

引用格式:杨敏,李小波,谭涛,等.古暗河油藏剩余油分布规律及挖潜对策研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):43-48.

YANG M, LI X B, TAN T, et al. Remaining oil distribution and potential tapping measures for palaeo-subterranean river reservoirs:

A case study of TK440 well area in Tahe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 43-48.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.02.007

古暗河油藏剩余油分布规律及挖潜对策研究

——以塔河油田TK440井区为例

杨敏^{1,2},李小波^{1,2},谭涛^{1,2},李青^{1,2},刘洪光^{1,2},张艺晓^{1,2}

(1.中国石化西北油田分公司勘探开发研究院,新疆乌鲁木齐830011;

2.中国石化碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率重点实验室,新疆乌鲁木齐830011)

摘要:碳酸盐岩古暗河油藏是由深部暗河、浅层暗河以及高角度裂缝共同组成的缝洞储集体,且以大尺度溶洞为储集空间,为塔河油田三大主要油藏类型之一。以TK440井区剩余油的认识和挖潜为例,通过缝洞结构的精细刻画、生产动态综合分析和水淹特征的系统梳理,总结了古暗河油藏剩余油分布的4种模式和可行性挖潜手段。研究认为:采用大泵排液实现井间提液引流,改变压力场分布,可启动浅层暗河未动用剩余油;逆水侵方向水驱,利用暗河高度差可有效地动用深部暗河井间高部位剩余油;基于油、气密度差异,采用重力分异原理形成人工气顶纵向置换,可高效挖潜单井井周阁楼油和暗河盲端剩余油。最终形成了不同剩余油分布模式下的可行挖潜手段,现场实施取得了较好的效果,进一步验证了古暗河油藏剩余油分布模式的可靠性和挖潜对策的有效性,可为同类型油藏剩余油的有效挖潜提供技术支撑。

关键词:提液引流;阁楼油;古暗河;缝洞型油藏;塔河油田

中图分类号:TE344

文献标识码:A

Remaining oil distribution and potential tapping measures for palaeo-subterranean river reservoirs: A case study of TK440 well area in Tahe Oilfield

YANG Ming^{1,2}, LI Xiaobo^{1,2}, TAN Tao^{1,2}, LI Qing^{1,2}, LIU Honggunag^{1,2}, ZANG Yixia^{1,2}

(1. Petroleum Exploration & Production Research Institute, Sinopec Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China;

2. Key Laboratory for EOR of Carbonate Fractured-Vuggy Reservoir of Sinopec, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: Carbonate palaeo-subterranean river reservoirs are fractured-vuggy reservoirs composed of deep main rivers, shallow branch and high-angle fractures, with large-scale karst caves as the storage space, belonging to the three main reservoir types in Tahe oilfield. Taking the knowledge of remaining oil and tapping potential in TK440 well area as an example, through the fine characterization of the fracture-cave structure, comprehensive analysis of production dynamics, and systematic analysis of water flooding characteristics, four patterns of remaining oil distribution and feasible potential tapping methods are summarized. The results show that: using large pump for the well drainage and changing the distribution of pressure field, can excavated the remaining oil in shallow underground river. Water flooding in reverse direction, with the advantage of the height difference, can effectively excavate the remaining oil in deep underground river. Based on the difference of oil and gas density, the vertical displacement of artificial gas cap formed of the principle of gravity differentiation can effectively recovery the attic oil around single well and the remaining oil in the blind side of underground rivers. Feasible means of potential tapping under different distribution patterns of remaining oil has been found, and good results have been achieved in the field implementation, which further validates the reliability of remaining oil distribution patterns and the effectiveness of tapping the potential of the reservoir, and provides technical support for the effectively potential tapping of remaining oil in the similar reservoir.

Key words: liquid extraction and drainage, attic oil, underground river system, vuggy reservoir, Tahe Oilfield

收稿日期:2019-10-10。

第一作者简介:杨敏(1968—),男,博士,教授级高级工程师,主要从事碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究。通讯地址:新疆乌鲁木齐市长春南路466号,邮政编码:830011。E-mail:lxb969@163.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”(2011ZX05053)。

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏为经过多期构造运动和古岩溶作用形成的岩溶缝洞型油藏。受古地貌、古水系和深大断裂的综合作用,形成了以构造控制的表层风化壳岩溶、断控岩溶和古暗河岩溶系统为主的3大储集体类型^[1-3]。不同岩溶主控因素下岩溶缝洞体的形态、规模和空间分布具有明显的差异性^[4-5],加大了对缝洞连通结构和剩余油分布的认识难度。

近年来,诸多研究人员利用物模和数模的方法开展了针对缝洞型油藏剩余油的研究。在缝洞型油藏剩余油分布问题上,柳洲、刘遥、吴永超等^[6-8]采用室内实验方法探索了剩余油的分布特征。在剩余油分布的模式上,汤妍冰等^[9]从宏观、微观、表观3个方面对剩余油进行分类;熊陈微等^[10]提出了塔河2区缝洞型碳酸盐岩油藏3个大类、9个亚类的剩余油分布模式;荣元帅等^[11]根据剩余油分布位置和形态,将缝洞型碳酸盐岩剩余油分成了7个大类、13个亚类。在剩余油主控因素上,郑松青等^[12]针对缝洞型碳酸盐岩油藏储集空间多尺度特征、储集体类型、缝洞体空间形态及分布模式、与生产井的配置关系等方面进行了系统研究,提出了剩余油分布的4个主控因素。上述对剩余油的研究均着重于剩余油模式和控制因素的分析,对缝洞型油藏剩余油认识具有指导作用,但是,针对不同岩溶背景下的剩余油分布和配套的挖潜手段研究还不够。

以塔河油田TK440井区古暗河油藏缝洞结构的精细刻画为基础,生产动态综合分析为手段,认识了油藏的水淹特征,进一步总结了古暗河油藏主要的剩余油分布模式,并根据剩余油的富集特点形成了针对性的挖潜手段,为古暗河油藏剩余油的高效挖潜提供技术支撑。

1 塔河油田TK440井区

1.1 油藏地质特征

塔河油田位于沙雅隆起中段南翼,阿克库勒凸起的西南部,于加里东中—晚期形成凸起雏形,海西期受区域性挤压抬升,最终形成向西南倾伏的北东向展布的大型鼻凸。在长期的抬升—暴露—风化—剥蚀过程中,表层形成了以溶洞型为主要储集空间的表层淋滤带的风化壳岩溶^[1],局部中深层以早期大断裂展布为导向形成了孔洞型为主要储集空间的垂向渗滤带的断控岩溶,尤其是在潜流溶蚀带和径流溶蚀带,水动力具有垂向渗入和水平运动的特点。由

于受多条裂缝的诱导,在径流溶蚀带的水平洞穴层形成了多条岩溶暗河^[13-15]。TK440井区属于塔河油田主体区主干暗河和分支暗河均发育的一套古暗河岩溶,主要位于南北向的主暗河岩溶段(图1)。

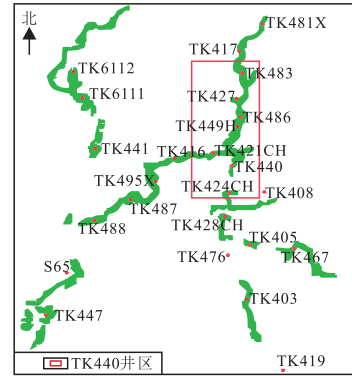


图1 塔河油田TK440井区古暗河展布(振幅变化率属性切片)

Fig. 1 Layout of palaeo-subterranean river reservoirs in TK440 well area of Tahe Oilfield (slicing of amplitude change rate attributes)

碳酸盐岩油藏的古暗河岩溶是由深部主暗河、浅层暗河以及高角度裂缝共同组成的缝洞储集体,且以溶洞型为储集空间发育。TK440井区的主暗河段储集空间类型为溶洞、孔洞和裂缝,整体上暗河分布具有较强的连续性,同时,高角度裂缝在局部发育,使上下两层暗河连通,成为一整套古暗河岩溶系统。从暗河的地质剖面上可以看出,深部暗河在深度上保持相对稳定,形态上受高角度裂缝纵向扩大溶蚀影响,形成局部溶蚀规模大小不一的落水洞,其中,大尺度未充填溶洞局部保留,部分充填的溶洞普遍分布。浅层暗河受构造影响,呈北高南低分布,北段(TK483井至TK440井)浅层暗河连续性较差,在高角度裂缝发育部位形成的溶蚀洞发育;南段(TK440井至TK424CH井)暗河构造变缓,易导致岩溶暗河充填严重,所以大尺度未充填溶洞不发育,小尺度溶蚀孔洞发育(图2)。

分析TK440井区暗河段古暗河岩溶分布特点发现,TK483井至TK486井的井间深部暗河段、TK449H井至TK440井的浅层暗河段和TK424CH井的局部暗

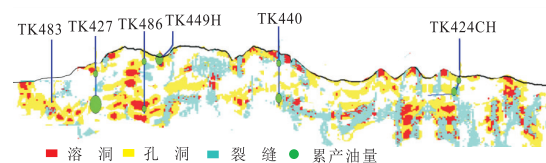


图2 古暗河岩溶纵向浅层、深部暗河剖面
Fig. 2 Profile of shallow and deep part in karst of palaeo-subterranean river

河段岩溶发育程度高,是最有利的油气富集带。

1.2 油藏开发特征

TK440井区位于塔河油田4区的中部,属于受古暗河控制的古暗河岩溶系统,其北部发育一条沿北东向,呈折尺状水平展布的主暗河段,南部发育多条分支暗河。井区主暗河段发育大型未充填溶洞(图1),平均洞高为14.7 m,最高达到22 m。TK440井区自2000年投入开发以来,总井数达到7口,建立了不规则开发井网,平均井距介于400~650 m。由于主暗河段发育浅层和深部两层暗河,所以开发方式上采取先开发深部暗河再上返浅层暗河的逐层开发方式。井区初期产能在650 t/d,无水生产期达到2 a,见水后含水快速上升;实施注水开发后,井区地层压力从58.1 MPa回升到58.9 MPa,地层能量得到补充,含水率从65%下降到26%,年递减率从12.5%下降到8.6%。截至目前,井区累计产液 167.7×10^4 t,产油 77.9×10^4 t,累计注水 60×10^4 m³。

早期在深部暗河段投产的油井都具有较高的产能,平均在200~600 t/d。如TK427井,初期产能达到500 t/d,但是浅层暗河受高角度裂缝沟通影响,底水上窜后导致产能整体较低。2006年实施注水开发,采取低产、低效油井转注水井的措施,结合产建时期的基础井网,建立了注采井网,井区建立的两对注采井组均取得了较好的驱替效果。目前井区进入综合治理阶段,采取了单井注气替油、井组注气驱、大泵提液等措施使井区的开发效果得到明显改善。

2 古暗河油藏剩余油分布特征

2.1 古暗河油藏水淹特征分析

从TK440井区缝洞连通结构可知,古暗河油藏具有较为复杂的缝洞组合关系,仅从地质特征上很难有效地认识剩余油分布规律。然而,采用生产动态和缝洞结构静态特征的结合是认识和判定剩余油分布规律的有效手段。

从TK440井区沿暗河展布方向北段上,油井的见水时间和含水变化特征对比曲线(图3)可以看出:深部暗河的4口油井中,主暗河段的TK440井在2004年11月突然见水,且呈现含水上升快的特点,短期内暴性水淹;随着底水沿深部暗河向北推进,主暗河北段新投产的TK483井和TK486井在2006年5月暴性水淹,次月,日产油量为100 t的TK427井也发生暴性水淹。因此,在深部暗河段,底水能量较强,在水淹

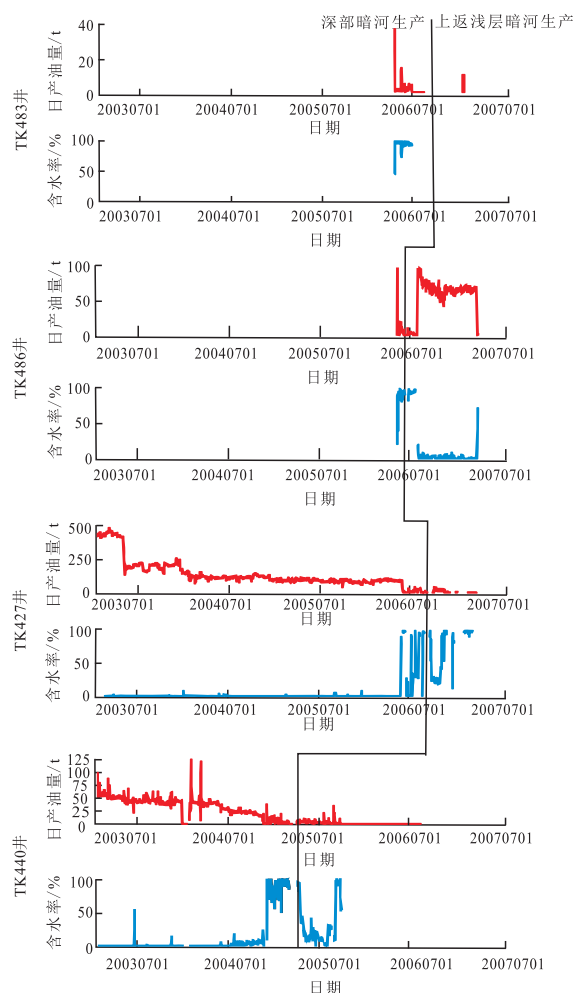


图3 TK440井区深部暗河和浅层暗河开发曲线
Fig. 3 Development curves of deep and shallow subterranean rivers in TK440 well area

特征上呈现为“深度相当、时间相继、特征相似”。

结合缝洞连通结构进行底水横向推进和纵向窜进水淹过程的综合分析。由于TK440井区底水具有沿深部暗河的构造低部位向高部位推进的特点,所以由南向北从TK424CH井到TK483井逐井发生水淹。油井在见水时间上具有明显的一致性。在高角度裂缝发育的局部沟通的两层暗河,导致早期水淹的TK440井以及后期水淹的TK427井、TK483井、TK486井上返后无水生产期较短,含水快速上升。因此,古暗河油藏的主暗河段具有储集空间发育、连通性好、逐步水淹的特征。

2.2 古暗河油藏剩余油分布模式

结合TK440井区的缝洞连通结构特点和水淹特征来认识古暗河岩溶系统剩余油的分布规律,分析认为,在主暗河段的缝洞结构中,主要的剩余油可能存在以下4种主要的富集模式(图4)。

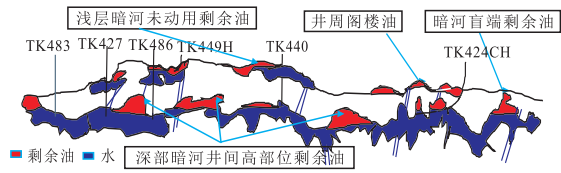


图4 古暗暗河油藏缝洞连通结构和剩余油分布模式
Fig. 4 Fracture-cavity connection structure and remaining oil distribution model of palaeo-subterranean river reservoirs

1) 浅层暗河未动用剩余油

由于浅层暗河连续性差,当深部暗河底水沿高角度缝纵向窜进浅层暗河后,强底水抑制井周剩余油的采出,甚至可能将剩余油驱向远端;在浅层暗河的构造高部位、局部垮塌形成的半充填洞和井间的暗河段富集。例如,暗河段暴性水淹后上返浅层暗河的TK486井,浅层产出 1.3×10^4 t油后快速水淹。相同深部暗河段水淹的TK427井上返后含水为90%。分析认为深、浅层暗河油气富集程度均较高,然而受强底水纵向水窜影响,浅层暗河仍然存在大量未动用的剩余油。

2) 深部暗河井间高部位剩余油

深部暗河以未充填溶洞型储集体为主,由于岩溶水动力作用的强度和裂缝沟通溶蚀程度不同,导致暗河管道的形态和尺度存在一定的差异性。当底水沿一个方向推进至暗河管道后,在厅堂洞顶部和纵向高角度溶蚀缝发育部位易形成遮挡剩余油。以TK427井区为例,该井区在深部暗河段无水生产的累产油量达到 46×10^4 t,暴性水淹时产油量为100 t/d,因此,分析认为在TK427井至TK486井的井间深部暗河段的高部位应该是剩余油富集的绝对有利部位。

3) 井周阁楼油

在构造缓坡的分支暗河发育区,暗河受到岩溶再次破坏的机会增大,形成岩溶残丘等剩余油富集的高部位。井周阁楼油可分为两种情况:一种是井

周连通缝洞体的油井射孔段之上的高部位中难动用的剩余油;另一种是水平井的水平段高部位的阁楼油。以TK424CH井为例,该井位于主暗河段的其中一条分支暗河上,暗河向南演变成3条更小的分支暗河(图1)。因为这种分支暗河受充填性影响,有利储集空间具有分段性,所以,浅层暗河的高部位成为阁楼剩余油的富集区域。

4) 暗河盲端剩余油

早期形成的岩溶管道在后期因岩溶方向变化形成暗河岩溶盲端。由于塔河油田卡斯特岩溶具有多期叠加作用,大部分暗河盲端继续溶蚀扩大,小部分盲端得以保留,成为水淹后油气的存留空间,即暗河盲端剩余油。例如TK424CH井南端,结合缝洞结构表征和水淹特点,使其具有盲端剩余油富集的条件。

3 剩余油挖潜对策

根据油藏开发阶段特点,针对古暗河油藏不同类型的剩余油富集模式提出了井组水驱、井组气驱、单井注气替油、大泵提液等挖潜对策,使井区的开发效果得到明显改善(表1)。

3.1 大泵提液启动浅层暗河未动用剩余油

对于TK449H井与TK421CH井浅层暗河未动用的剩余油,采取大泵提液方式,增大连通井间的压力差,使局部的液流方向转向,有效地动用井周剩余油。在TK421CH井高含水后,TK449H井采取大泵提液措施,产液量从70 t/d增加到300 t/d。TK421CH井开井后,第一周期自喷生产125 d,转机抽生产96 d,阶段累计产油1 563 t;第二周期自喷生产58 d,机抽生产115 d,阶段累计产油1 397 t;第三周期自喷生产78 d,机抽生产325 d,阶段累计产油1 848 t(图5)。可以看出,初期未动用浅层暗河剩余油,但通过改变连通井组间的压力场分布,可有效动用剩余油。

表1 不同类型剩余油挖潜对策及作用机理

Table 1 Potential exploration strategies and mechanism for different types of residual oil

剩余油富集模式	挖潜对策	作用机理
浅层暗河未动用剩余油	井组:大泵提液 单井:单井注气	增大井间压差、调整流场 利油气密度差、重力分异
深部暗河井间高部位剩余油	井组气驱 逆水侵方向水驱	形成人工气顶纵向置换 反向洗油作用,增大水驱波及
井周阁楼油	单井注气	利油气密度差、重力分异
暗河盲端剩余油	井组气驱 侧钻动用	形成人工气顶纵向置换 开启连通路径

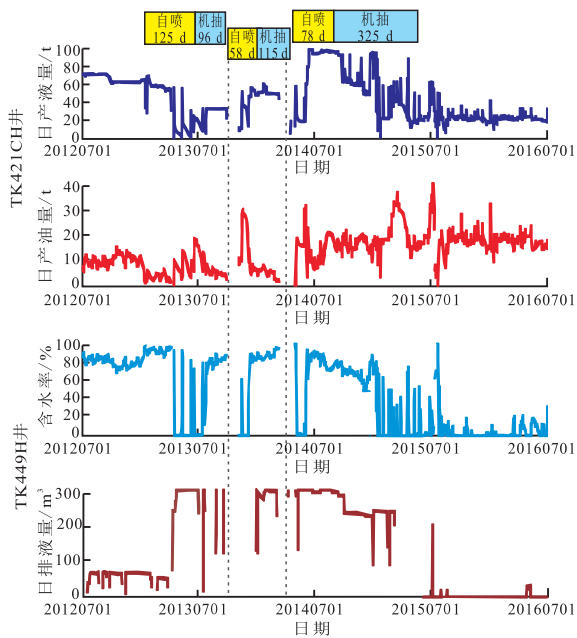


图5 TK449H-TK421CH井组生产曲线

Fig. 5 Production curve of TK449H-TK421CH well group

3.2 逆水侵方向水驱动用深部暗河间高部位剩余油

TK440井区深部暗河段呈现“深度相当、时间相继、特征相似”的逐步水淹特征,所以在深部暗河间高部位存在大量的遮挡剩余油。针对这种类型的剩余油富集特点,采取了注水驱替方法动用剩余油。

TK440井水淹后转注水井。初期采取大排量连续注水,后期转温和注水。暗河南端的邻井(TK424CH井)明显受益。结合TK440井区缝洞连通结构(图2)分析认为,TK440井的注入水沿深部暗河流向TK424CH井,流向与水侵方向相反,起到洗油的作用,增大了注水波及,使TK424CH井含水由90%下降到40%。受益期间,TK424CH井累计增油 2.6×10^4 t(图6)。通过注水驱油进一步验证了深部暗河间高部位剩余油富集模式。

3.3 注气替油置换井周阁楼油

针对水驱无法波及的阁楼油采取单井注气替油的措施,注入气体进入高部位储集空间形成气顶,利用密度差重力分异置换高部位阁楼油。塔河油田已有200余口井采取注气替油方式挖潜高部位阁楼油,注气替油的有效率达到80%。TK424CH井在注水失效后,实施本井注气替油手段挖潜水平段高部位剩余油,第一周期开井日产量达到10 t/d,周期累产油800 t;第二周期开井日产量达到8 t/d,周期累产油1 200 t,说明通过注气替油改善了开发效果(图7)。

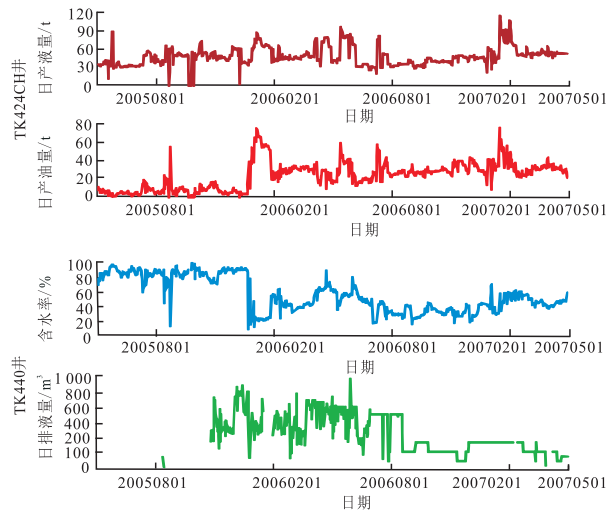


图6 TK440-TK424CH井组注采曲线

Fig. 6 Injection-production curve of TK440-TK424CH well group

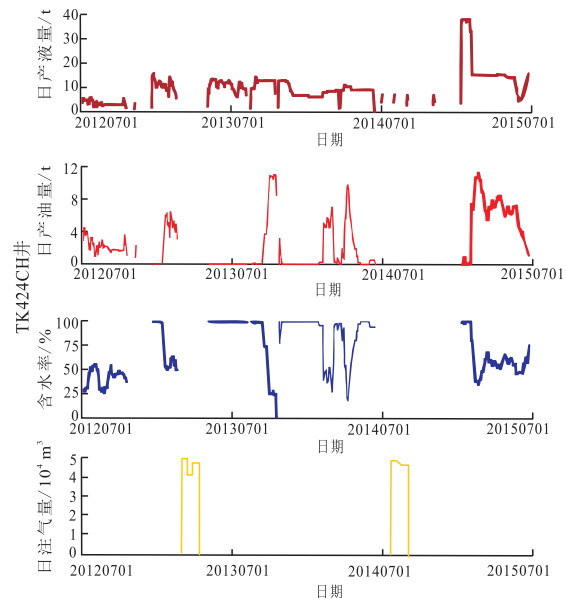


图7 TK424CH井组单井注气开采曲线

Fig. 7 Gas injection production curve of single well in TK424CH well group

3.4 侧钻挖潜暗河盲端剩余油

暗河盲端储集剩余油,一般与周围缝洞体连通关系较差。非井控范围内,开启连通路程采取侧钻动用的方式比较好;井控范围内,且处于相对高部位,可以采取井组注气方式,形成局部气顶置换封存的剩余油和实现横向驱替。

4 主要结论

1) 古暗河油藏中主暗河段在水淹特征上具有

“深度相当、时间相继、特征相似”的逐步水淹特征。

2) 结合古暗河油藏缝洞连通结构和水淹特点,总结了4种剩余油的分布模式:浅层暗河未动用剩余油、深部暗河的井间高部位剩余油、井周阁楼油和暗河盲端剩余油。

3) 提出了大泵排液改变局部压力场分布启动浅层暗河未动用剩余油、井组气驱和逆水侵方向水驱深部暗河的井间高部位剩余油、单井注气替油重力置换井周阁楼油、井组注气驱替暗河盲端剩余油的现场可行性挖潜手段。

将缝洞连通结构和生产动态相结合,认识了古暗河油藏剩余油分布模式,并提出了有效的挖潜手段。但是,要实现缝洞型油藏剩余油的精细挖潜,需要进一步加强对有效缝洞储集体的识别和刻画、剩余油形成机制的深入研究,为实施挖潜措施的有效性提供更准确的地质依据。

参考文献

- [1] 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 X B, HU W G, WANG Y, 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.
- [2] 焦方正.塔里木盆地深层碳酸盐岩缝洞型油藏体积开发与认识[J].石油勘探与开发,2019,46(3):552-558.
JIAO F Z. Practice and knowledge of volumetric development of deep fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 552-558.
- [3] 赵锐,赵腾,李慧莉,等.塔里木盆地顺北油气田断控缝洞型储层特征与主控因素[J].特种油气藏,2019,26(5):8-13.
ZHAO R, ZHAO T, LI H L, et al. Fault-controlled fracture-cavity reservoir characterization and main-controlling factors in the Shunbei hydrocarbon field of Tarim Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 8-13.
- [4] 金强,田飞,张宏方.塔河油田岩溶型碳酸盐岩缝洞单元综合评价[J].石油实验地质,2015,37(3):272-279.
JIN Q, TIAN F, ZHANG H F. Comprehensive evaluation of fracture-cave units in karst carbonates in Tahe Oilfield, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 272-279.
- [5] 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 X C, ZHANG J, LI J, 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.
- [6] 柳洲,康志宏,周磊,等.缝洞型碳酸盐岩油藏剩余油分布模式——以塔河油田六七区为例[J].现代地质,2014,28(2):369-378.
LIU Z, KANG Z H, ZHOU L, et al. Distribution model of remaining oil of fractured-vuggy carbonate reservoir in 6-7, Area Tahe Oilfield[J]. Geoscience, 2014, 28(2): 369-378.
- [7] 刘遥,荣元帅,杨敏.碳酸盐岩缝洞型油藏缝洞单元储量精细分类评价[J].石油实验地质,2018,40(3):431-438.
LIU Y, RONG Y S, YANG M. Detailed classification and evaluation of reserves in fracture-cavity units for carbonate fracture-cavity reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(3): 431-438.
- [8] 吴永超,黄广涛,胡向阳,等.塔河缝洞型碳酸盐岩油藏剩余油分布特征及影响因素[J].石油地质与工程,2014,28(3):74-77.
WU Y C, HUANG G T, HU X Y, et al. Reservoir remaining oil distribution characteristics and influencing factors analysis of fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(3): 74-77.
- [9] 汤妍冰,巫波,周洪涛.缝洞型油藏不同控因剩余油分布及开发对策[J].石油钻采工艺,2018,40(4):483-488.
TANG Y B, WU B, ZHOU H T. Distribution and development strategies of remaining oil controlled by different factors in fractured-vuggy oil reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(4): 483-488.
- [10] 熊陈微,林承焰,任丽华,等.缝洞型油藏剩余油分布模式及挖潜对策[J].特种油气藏,2016,23(6):97-101.
XIONG C W, LIN C Y, REN L H, et al. Remaining oil distribution patterns and recovery measures in fracture-cave oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(6): 97-101.
- [11] 荣元帅,赵金洲,鲁新便,等.碳酸盐岩缝洞型油藏剩余油分布模式及挖潜对策[J].石油学报,2014,35(6):1138-1146.
RONG Y S, ZHAO J Z, LU X B, et al. Remaining oil distribution patterns and potential-tapping countermeasures in carbonate fracture-cavity reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1138-1146.
- [12] 郑青松,杨敏,康志江,等.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后剩余油分布主控因素与提高采收率途径[J].石油勘探与开发,2019,46(4):746-754.
ZHENG S Q, YANG M, KANG Z J, et al. Controlling factors of remaining oil distribution after water flooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 746-754.
- [13] 刘中春.塔河缝洞型油藏剩余油分析与提高采收率途径[J].大庆石油地质与开发,2015,34(2):62-68.
LIU Z C. Analyses of the remained oil and EOR methods for Tahepaleokarst reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 62-68.
- [14] 张娟,鲍典,杨敏,等.塔河油田西部古暗河缝洞结构特征及控制因素[J].油气地质与采收率,2018,25(4):33-39.
ZHANG J, BAO D, YANG M, et al. Analysis on fracture-cave structure characteristics and its controlling factor of palaeo-subterranean rivers in the western Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(4): 33-39.
- [15] 田亮,李佳玲,袁飞宇,等.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏定量化注水技术研究[J].石油地质与工程,2018,32(2):86-89.
TIAN L, LI J L, YUAN F Y, et al. Quantitative water injection of fractured-cavity oil reservoir in carbonate rocks in Tahe oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2018, 32(2): 86-89.

(编辑 余聪)