

文章编号:1009-9603(2022)06-0095-10

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202201022

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏 水驱开发特征及改善对策

郑松青¹,康志江¹,程晓军^{1,2},李小波²,张世亮²,崔书岳¹,蒋林²

(1.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 2.中国石化西北油田分公司,新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要:以塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注水开发实践为基础,综合应用地质、地球物理、示踪剂测试、生产动态等资料,对其水驱开发特征进行了系统研究,建立了低效水驱模式,并针对性提出了改善水驱技术对策。研究结果表明,缝洞型碳酸盐岩油藏水驱开发呈现三大特征:①受效方向单一;②注水利用率低;③注水失效的主要原因为底水水侵。主要存在低水驱控制型、低水驱动用型、低洗油效率型3大类10亚类低效水驱模式。改善水驱开发效果的对策包括:①围绕连通缝洞体(或缝洞群)构建(或完善)注采关系,通过完善井网、改善连通等提高水驱控制程度;②通过调驱、注采参数优化、改变水驱方向、变强度注水等提高水驱动用程度;③通过改善岩石及油水界面性质提高水驱洗油效率;④通过提高生产井井底压力、封堵水侵通道、降低底水能量等方式抑制底水。同时,还要综合利用多种技术手段提高油藏描述精度,提高技术实施有效率。

关键词:注水;改善对策;连通性;缝洞型油藏;碳酸盐岩;塔里木盆地

中图分类号:TE344

文献标识码:A

Waterflooding characteristics and improvement measures of fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield

ZHENG Songqing¹, KANG Zhijiang¹, CHENG Xiaojun^{1,2}, LI Xiaobo², ZHANG Shiliang², CUI Shuyue¹, JIANG Lin²

(1.SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing City, 100083, China;

2.Northwest Oilfield Branch, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang, 830011, China)

Abstract: Based on the waterflooding development practice of fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield, this paper systematically study waterflooding characteristics with geology, geophysics, tracer test, and production performance data. In addition, the paper constructs low-efficiency waterflooding modes and puts forward technical measures to improve waterflooding technologies. The research results show that the waterflooding fracture-cavity carbonate reservoirs have three characteristics: the single response direction, the low utilization factor of water injection and the most waterflooding failure due to bottom water invasion; and there are three main types and 10 subtypes of the low-efficiency waterflooding modes including the low the percentage of reserves on hold under waterflooding, the low the percentage of producing reserves under waterflooding, and the low displacement efficiency. The measures to improve the waterflooding development are as follows: First, the percentage of reserves on hold under waterflooding could be increased by improving the well pattern, and connectivity based on constructing (or improving) the injection and production relationships around the connected fracture-cavity bodies (or groups). Second, the percentage of producing reserves under waterflooding can be improved by profile control and flooding, optimizing the injection and production parameters, changing waterflooding direction, and changing water injection intensity. Third, the oil displacement efficiency can be enhanced by improving the properties of the rock and oil-water interface. Finally, the bottom water can be inhibited by improving the bottom hole pressure, blocking the water invasion

收稿日期:2022-01-23。

作者简介:郑松青(1982—),男,山东寿光人,研究员,博士,从事缝洞型碳酸盐岩油藏开发方面的研究。E-mail:zhengsq.syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率关键技术”(2016ZX05014),国家科技重大专项示范工程“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”(2016ZX05053)。

channel, and reducing bottom water energy. At the same time, the various technologies should be comprehensively used to strengthen the accuracy of reservoir description and the efficiency of technology implementation.

Key words: waterflooding; improvement measure; connectivity; fracture-cavity reservoir; carbonate rock; Tarim Basin

中国海相碳酸盐岩石油资源丰富。新一轮国家油气资源评价结果表明,截至2015年底,中国海相碳酸盐岩石油地质资源量达 $340 \times 10^8 \text{ t}^{[1]}$,截至2020年底,探明石油地质储量已超过 $30 \times 10^8 \text{ t}$,其中近2/3储存在塔里木盆地奥陶系缝洞型碳酸盐岩储层中,其科学高效开发对中国西部能源安全战略意义重大。

注水是塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油藏最主要的补充能量方式^[2]。塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏2005年开始试注水,截至2020年底,水驱覆盖石油地质储量已近 $6.6 \times 10^8 \text{ t}$,占已开发石油地质储量的76.7%。哈拉哈塘油田2009年投入开发即开始注水^[3]。注水大幅降低了缝洞型碳酸盐岩油藏的自然递减率,但与其他类型的碳酸盐岩油藏相比,仍存在一定差距。从世界范围看,碳酸盐岩油藏注水提高采收率幅度平均在15个百分点左右,但目前缝洞型碳酸盐岩油藏采收率提高幅度平均仅为3~5个百分点,进一步改善水驱开发效果成为亟待解决的问题。

中外学者对缝洞型碳酸盐岩油藏注水开发进行了大量的研究,在注采井网构建^[4-5]、注水方式调整^[6-10]、注水时机选择^[11]、注采参数优化^[12-14]等方面取得了丰硕的成果,对缝洞型碳酸盐岩油藏的注水开发起到了积极的推动作用^[15]。但研究多针对单一技术,对缝洞型碳酸盐岩油藏注水开发存在问题未做深入探讨,技术对策不系统。针对上述问题,以塔河油田注水开发实践为基础,综合应用地质、地球物理、示踪剂测试、生产动态等资料,以动态分析为主要技术手段,对缝洞型碳酸盐岩油藏水驱开发特征及改善技术对策进行系统研究,以期为塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油藏以及中外同类型油藏的注水开发提供借鉴。

1 塔河油田开发简况

塔河油田位于塔里木盆地塔北沙雅隆起阿克库勒凸起西南部,其奥陶系油藏是中国目前储量规模最大的缝洞型碳酸盐岩油藏。塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏1997年投入开发,主要经历了天然能量开发、补充能量开发和提高采收率3个阶段。

1997—2005年为天然能量开发阶段。其地饱

压差大(约为40 MPa),底水能量充足,以弹性驱和底水驱为主。该阶段是塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏最主要的开发阶段,截至2020年底,塔河油田主体区主要缝洞单元天然能量开发阶段可采储量与目前可采储量的比值为65%~85%,表明在目前的开发技术水平下,60%以上的可采储量可依靠天然能量采出。

2005年起塔河油田逐步进入补充能量开发阶段。同年塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏开始注水开发试验,2013年开始注气开发试验。注水、注气的主要目的是补充地层能量,主要形成注水替油、单元注水2种注水开发技术,以及单井注气、单元注气2种注气开发技术,近几年又形成了气水复合驱油技术^[16]。注水、注气开发技术有效补充了地层能量,减缓了产量递减,提高了采收率。塔河油田开发实践表明,注水、注气实施效果较好的单元提高采收率幅度为5~8个百分点。

2015年后,塔河油田部分单元/井组开始提高采收率实践探索。针对注水、注气失效井组,开展了表面活性剂辅助替油、氮气泡沫辅助气驱以及智能纳米材料驱油控水等技术的研发和实践,都取得了一定的效果。塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油藏埋藏深,高温高盐,常规的表面活性剂、聚合物适应性较差,发展适合高温高盐的提高采收率技术是下一步的攻关重点。

需要说明2点:一是开发阶段是逐渐改变的,从井组探索,到先导试验,再到大规模推广,一般经历几年时间,很难有严格的时间划分线,即便现在,塔河油田部分区域的缝洞型碳酸盐岩油藏仍然处在天然能量开发阶段。二是注水、注气都是提高采收率的过程,这里提高采收率阶段主要是指通过改变油藏岩石或流体的物性来提高采收率的开发阶段。

2 水驱开发特征

缝洞型碳酸盐岩油藏是离散介质油藏,与整装碎屑岩油藏和裂缝-孔隙型碳酸盐岩油藏相比,水驱开发特征有很大不同。

2.1 水驱受效特征

在整装碎屑岩油藏水驱开发过程中,一口井注

水,周围多口井受效,但缝洞型碳酸盐岩油藏水驱开发单向受效非常普遍(图1)。统计塔河油田主体开发区86口有效注水井(即其注水后周围有明显受效井),其中只有1口受效井的井组61个,占70.9%;有2口受效井的井组24个,占27.9%;受效井数大于2的井组仅1个。

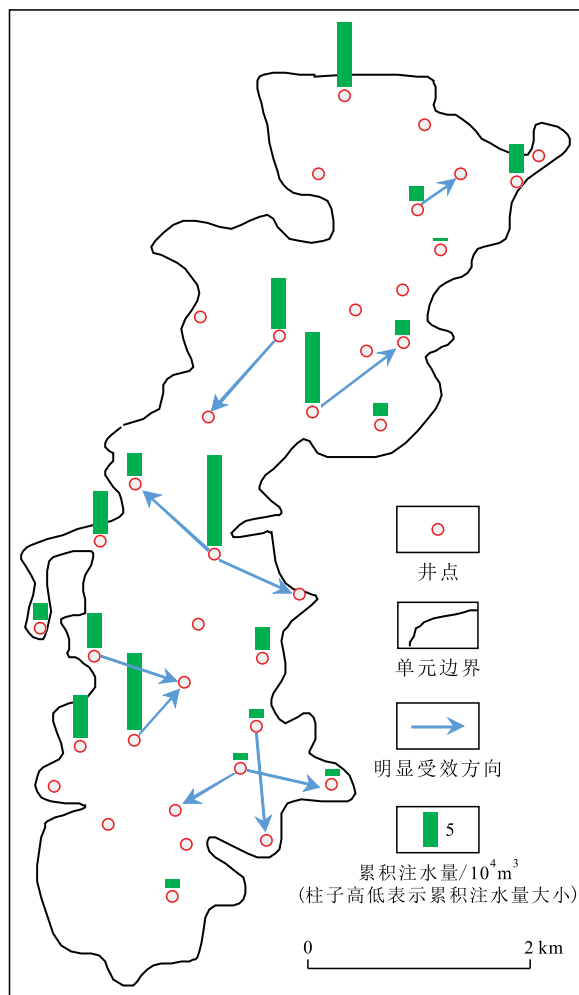


图1 塔河油田某单元注水量及受效方向图

Fig.1 Water injection volumes and response directions of a unit in Tahe Oilfield

导致这一现象的主要原因是缝洞体连通性差。渤海湾盆地任丘潜山油藏和塔里木盆地奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏是中国碳酸盐岩油藏的典型代表。任丘潜山油藏具有统一的油水界面、压力系统、水动力系统和热力系统。与其相比,塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油藏缝洞体连通性差,分割性十分严重^[17-18],相邻缝洞体间也可能不连通。如塔河油田2区某直井未建产,第1次北东向侧钻井低产且高含水,第2次正北部侧钻井则获得较好产能,初期日产油量为25 t/d,不含水。塔河油田6区A井,2005年投产油压为4.2 MPa,投产后压力迅速下降,9 d后停喷,累积产油量为 3.6×10^4 t,与之相邻的

B井2002年投产,2005年油压为8 MPa,截至2020年底累积产油量为 40×10^4 t。连通性差导致很多井难以建立注采关系,注水受效方向单一。

需要说明的是,前文所述缝洞体连通性差是针对注水而言的。塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油藏不同介质连通路径不同,“气走气路、水走水路”,“气连水不连、水连气不连”现象比较普遍。如塔河油田6区TK6A井,2009年示踪剂测试结果显示其与6口邻井连通,TK6B井为主要连通方向,但注水后TK6C井出现明显响应,注气后TK6D井出现明显响应,其余井响应皆不明显。这说明缝洞体间可能存在连通通道,但这种连通通道不一定能成为有效的水驱路径。

2.2 注水利用率特征

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注水利用率偏低。油田注水利用率通常用存水率评价^[19]。但缝洞型碳酸盐岩油藏部分井注水后,周围井无明显响应(比如塔河油田6区某井累积注水量近 60×10^4 m³,依然未产生明显的驱油效果),计算存水率很高,但注水利用率并不高。故提出利用吨油耗水量评价注水利用率。将吨油耗水量定义为累积注水量与注水后累积增油量的比值,该值越高,注水利用率越低。2020年,塔河油田某区碳酸盐岩油藏综合含水率为40.1%,但吨油耗水量已经高达8.0 m³/t,相当于砂岩油藏含水率为80%以上的水平。

纵向连通性好,注水“外溢”是导致这一现象的主要原因。缝洞型碳酸盐岩油藏注采井间垂向断裂、裂缝发育(图2),部分断裂、裂缝被方解石充填,但也有很多断裂、裂缝经过后期的溶蚀作用,储集空间进一步扩大,成为重要的油气储集空间和运移通道。注水开发阶段,在重力和高角度裂缝的双重作用下,注入水容易沿高角度裂缝进入底水,发生“外溢”。如塔河油田A区,注水开发阶段累积注水量为 908.5×10^4 m³,注水增油量为 88×10^4 m³,增水量为 150×10^4 m³,压力上升1.98 MPa(折算地下体积为 65×10^4 m³),根据缝洞型碳酸盐岩油藏物质平衡方程^[20], 606.3×10^4 m³注入水没有起到作用,外溢比高达66.7%。

需要补充说明2点:一是外溢的水进入底水或其他区域,可能通过次生底水起到驱油作用,也可能在其他区域补充了地层能量,但因作用过程复杂,很难作为驱油的直接证据。也正因此,不同研究者评价缝洞型碳酸盐岩油藏注水开发效果往往得出不同的结论。二是数值模拟结果显示,注入水在驱替过程中沿高角度裂缝进入底水,仍然会造成

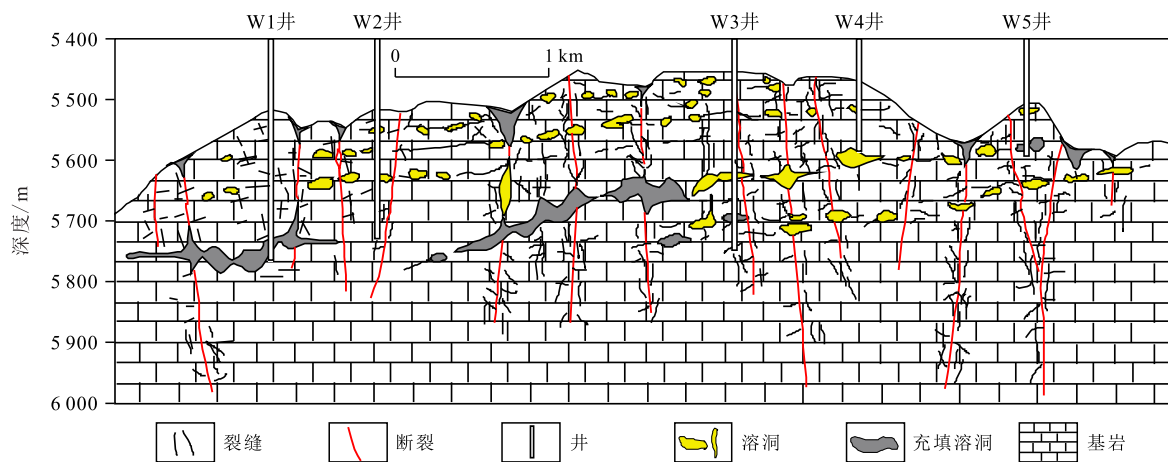


图2 塔河油田6区连井剖面
Fig.2 Cross-well profile of Block6 in Tahe Oilfield

油藏上部压力升高,驱动剩余油进入生产井,同时对底水锥进产生抑制作用。另外,生产实践也显示,注水跨断裂受效情况也不鲜见。这说明同砂岩油藏中断裂的遮挡作用不同,缝洞型碳酸盐岩油藏断裂对注水开发的影响是十分复杂的。

2.3 注水失效特征

缝洞型碳酸盐岩油藏注水开发失效的主要表现是含水率再度升高,甚至水淹。底水水侵和注入水水窜都会导致采油井水淹。

底水水侵型 缝洞型碳酸盐岩油藏注水提高采收率的重要机理是注入水对底水的抑制作用。具体分为2种情况:①注水后,油藏压力升高,底水与油藏的压力差减小,底水上升速度减缓,含水率降低。②油井控制范围内存在未动用连通通道,注

水后,注采井间通道剩余油被动用,进入油井,导致含水率降低。但随着开发的进行,地下亏空进一步扩大,注入水在重力的作用下,沿高角度裂缝进入底水,对底水的抑制作用减弱,底水沿高角度裂缝再次抬升,进入井底,导致油井含水率再次升高,甚至水淹,注水失效(图3a)。

注入水水窜型 该模式同常规砂岩油藏或裂缝性碳酸盐岩油藏相同,注入水沿连通通道进入油井,引起油井含水率升高,进而水淹,注水失效(图3b)。

虽然底水水侵和注入水水窜都会导致生产井高含水,但因塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油藏厚度大,注采井距大,井间高角度裂缝发育,数值模拟结果显示油水流动以垂向流动为主,底水(包括原生

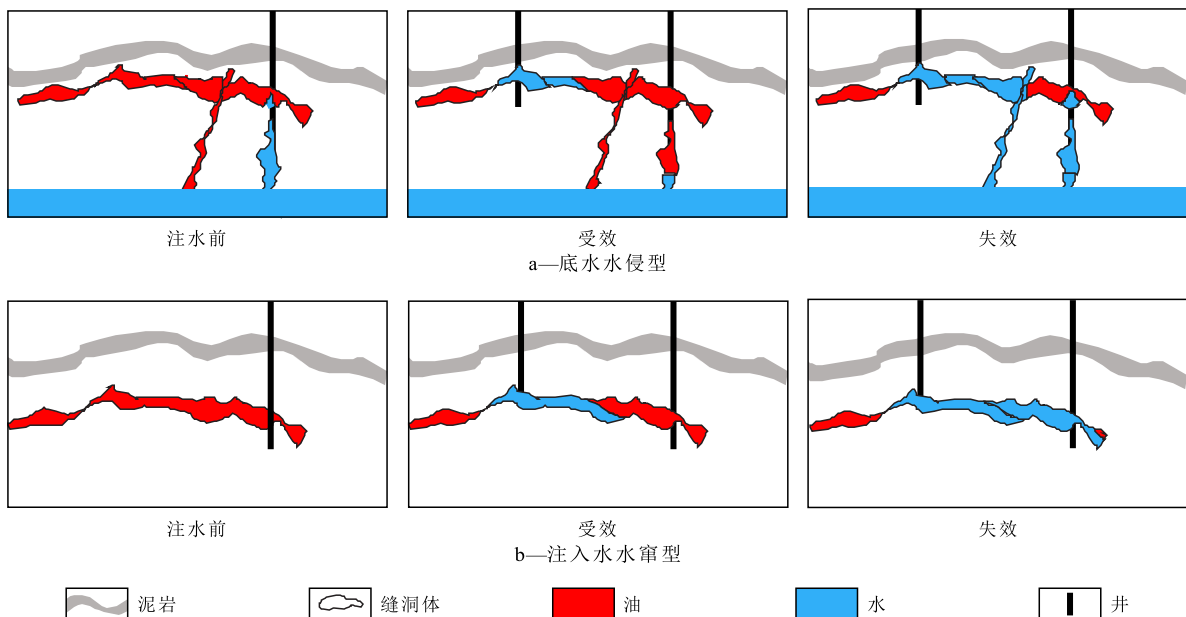


图3 缝洞型碳酸盐岩油藏注水失效模式
Fig.3 Waterflooding failure modes in fracture-cavity carbonate reservoirs

底水和注入水形成的次生底水)沿高角度裂缝水侵是失效的主要原因(图4)。这导致塔河油田累积注采比仍处于较低的水平,但高含水已经成为产量递减的主要因素。2020年底,塔河油田某区累积注采比为0.38,但暴性水淹对产量递减的贡献率已达52.0%(含水上升贡献率为85.3%)。近年随着注水规模的扩大,注入水水窜型失效也在不断增多。

3 低效水驱模式

缝洞型碳酸盐岩油藏不同注采井组的注水开发效果差异很大。部分井组水驱效率低与缝洞体结构、连通性、底水、注采井配置等都有关系。但根本上还是注采井与缝洞结构不匹配导致的。缝洞体在空间离散分布,同碎屑岩油藏中土豆状砂体、透镜状砂体相似(图2)。水驱采收率是水驱控制程度、水驱波及系数、水驱洗油效率的乘积。据此,将低效水驱模式分为3大类10亚类。

3.1 低水驱控制型(I)

好的水驱开发效果必须以高水驱控制程度为前提。低水驱控制程度是注水低效的首要原因。缝

洞型碳酸盐岩油藏水驱控制储量目前尚无理论界定。笔者将注采井连通路径上的储量定义为水驱控制储量。低水驱控制型又可进一步分为3个亚类。

无注采系统型(I-a) 一个连通缝洞体(或缝洞群)如果只有采油井没有注水井,或者只有注水井没有采油井(图5a),注采系统无法建立,注水效果更无从谈起。由于塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油藏连通性差,井间距大,受油藏描述精度或经济效益的制约,井间没有建立注采系统的小缝洞体(或缝洞群)并不鲜见。

弱连通型(I-b) 不同缝洞体之间或者同一缝洞体内,由于储集体不发育、充填等原因,连通性很差,存在分割性(图5b),导致很多区域压力可以波及但注入水很难波及。换言之,这种连通对注水是无效的。这种缝洞体(或缝洞群)虽然构建了注采系统,但水驱控制程度很低,注水开发效果不佳。

注采井配置不合理型(I-c) 缝洞型碳酸盐岩油藏早期注水井多由低产低效转注产生,没有经过系统设计,可能导致在一个连通缝洞体(或缝洞群)内,油井为二线井,甚至三线井、四线井(图5c),静态上注水井虽然与其连通,但在动态上一线井会

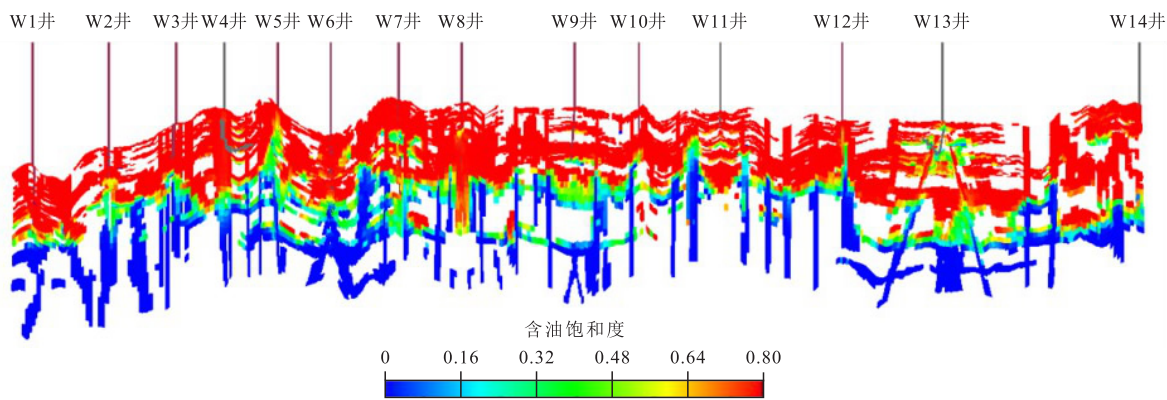


图4 水驱后含油饱和度连井剖面

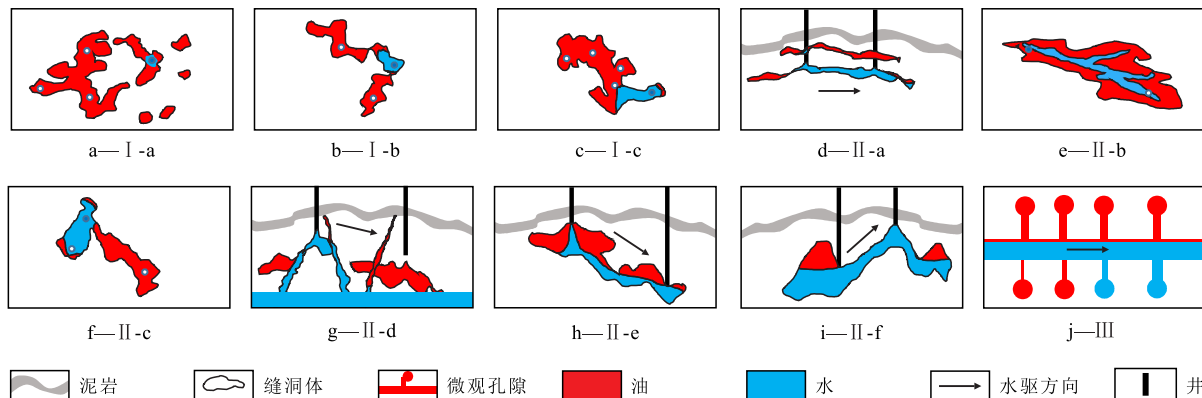


图5 缝洞型碳酸盐岩油藏低效水驱模式

Fig.5 Low-efficiency waterflooding modes in fracture-cavity carbonate reservoirs

在注水井与二、三线井间形成水动力屏障,导致二、三线井的储量很难有效控制,开发效果不佳。

3.2 低水驱动用型(Ⅱ)

缝洞型碳酸盐岩油藏水驱动用储量同样没有理论定义。笔者将水驱能够波及的最大储量定义为缝洞型碳酸盐岩油藏水驱动用储量。要提高水驱开发效果,在控制的基础上,注水还要能够有效波及。该类低效模式又可进一步分为6亚类。

同向通道间干扰型(Ⅱ-a) 该模式主要是指注采井间在平面或垂向存在多条连通通道(图5d),注水开发过程中,不同通道因位置、通道尺度等的差异产生干扰,位于下部、连通性好的通道容易被水驱替,位于上部或连通性比较差的通道注入水则难以进入,导致连通物性差或上部的通道动用差。

同向通道内干扰型(Ⅱ-b) 不仅通道间会彼此干扰,注采井间存在一条通道时,通道内部由于物性差异,同样会存在干扰。对于裂缝孔洞型储集体,如果发育裂缝,注入水会沿裂缝优先流动,而裂缝周围的弱水动力区域动用程度较低(图5e)。

多向干扰型(Ⅱ-c) 一口注水井与多口采油井连通,不同方向的连通通道同样会因位置、流动通道尺度等的差异产生干扰(图5f),注入水沿优势通道驱替,弱势通道难以动用。

注水溢出型(Ⅱ-d) 缝洞型碳酸盐岩油藏高角度裂缝发育,注水开发阶段,在重力和高角度裂缝的双重作用下,注入水容易沿高角度裂缝进入底水,导致注采井间连通通道剩余油难以动用(图5g)。

注采垂向位置不匹配型(Ⅱ-e) 缝洞型碳酸盐岩油藏储层厚度大,纵向裂缝发育,重力是主要的作用力,垂向流动是主要的流动形式。注采垂向位置必须同重力相匹配。低注高采,重力作用和水驱方向相反,重力会抑制过早水淹,动用程度高,反之,则容易导致过早水淹,开发效果不理想(图5h)。

井洞配置不合理型(Ⅱ-f) 缝洞体形状多不规则,注水开发过程中,注采井位于缝洞体局部高点利于发挥重力作用,注入水自下而上波及,开发效果好。如果注采井位置与缝洞体形状不匹配,缝洞体局部高点注入水难以波及,导致动用程度较低(图5i)。

3.3 低洗油效率型(Ⅲ)

缝洞型碳酸盐岩油藏虽然大洞、大缝发育,但充填严重,溶蚀孔洞也是重要的储集空间,微观剩余油依然是重要的提高采收率对象。在塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩亲油性油藏^[21]注水替油或单元注水过程中,盲端缝洞内的剩余油主要靠重力分异

作用动用,但受注水速度、尺度、润湿性等因素影响,小尺度裂缝沟通的以及位于驱替通道上部盲端缝洞内的剩余油依靠重力无法采出,导致部分区域宏观上注入水虽已波及,但微观上并未动用,驱油效率低(图5j)。

4 改善水驱技术对策

连通缝洞体是缝洞型碳酸盐岩油藏最基本的注水开发单元。注水开发必须围绕连通缝洞体进行。

4.1 提高水驱控制程度对策

对于无注采系统型、弱连通型、注采井配置不合理型低效水驱模式,完善井网是最行之有效的提高水驱控制程度技术手段。在经济有效的前提下,每一个连通缝洞体(群)都应有完善的注采关系。塔河油田针对缝洞型碳酸盐岩油藏特殊的地质特征,提出了“空间结构井网”的概念^[4,22]。空间结构井网的本质是立体化和结构化。“立体化”要求建立井网时必须考虑重力作用和纵向驱替,“结构化”要求井别、井型、井位必须同缝洞结构匹配。空间结构井网没有固定的井网型式,没有固定的井距,注采关系完全由井的生产状态和缝洞结构决定。不同地质背景下,缝洞结构不同,井网型式不同,这一理念最早可追溯到20世纪80年代老君庙油田的注水开发^[23]。对非均质性极强的缝洞型碳酸盐岩油藏,这一理念更显重要。受缝洞体描述精度和钻井成本的制约,塔河油田早期部署注水井风险过大,多数注水井都由生产井转注产生。随着油藏描述精度的提高和钻井成本的降低,部署注水井将成为完善井网的重要技术手段。如塔河油田10区某连通缝洞体,前期有5口生产井,没有注水井,注采关系不完善,2020年5月,通过新钻注水井完善注采关系,5口井受效,日增油量为50 t/d。

对于弱连通型低效模式,还可通过改善连通提高水驱控制程度。缝洞型储层发育微裂缝、层间缝,地层压力下降后,裂缝会闭合,但当注水压力高于裂缝的扩展压力后,微裂缝会开启,连通性差的通道变好,进而建立注采关系。如塔河油田6区A井前期注水过程中,周围无明显受效井,2019年4月高压注水(日注水量为1600 m³/d,注入压力为32 MPa),B井出现响应,动液面升高,日产液量升高,日产油量由8 t/d上升到19 t/d,但随之水窜,含水率上升至98%。该井组也是注水跨断裂受效的典型代表。

4.2 提高水驱动用程度对策

同向通道间干扰型、同向通道内干扰型、多向干扰型、注水溢出型低效水驱模式都是连通通道干扰导致的,可通过调驱,封堵水窜优势通道,迫使注入水进入弱势通道驱替剩余油进而提高动用。如塔河油田托甫台 TP1-TP2 井组,两井存在上、下两条通道,存在同向通道间干扰,TP1 井注水后沿下部裂缝通道窜进,剩余油聚集于上部储集体,采用橡胶颗粒、塑弹体颗粒对下部通道封堵,增油量为 2 260 t。另如塔河油田 TP3 井组,TP3 井注水后,注入水流向 TP4 井和 TP5CH 井,存在多向干扰,其中 TP4 井方向为优势方向,在其注水失效后,采用橡胶颗粒、塑弹体颗粒对优势水窜通道封堵,处于弱势方向的 TP5CH 井含水率明显下降,产油量、产液量上升,受效明显,累积增油量为 1 020 t。

对于同向通道内干扰型低效水驱模式,还可通过变强度注水得以动用。塔河油田 8 区 TK8A-TK8B 注采井组于 2011 年 3 月通过 TK8A 井连续注水,2011 年 8 月,TK8B 井含水率快速上升并水淹,研究后确定两井之间存在高渗透通道,通过周期注水,被屏蔽的剩余油得到很好动用,含水率基本控制在 75% 以下,油井日产油量约为 12 t/d,生产平稳。

对于多向干扰型低效水驱模式,也可以通过注采参数优化改善。通过改变注采井间生产压差,即降低优势通道生产压差,提高弱势通道生产压差,实现不同方向的均衡驱替。截至 2020 年 3 月,塔河采油三厂通过调整注采参数优化分水量 9 井次,有效率为 85.2%,累积增油量为 1.75×10^4 t^[13]。

对于注采垂向位置不匹配型低效水驱模式,可通过改变液流方向改善。如塔河油田 10 区 TH10A 和 TH10BX 井组,2018 年 5 月 TH10A 井注水后,TH10BX 井含水率迅速升高,2019 年 9 月调整为 TH10BX 井注水,TH10A 井见效,日产油量最高升至 25 t/d。

对于井洞配置不合理型,通过注水很难有效动用缝洞体顶部的剩余油,现场针对这种类型的井,在其失效后,会通过注气动用顶部的剩余油。

4.3 提高水驱洗油效率对策

对于低洗油效率型以及同向通道内干扰型低效水驱模式,改善岩石及油水界面性质是重要的技术手段。

针对注水替油井,塔河油田开展了注表面活性剂试验,取得了一定的效果。2014 年,利用 CRS(碳酸盐岩油藏表面活性剂提高采收率)技术对 4 口注水替油井进行治疗,增油量为 4 125.5 t。2012 年,哈

拉哈塘油田研制耐温耐盐表面活性剂对 HA13-X 和 XK4-X 两口注水替油井进行治疗,注水替油率分别由 0.519,0.106 增加到 0.612,0.151;含水率分别由上一轮的 48.5%,60.1% 降低至 40.7%,53.8%^[3]。

近两年,塔河油田通过注入智能纳米黑卡也取得了不错的效果。智能纳米黑卡提高采收率的主要机理是:改变岩石润湿性,降低毛管阻力,将油膜从岩石表面剥离,降低油水界面张力,乳化降黏,提高驱油效率^[24]。2020 年 5 月 22 日,TK7A 井注入质量分数为 0.005% 的 2-D 智能纳米黑卡溶液,注水单元内 3 口井陆续见到效果,截至 2020 年 9 月 15 日,3 口井环比增油量为 2 233.9 t,产量及含水保持稳定,平均含水率从 82% 降低到 25.7%。

4.4 底水治理对策

严格意义上,底水水侵并不是水驱的问题。但底水是影响水驱开发效果的关键因素,利用注入水抑制底水也是缝洞型碳酸盐岩油藏注水提高采收率的关键机理之一。因此,解决底水问题也作为改善水驱开发效果的重要方向。中外底水油藏的开发经验也表明,控制(或抑制)底水锥进是开采底水油藏的关键^[25-26]。底水侵入必须满足 2 个条件,一是底水压力比生产井井底压力高(折算统一深度),二是底水与生产井间存在连通通道。针对这 2 个条件,可以采取 3 种技术手段:一是提高生产井井底压力,二是封堵水侵通道,三是降低底水能量。

4.4.1 提高生产井井底压力

缩嘴压锥、关井压锥、注水压锥、注气压锥等是提高生产井井底压力常用的技术手段。

缩嘴压锥通过减小油嘴抑制底水锥进。基本原理是:油嘴调小,产液量降低,井底压力升高,底水与井底压差减小,从而减缓底水锥进。塔河油田 6 区 TK6D 井 2005 年 5 月 6 日含水率由 53.1% 升至 81.8%,采取缩嘴压锥措施,油嘴由 7 mm 调至 6 mm,5 d 后含水率下降至 18.6%。

关井压锥通过短时间关井抑制底水锥进。基本原理是:关井后,井底压力恢复升高,底水与井底压差减小,在油水重力差的作用下,水锥降低。塔河油田 6 区 TK6E 井 2005 年 4 月 11 日含水率上升至 84.6%,油嘴缩小至 8 mm,仍未有效控制含水率上升,4 月 19 日关井压锥 9 d,开井后含水率稳定在 25% 左右。

注水压锥通过注水抑制本井底水锥进^[27]。基本原理是:注水补充生产井所在缝洞体能量,减小底水与油井的压力差,同时,焖井过程中,注入水在重力作用下置换原油,两种机理共同作用,控制底

水,恢复本井产能。塔河油田4区TK4ACX井投产2个月后含水率上升至95%以上,2005年7月,实施注水压锥,累积注水量为 $10.99 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后,2006年1月开井日产油量为150 t/d,累积增油量为 $13.31 \times 10^4 \text{ t}$ ^[28]。

注气压锥是通过注气抑制本井底水锥进。基本原理是:气体注入后在重力作用下运移至储层顶部,形成次生气顶,增加油体能量,迫使油水界面下移抑制底水锥进。华北雁翎油田潜山油藏和乐安油田草古1潜山油藏均采用过注气压锥方法,降水增油效果显著^[25]。

4.4.2 封堵水侵通道

堵水是封堵水侵通道最常用的技术手段。跃进区块YJ1H井2020年1月29日见水,产能迅速下降,2月17日,通过耐温160℃、超低密度触变凝胶堵剂深部堵水,4月开井后,油压从措施前的7.9 MPa上升到23.8 MPa,含水率由89%下降到30%,日产油量由23.6 t/d上升到112 t/d,增油效果显著。

4.4.3 降低底水能量

排水采油是一种通过降低底水能量抑制底水锥进或脊进的常用方法。基本原理是:在油水界面

下作用一个可控流量,形成一个向下的附加压降来平衡采油时所产生的压降,达到保持油水界面稳定的目的^[29]。

塔河油田在长期的开发实践中,提出了一种调流势排水采油新技术^[30-31]。传统的排水采油技术针对底水、一口生产井、油水同采的情况,新技术则针对有边水性质的底水,通过上游井大排量抽水降低水体能量,降低下游井水侵强度,进而降低含水,恢复产能。该技术在实施过程中,判断水侵方向十分关键。如果措施井处于下游可能会加速上游井水淹,起到反效果。塔河油田6区S80单元中部区域底水由南西向北东方向侵入。该区域内两井组实施排水采油,一组为TK6EX-TK6FCH井组,TK6EX井为措施井,TK6FCH井为预期受效井,TK6FCH井位于TK6EX井南西方向,相当于下游抽水,结果导致TK6FCH井含水率上升,停抽后,含水率下降;另一组为TK6GCH-TK6H井组,TK6GCH井为措施井,TK6H井为预期受效井,因其位于TK6GCH井北东方向,属于上游抽水,实施后TK6H井含水率下降(图6)。

当然,改善水驱开发效果最根本的工作是要综

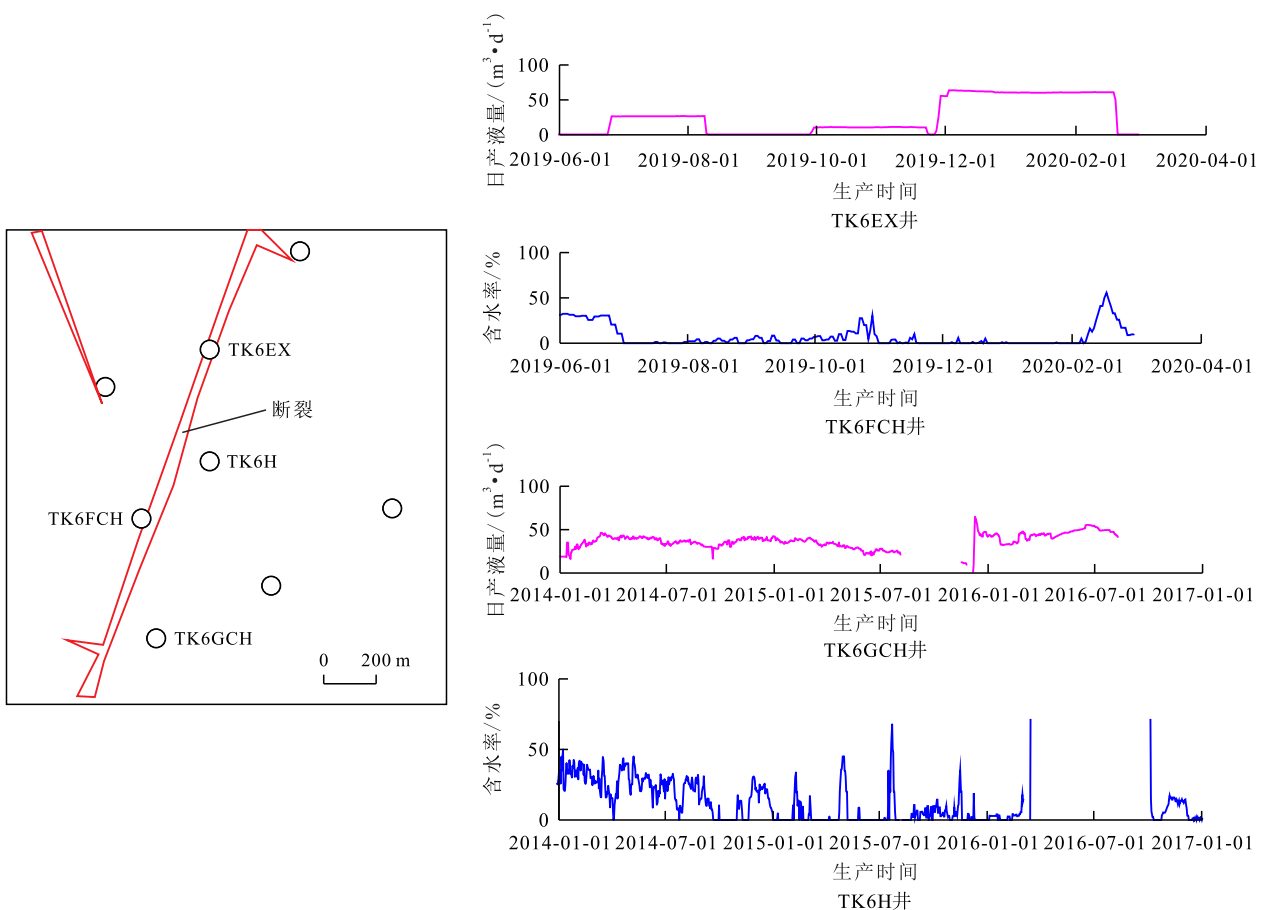


图6 TK6EX-TK6FCH井组、TK6GCH-TK6H井组位置及排水采油效果

Fig.6 Location of Well Group TK6EX-TK6FCH and TK6GCH-TK6H and effect of oil producing by water drainage

合利用多种技术手段提高油藏描述精度。缝洞型碳酸盐岩油藏描述的核心是缝洞结构,包括缝洞体的几何形状、储量规模、物性参数以及不同缝洞体间的连通状况和配置关系等。这是一切技术得以有效实施的基础。油藏认识不清,再有效的技术也难以发挥作用。

5 结论

缝洞型碳酸盐岩油藏的水驱开发呈现3大特征:①受效方向单一;②注水利用率低;③底水水侵是注水失效的主要原因。

缝洞型碳酸盐岩油藏注水开发效果与缝洞结构、连通性、底水、注采井配置等有关。低效水驱模式主要有3类,低水驱控制型、低水驱动用型、低洗油效率型。

改善水驱开发效果:一要围绕连通缝洞体(或缝洞群)构建(或完善)注采关系,通过构建(或完善)井网、改善连通等提高水驱控制程度;二要通过调驱、注采参数优化、改变水驱方向、变强度注水等提高水驱动用程度;三要通过改善岩石及油水界面性质提高水驱洗油效率;四要通过提高(恢复)井底压力、封堵水侵通道、降低底水能量等方式抑制底水。同时,还要综合利用多种技术手段提高油藏描述精度。

参考文献

- [1] 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):1 007-1 020.
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) : 1 007-1 020.
- [2] LI Y. Development theories and methods of fracture-vug carbonate reservoirs [M]. London: Academic Press, 2017.
- [3] 余子敬. 哈拉哈塘油田洗油表面活性剂研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
YU Zijing. Study on surfactant of washing oil for Halahatang Oilfield [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.
- [4] 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.
- [5] 李新华, 荣元帅. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏合理注采井网优化研究[J]. 钻采工艺, 2013, 36(5): 47-51.
LI Xinhua, RONG Yuanshuai. Optimization research on reasonable injection-production pattern in Tahe Oilfield fractured carbonate reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36 (5): 47-51.
- [6] 张晓, 李小波, 荣元帅, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏周期注水驱油机理[J]. 复杂油气藏, 2017, 10(2): 38-42.
ZHANG Xiao, LI Xiaobo, RONG Yuanshuai, et al. Mechanism of cyclic water flooding in fractured-vuggy type carbonate reservoir [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2017, 10(2): 38-42.
- [7] 杨阳. 缝洞型油藏水驱机理及注水开发模式研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
YANG Yang. The mechanism and development model of water flooding for frac-cave reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.
- [8] 荣元帅, 刘学利, 杨敏. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发方式[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 28-32.
RONG Yuanshuai, LIU Xueli, YANG Min. A discussion on water flooding in the multi-well fractured-vuggy units of carbonate reservoirs in Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 28-32.
- [9] 李扬, 彭小龙, 谭聪, 等. 塔河风化壳储层典型单元注水方式优化研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(5): 81-85.
LI Yang, PENG Xiaolong, TAN Cong, et al. Optimization research on water injection mode in typical units of weathering crust reservoir of Tahe Oilfield [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(5): 81-85.
- [10] WANG J, LIU H Q, ZHANG J, et al. Experimental investigation on water flooding and continued EOR techniques in buried-hill metamorphic fractured reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 171(12): 529-541.
- [11] 胡广杰. 塔河油田缝洞型油藏周期注水开发技术政策研究[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 59-62.
HU Guangjie. Technological policy research of cyclic waterflooding in fracture-cavity carbonate reservoir in Tahe Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 59-62.
- [12] 李春磊, 谢爽, 杜洋. 塔河多井缝洞单元注水模式及注采参数优化[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2014, 16(3): 44-47, 52.
LI Chunlei, XIE Shuang, DU Yang. Optimization of injection mode and injection parameters in multi-well fracture-cavity units of Tahe [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition, 2014, 16(3): 44-47, 52.
- [13] 刘利清, 刘培亮, 蒋林. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏量化注水开发技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 104-107.
LIU Liqing, LIU Peiliang, JIANG Lin. Quantitative water injection technology for cavernous fractured karst carbonate reservoirs in the Tahe Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48 (2): 104-107.
- [14] 谭聪, 彭小龙, 李扬, 等. 塔河油田奥陶系断控岩溶油藏注水方式优化[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 703-707.

- TAN Cong, PENG Xiaolong, LI Yang, et al. Optimization of water-flooding process for fault-controlled fracture-cavity reservoir of Ordovician in Tahe Field, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 703-707.
- [15] 巫波, 杨文东, 姜应兵, 等. 利用注水替油资料计算塔河缝洞型油藏动态储量的方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(2): 59-66.
- WU Bo, YANG Wendong, JIANG Yingbing, et al. Calculating method of the dynamic reserves by water injecting and oil flooding data for the fractured-vuggy oil reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(2): 59-66.
- [16] 张伟, 海刚, 张莹. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏气水复合驱技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(1): 61-65.
- ZHANG Wei, HAI Gang, ZHANG Ying. Gas-water composite flooding technology for fractured and vuggy carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 61-65.
- [17] 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.
- RONG Yuanshuai, HU Wenge, PU Wanfen, et al. Separation of fractures and cavities in carbonate reservoirs in the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2015, 37(5): 599-605.
- [18] 李斌, 吕海涛, 耿峰, 等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏单储系数概率分布模型[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(3): 62-69.
- LI Bin, LÜ Haitao, GENG Feng, et al. A probability distribution model of reserves per unit volume of fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(3): 62-69.
- [19] 蔡厥珩, 周吉培, 黄红兵. 评价注水油田注水利用率的一种新方法[J]. 特种油气藏, 2006, 13(2): 40-42.
- CAI Jueheng, ZHOU Jipei, HUANG Hongbing. A new evaluation method of the utilization factor of water injection in waterflooding oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2006, 13(2): 40-42.
- [20] 郑松青, 崔书岳, 牟雷. 缝洞型油藏物质平衡方程及驱动能量分析[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1): 64-67.
- ZHENG Songqing, CUI Shuyue, MU Lei. Material balance equation and driving energy analysis of fracture-cave oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(1): 64-67.
- [21] 屈鸣, 侯吉瑞, 李军, 等. 缝洞型油藏三维可视化模型底水驱油水界面特征研究[J]. 石油科学通报, 2018, 3(4): 422-433.
- QU Ming, HOU Jirui, LI Jun, et al. Research into characteristics of the oil-water interface during bottom water flooding in a fractured-vuggy reservoir by a 3-D visual model[J]. Petroleum Science Bulletin, 2018, 3(4): 422-433.
- [22] 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.
- [23] 唐世荣. 老君庙油田L油层沉积相研究在油田开发中的应用[J]. 石油勘探与开发, 1981, 8(3): 27-35, 39.
- TANG Shirong. Application of sedimentary facies study of L reservoir in Laojunmiao Oilfield development[J]. Petroleum Exploration and Development, 1981, 8(3): 27-35, 39.
- [24] 吴伟鹏, 侯吉瑞, 屈鸣, 等. 2-D智能纳米黑卡微观驱油机理可视化实验[J]. 油田化学, 2020, 37(1): 133-137.
- WU Weipeng, HOU Jirui, QU Ming, et al. Microscopic flooding mechanism experiment visualization of 2-D smart black nanocard[J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(1): 133-137.
- [25] 曹煜, 林璠, 李李, 等. 生物礁灰岩底水裂缝型油藏开采规律及技术对策[J]. 江西化工, 2015, 21(4): 9-12.
- CAO Yu, LIN Fan, LI Li, et al. Production regularity and technical countermeasures for fractured reef limestone reservoir with bottom water[J]. Jiangxi Chemical Industry, 2015, 21(4): 9-12.
- [26] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1963, 3(3): 245-255.
- [27] 罗娟, 王雷, 荣元帅. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏注水压锥研究[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(2): 69-71.
- LUO Juan, WANG Lei, RONG Yuanshuai. Research on water injection pressure cone in Tahe fractured vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(2): 69-71.
- [28] 窦之林. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- DOU Zhilin. Development technology of fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [29] 林达. 底水油藏单管排水采油装置研制[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- LIN Da. The development of single-pipe drainage and production equipment for bottom water reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2017.
- [30] 杜春晖, 仇鹤, 陈小凡, 等. 基于数值模拟的流势分析技术在缝洞型油藏开发中的应用[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(2): 83-89.
- DU Chunhui, QIU He, CHEN Xiaofan, et al. Application of flow potential analysis technique based on numerical simulation in the development of fractured-vuggy reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 83-89.
- [31] 任文博. 流势调控在缝洞型碳酸盐岩油藏控水稳油中的应用[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(6): 127-134.
- REN Wenbo. Application of flow potential control in water control and oil stabilization of fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(6): 127-134.

编辑 刘北羿