

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率技术途径

刘中春

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏以大型溶洞、溶蚀孔洞及裂缝为主要储集空间,其非均质性极强,且多种流动方式共存,勘探开发属于世界级难题。综合分析了塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏的开发历程,确定油井过早出水、储量动用能力低、天然能量不足是天然能量开发阶段采收率低的主要原因;水驱效率低是注水开发阶段采收率低的主要原因。同时分析了目前缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率面临的主要问题,初步探索了缝洞型油藏提高采收率的途径,提出了天然能量开发阶段以“整体控水压锥、提高油井平面和纵向上储量动用能力”,补充能量阶段以“优化、改善注水开发为主,注气、稠化水驱等扩大波及体积的方法为辅”的提高采收率技术思路,对塔河油田进一步提高采收率具有重要的意义。

关键词:缝洞型碳酸盐岩油藏 提高采收率影响因素 储集空间类型 塔河油田

中图分类号:TE357

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2012)06-0066-03

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏以大型溶洞、溶蚀孔洞及裂缝为主要储集空间,其分布受沉积、构造、古地貌以及多期岩溶作用控制,属于非均质性极强的缝洞型碳酸盐岩油藏。其主要特点包括储集体空间分布不连续、有效储集空间尺度差异大、内部结构与缝洞接触关系复杂、不同的储集单元存在不同的油水分布关系。此外,油藏埋深达5 500 m左右,地层温度为125 ℃,地层水矿化度高,约为220 g/L。截至2011年底,探明石油地质储量达到 6.8×10^8 t,年产油量达到 576×10^4 t。由于此类油藏的特殊性和复杂性,以及技术上的局限性,尚不能对其储层进行充分认识和客观描述,因此采用滚动勘探开发的模式。在开发初期,采用“稀井高产”的开发原则,快速建产,取得了很好的经济效益^[1-6]。但随着开发程度的深入,逐渐暴露出快速上产的许多弊端,油井过早见水、自然递减率高、平面上和纵向上储量动用程度低,目前缝洞型碳酸盐岩油藏的采出程度仅为6.36%。如何提高深层缝洞型碳酸盐岩油藏的开发效果、采收率和经济效益,是近年来塔河油田急待解决的技术难题。在现有油藏地质认识的条件下,笔者结合实际油藏的开发动态,分析了缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率面临的主要问题,探索了提高采收率的技术途径,提出了技术思路,以期为进一步提高塔河油田缝洞型碳酸盐岩

油藏的采收率提供参考。

1 开发现状

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏储集体受多次构造运动影响,多期次叠置、改造,岩溶缝洞交互发育,形成了控制因素复杂、非均质性极强的储集特征^[7-8]。根据岩心统计,其储层孔隙度为0.04%~10.6%,平均为0.76%,87%的样品孔隙度小于1.0%;渗透率平均为 $0.708 7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,96%的样品渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于基质渗透率低的缝洞型碳酸盐岩油藏。加上其埋藏深度大、地层温度高、地层水矿化度高,开发难度大。

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏根据开发进程划分为3个阶段,即评价及试采上产阶段、滚动开发稳产阶段和规模开发阶段^[3]。

评价及试采上产阶段 该阶段滚动开发井主要在局部构造主体部位沿岩溶发育的构造高部位布井,探井、评价井则向外滚动铺开,以扩大含油面积;单井开采采取大油嘴、高产量生产;酸化压裂成为油井增产的主要技术措施。该阶段主要开发特点包括:阶段时间长,采出程度低;依靠天然能量开采,油藏压力下降快;油井产能高,而且产量、油压都比较稳定,油田开发基本上处于无水采油期。

收稿日期:2012-09-17。

作者简介:刘中春,女,高级工程师,博士,从事油田开发与提高采收率研究。联系电话:(010)82282478,E-mail:liuzc.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开发效果技术”(2011ZX05014-003)。

滚动开发稳产阶段 该阶段采用滚动开发方式,在扩大含油边界评价的同时,迅速投入开发。开发特点包括:采油速度快,阶段采出程度较低;油井利用率较低,部分井转入机械采油,措施效果差;产量递减率、含水率上升速度远超过预测;油井普遍见水,底水锥进速度快,平面水淹呈点状分布。

规模开发阶段 该阶段整个油田的产能建设形成了一定的规模,并形成了适应于各区特点的技术方法,取得了较好的效果^[9-11]。2005年开始注水补充地层能量试验,发展了单井单元注水替油、多井单元注水开发技术。截至2011年底,全油田共有油井905口,开井732口,产油量为 576×10^4 t/a,采油速度为0.85%,采出程度为6.36%,综合含水率为29.83%,年自然递减率为20.76%,综合递减率为11.3%。但也暴露了前期快速开发所产生的一些问题,如在天然能量开发阶段,油井过早见水,无水采收率低;含水率上升快,部分区域综合含水率高达80%,中高含水井和因含水停喷井的比例大幅度增加;部分区域已进入产量递减期,自然递减率高,明显表现出天然能量不足;注水开发后,受效方向单一,受效时间短;存在优势通道水窜现象,油藏由原来天然能量阶段的点状水淹发展成平面线状水淹。

2 提高采收率面临的主要问题

对于常规砂岩油藏,驱油效率与波及系数决定水驱油藏的采收率。影响驱油效率的主要因素包括油藏性质(储层物性、原油性质)、开发方式;影响波及系数的主要因素有储层非均质性、布井方式、工作制度等。而对于缝洞型碳酸盐岩油藏,裂缝和溶洞为主要流动通道,流动特征尺度小到微米量级,大到几十米,且多种流动方式共存,影响采收率的因素更为复杂。在目前地质认识的条件下,提高塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏采收率面临的主要问题有以下5个方面。

第一,对缝洞型碳酸盐岩油藏储集体内部结构尚缺乏充分的认识。随着缝洞型碳酸盐岩油藏描述技术的发展,虽然对储集体发育规律与分布进行了描述,但由于技术手段的局限性,还无法精确刻画储集体内部结构、储集体的连通性、缝洞的接触关系及油藏内部底水的分布;对开发后缝洞储集单元内部油水空间分布的认识程度还较低;对整个油藏的底水规模也缺乏了解。因此,开发方式转换、井网调整、控水稳油措施的制定均缺乏可靠依据。

第二,地层水及注入水的波及程度均较低。因为对储集体认识的局限性,在开发初期,采用“稀井高产”的开发原则,虽然提高了油田的开发速度,但井网密度小,单井采油强度大,部分油井过早见水,不仅油藏无水采收率低,而且底水不能均匀推进,在纵向上,将油藏的原油严重分割,油水分布进一步复杂化,使大部分油井见水早,且含水率上升快,产量递减迅速,增大了后期提高采收率的难度。油井见水后,各种控水措施效果不理想,导致稳产期较短。注水开发后,部分注入水沿优势通道突进,水驱效率低。

第三,单井储量动用程度不均。由于缝洞型碳酸盐岩油藏非均质性极强,储集空间分布复杂,油藏内部的连通性控制着单井储量动用程度。沟通更多的储集空间、提高油藏平面上的动用程度,应是提高采收率的主要手段。塔河油田70%左右的生产井是在酸化压裂后投产,酸化压裂工艺技术也在不断完善,但酸化压裂措施平均有效率仅为52.7%。定向井、水平井开发技术已经突显出其作用和效果,但仍需结合储集体、裂缝预测技术的改进,进一步提高沟通能力。

第四,长裸眼井段不利于提高纵向上原油的采出程度。大段的裸眼完井方式难以避免出现油层段间相互串通、相互干扰,难以全面认识、评价各产层;更难以对各出油层段进行控制,不利于有针对性、有选择地进行储层改造和纵向上原油的开采。

第五,注水开发后能量补充不均。早期以建产为目的,根据勘探开发程度不同,采用不规则面积布井方式,并利用天然能量进行开采,使油田在短时间内迅速建成较高的产能。但对与底水沟通较差的定容缝洞单元,随着天然能量的消耗,不仅地层压力降低,随之引起储集空间内主要流动通道即裂缝闭合,原油中重质成分析出,增大了储层油流的渗流阻力,因此,产量递减是必然结果。尽管采用了注水补充能量开发,但能量的补充也仅限于连通程度好的区域。

3 提高采收率的技术途径

综合分析塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏的开发历程,可以确定油井过早出水、储量动用能力低、天然能量不足是天然能量开发阶段采收率低的主要原因;而水驱效率低是注水开发阶段采收率低的主要原因。因此,针对缝洞型碳酸盐岩油藏不同的

开发阶段,提高采收率技术应用的侧重点应有所不同。在天然能量开发阶段,以整体控水压锥、提高油井平面和纵向上储量动用能力为提高采收率的目标;在补充能量开发阶段,则重点转向有效补充地层能量、提高注入体系驱替效率。

3.1 天然能量开发阶段

在天然能量开发阶段,从控制底水锥进速度以提高底水波及程度和油井储量动用能力2个方面(图1)提高采收率。利用地质、测井、测试和生产动态等相关信息,以油藏缝洞流动单元为研究对象,综合分析缝洞型储层底水锥进程度、油水分布、油井出水层位及分隔底水的致密体层位,为提高堵水的成功率奠定地质基础。同时,分析现有堵水、调整工作制度等压锥施工成败的关键,确定正确的选井原则,改进现有技术,探索整体控水压锥新方法。

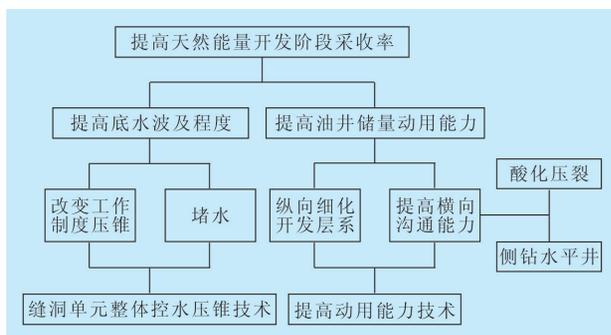


图1 天然能量开发阶段提高采收率技术思路

此外,结合地质与生产动态资料,研究现有井网条件下平面剩余油分布及油井纵向上储油层段的动用程度。在此基础上,探索提高酸压横向作用距离的新方法、优化侧钻与水平井技术,提高现有技术对天然能量开发阶段提高采收率的作用,扩大油井沟通能力,增加油藏平面的动用程度;同时探索纵向上细化开发层系、分层段开采、分层段实施堵水和增产措施的可行性,提高油井纵向原油的动用能力。

3.2 补充能量开发阶段

根据中外碳酸盐岩油藏的开发经验,依靠天然能量开采的油藏,采收率均很低,特别是对于基质渗透率低的缝洞型碳酸盐岩油藏,进行人工补充地层能量,是提高收率的必经之路。

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏埋深达5 500 m,原始地层压力为59 MPa,由于地面注入条件及流体自身性质的限制,注水是塔河油田的首选。由于缝洞型油藏非均质性极强,中外已开发的同类油藏水驱并未取得显著效果,其主要原因是对其储层认识不清,在选井、选层及注入方案确定上缺乏可靠的依

据。因此,深入研究缝洞型碳酸盐岩油藏储集体特征,针对不同储集空间类型制定不同注水开发与调整政策,是提高水驱采收率成功的根本保证。

油藏地层水矿化度高及油藏温度高,使得所有已成功用于砂岩油藏的聚合物驱、三元复合驱、微生物法、热力采油等提高采收率技术,均不能直接用于塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏。储集体裂缝发育,更增添了高成本化学法应用的风险性。此外,较高的地层压力与埋深提高了注气技术对地面设备的要求,因此,迫切需要在经济与技术2个方面深入研究注气技术在塔河油田这种埋藏较深的缝洞型油藏的可行性。

为此,在补充能量开发阶段,提高采收率的重点应放在扩大注入水波及体积上。研究思路应当是针对不同类型缝洞单元内部的不同类型剩余油,开展相应的技术措施研究(图2)。将优化注水开发技术的研究作为首要任务,同时探索改变液流方向、不稳定注水提高波及体积的可行性。其次,探索稠化水驱、活性剂或碱剂吞吐、注气技术的可行性作为后续的技术储备。

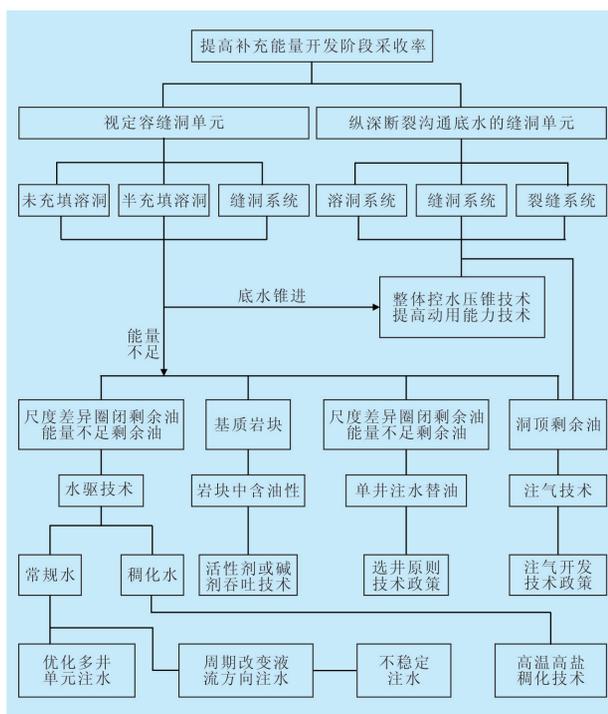


图2 补充能量开发阶段提高采收率技术思路

4 结束语

对于塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏,油井过早出水、储量动用能力低、天然能量不足、水驱效率低

(下转第86页)