古潜山充填类型中最发育的一种,其成岩程度低,较为疏松,是一类重要的储集体;洞顶垮塌沉积表现为杂乱的角砾灰岩,灰岩角砾基本为原地的洞顶或洞壁的崩塌产物,钙质胶结,这类充填物具有较高的孔隙度。

从轮古潜山油气富集情况分析,广泛发育的地下河是潜山储层的甜点区域,由于对淤塞点及地下河低部位充填的地震预测难度大,目前全面查明地

下河的连通性,以及加密井的部署是研究区油气开发的难点,但从上述地下河形成机理的分析可以看出,同一条地下河体系并非呈全连通状态,而呈独立断块的内部连通(图9b),且连通程度较高,主要以洞穴连通为主。因此,后期开发井要作梳理的重点区域就是地下河的独立区块内部尚未动用的剩余油,而针对已动用的地下河独立区块,实现低注高采的注水开发方式,是后期提高采收率的主要手段。

4 结 论

(1)通过钻井、录井及地球物理资料综合分析,共识别出轮古潜山奥陶系地下河系统22个,地下河的发育主要受构造、古地貌、断裂和地表明河水系的控制。

(2)轮古潜山地下河内部结构复杂,与地下河相关的岩溶储层包括地下河主河道、分支河道及洞顶缝。地下河的形成早期处于高连通状态,地下河的形成晚期由于淤塞点的存在及地下河低部位的充填,

③ 刘文林,顾家裕,周兴熙,等. 轮南潜山奥陶系碳酸盐岩地层沉积相及岩溶研究和储层横向预测[R]. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司,1999.

会出现局部独立区块之内的连通。

(3) 轮古潜山地下河及其相关岩溶储层的刻画和研究, 为复杂缝洞型碳酸盐岩油气地质理论的深化探索了新的途径, 也为塔里木盆地同类型油藏的深入开发, 特别是开发后期新井的部署提供了地质依据, 有助于提高油气的最终采收率。

参考文献

- [1] 欧阳孝忠. 岩溶地质[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2013: 15-45.
- [2] 袁道先. 西南岩溶石山地区重大环境地质问题及研究对策[M]. 北京: 科学出版社, 2014: 115-345.
- [3] 袁道先. 中国岩溶学[M]. 北京: 地质出版社, 1994: 23-52.
- [4] 朱学稳, Tony WALTHAM. 天坑释义[J]. 中国岩溶, 2006, 25(增刊): 35-42.
- [5] 郑剑锋, 沈安江, 乔占峰. 基于数字露头的三维地质建模技术——以塔里木盆地一间房剖面一间房组礁滩复合体为例[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(5): 108-115.
- [6] 张兴阳, 罗平, 顾家裕, 等. 探地雷达在露头地质研究中的应用——以塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩露头为例[J]. 石油实验地质, 2004, 26(2): 212-216.
- [7] 石书缘, 胡素云, 刘伟, 等. 塔里木盆地西克尔地区奥陶系溶洞系统特征及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 167-177.
- [8] 金强, 田飞, 鲁新便, 等. 塔河油田奥陶系古径流岩溶带垮塌充填特征[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 729-735, 755.
- [9] 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.
- [10] 金强, 康迅, 荣元师, 等. 塔河油田奥陶系古岩溶地表河和地下河沉积和地球化学特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(6): 1-10.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 鲁新便, 何成江, 邓光校, 等. 塔河油田奥陶系油藏喀斯特古河道发育特征描述[J]. 石油实验地质, 2014, 36(3): 268-274.
- [14] 廖涛, 侯加根, 陈利新, 等. 塔北哈拉哈塘油田奥陶系岩溶储层发育模式[J]. 石油学报, 2015, 36(11): 1380-1391.
- [15] 张丽娟, 范秋海, 朱永峰, 等. 塔北哈6区块奥陶系油藏地质与成藏特征[J]. 中国石油勘探, 2013, 18(2): 7-12.
- [16] 黄成毅, 邹胜章, 潘文庆, 等. 古潮湿环境下碳酸盐岩缝洞型油气藏结构模式——以塔里木盆地奥陶系为例[J]. 中国岩溶, 2016, 25(3): 250-255.
- [17] 张鹏, 侯贵廷, 潘文庆, 等. 新疆柯坪地区碳酸盐岩对构造裂缝发育的影响[J]. 北京大学学报(自然科学版), 2011, 47(5): 831-836.
- [18] 韩杰, 洪涛, 朱永峰, 等. 轮古油田奥陶系潜山洞穴型储层发育特征及油气分布控制因素[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(5): 1-8.
- [19] 朱学稳. 地下河洞穴发育的系统演化[J]. 云南地理环境研究, 1994, 6(2): 7-16.
- [20] KERANS C. Karst-controlled reservoir heterogeneity in Ellenburger Group carbonates of west Texas [J]. AAPG bulletin, 1988, 72(10): 1160-1183.
- [21] LOUCKS R G. Paleocave carbonate reservoirs: origins, burial-depth modifications, spatial complexity, and reservoir implications [J]. AAPG bulletin, 1999, 83(11): 1795-1834.
- [22] 李宗杰, 王勤聪. 塔河油田奥陶系古岩溶洞穴识别及预测[J]. 新疆地质, 2003, 21(2): 181-184.

编辑: 黄革萍

Development characteristics of underground river in Ordovician buried-hill and the distribution of oil and gas in Lungu Oilfield, Tarim Basin

HAN Jie, LIU Junfeng, WU Jiangyong, XIAO Chunyan,
DAN Guangjian, YUAN Yuan, ZHANG Shaowei

Abstract: The development characteristics and the main controlling factors of Ordovician fractured-cave carbonate reservoirs in Lungu Oilfield of Tarim Basin are always a major factor affecting the success rate of drilling, and the underground river widely developed is a key to solve this problem. Based on the geological theory about modern karst and ancient karst, 22 underground river systems of Ordovician carbonate buried-hill of Lungu Oilfield were characterized by the field geological modeling and well log and seismic data analysis. The results show that the development of underground river is mainly controlled by tectonics, paleogeomorphology, fracture and surface river. The rock types of underground rivers are mainly limestone of lower Ordovician Yijianfang Formation and Yingshan Formation, including calcarenite, bioclastic limestone and micrite. The reservoir space is dominated by large caves and fractures developed in the areas along the main channels and distributary channels and in the ceiling of the cavity. Due to the complex internal structure of the underground river, the tubulose-hall-caves, tiankengs, and other reservoirs which are related to the main channel, are the most abundant areas of oil-gas accumulation. In the early stage of formation, the underground river is in a high connectivity state, while in the late stage, because of the existence of blockage points and the filling at the lower parts of underground river, it only connects some independent blocks locally.

Key words: underground river; carbonate rock; buried-hill; Ordovician; Lungu Oilfield; Tarim Basin

HAN Jie: MSc, Senior Engineer. Engaged in geological research. Add: Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China