

关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨

韩大匡

(中国石油勘探开发研究院)

摘要: 中国油田基本为陆相储集层,非均质性严重,原油黏度偏高,注水开发采收率较低,提高采收率有很大潜力。在高含水后期剩余油呈“总体高度分散,局部相对富集”的格局,因此老油田提高采收率应该通过深化油藏描述、准确量化剩余油分布来重构油藏地下认识体系,结合油藏井网系统的重组,对剩余油相对富集区和分散的剩余油采取不同的挖潜对策和方法。提出“3个结合”综合治理方法,即:不均匀井网(在剩余油富集区钻高效调整井)与均匀井网(指整装油田)或相对均匀(断块油田)井网相结合;均匀或相对均匀井网与可动凝胶深部调驱或其他高效的剩余油驱替方式相结合;直井与水平井相结合。为此需要综合运用和发展地质、地震、测井、精细数值模拟等学科的新技术确定剩余油相对富集部位和规模,对此提出了比较系统、可行的技术路线和具体要求。参 13

关键词: 高含水油田;水驱采收率;二次开发;油藏描述;剩余油分布

中图分类号: TE327

文献标识码: A

Discussions on concepts, countermeasures and technical routes for the redevelopment of high water-cut oilfields

Han Dakuang

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: Due to the strong reservoir heterogeneity and the comparatively high viscosity of crude oil, the oil recovery by waterflooding is low for China's continental reservoirs. There is still a great potential to enhance the recovery. The remaining oil in mature oilfields at the late high water-cut stage is highly scattered at large. But there do exist locations with relatively abundant remaining oil. Therefore, the sophisticated reservoir characterization and remaining oil distribution quantification will be necessary for the reconstruction of understanding system of underground reservoirs. On such basis, combined with well pattern rearrangement, different strategies and measures should be employed for locations with relatively abundant remaining oil and regions with scattered oil. This paper puts forward three measures to tapping the potential of mature oilfields by combining non-uniform well pattern with uniform well pattern or comparatively uniform well pattern; uniform or comparatively uniform well pattern with more effective oil displacing techniques such as flowing gel, etc.; and vertical wells with horizontal wells. Multiple disciplines and techniques including geology, seismology, well logging and detailed reservoir simulation should be integrated to determine the locations and scales of the abundant remaining oil. The relatively systematic and feasible routes and the related specific requirements are proposed.

Key words: high water-cut oilfield; water drive recovery; redevelopment; reservoir description; remaining oil distribution

0 引言

中国油田储集层中 92% 为陆相碎屑岩沉积^[1], 这类储集层无论是纵向还是横向非均质性都比国外以海相沉积为主的储集层要复杂得多, 大大增加了油田开发的难度。在这种复杂的地质条件下, 中国的油田开发业发展了一整套具有陆相油田特色、以注水技术为主体的技术系列, 走过了快速发展的光辉历程, 原油年

产量从 1949 年建国之初微不足道的 12×10^4 t, 到 2009 年已增加到 1.89×10^8 t, 特别是大庆油田的开发, 获得了年产量在 $5\,000 \times 10^4$ t 以上稳产 27 a 的高水平。

近年来, 中国油田开发业已面临十分严峻的挑战。从新投入开发的油田状况来看, 新探明储量品位降低, 低渗、特低渗油田储量所占比重约占 60% ~ 70%。从中国当前已开发油田的现状看, 总体上已进入了高含水、高采出程度阶段。经过几十年的

开采,主力老油田大多数已进入或是接近特高含水的开发后期。近几年的统计资料表明,全国油田还在进一步老化。例如,2007年底全国3大石油公司(中国石油天然气股份有限公司、中国石油化工股份有限公司、中国海洋石油总公司)所属全部新、老油田平均综合含水已达到86.0%,比2003年^[2]的84.1%增加了1.9%;其中含水超过80%、已进入高含水开发后期的老油田,所占有的可采储量在全国的比重达到73.1%,比2003年的68.7%增加了4.4%;2007年底全国新、老油田平均可采储量采出程度已达到73.2%,比2003年的72.8%增加了0.4%;其中可采储量采出程度大于60%的老油田储量占86.5%,比2003年的82.4%增加了4.1%。值得注意的是:3大石油公司老油田的含水和可采储量采出程度的增加值都在4%以上,而全部油田包括新油田在内,其含水和可采储量采出程度总值仍然有所增加,说明老油田开发状况的进一步老化超过了新投产油田减少含水和采出程度的幅度。但这些高含水老油田很多是主力油田,其产量占中国国内总产量的70%左右,仍居于举足轻重的地位。在这种情况下,这些产量仍占重要地位的高含水老油田稳产难度很大,产量发生递减的油田越来越多。因此,提高高含水老油田的原油采收率已成为当前老油田开发的中心任务。

1 高含水油田二次开发提高水驱采收率的潜力和难度

中国油田储集层中占92%的陆相碎屑沉积、纵向上和平面上严重的非均质性、偏高的原油黏度,使得油田水驱采收率较低。据2007年资料统计,全国已开发油田以现有技术标定的采收率为31.2%,比2003年的统计数据32.2%降低了1.0%,反映了新投入开发油田品位下降的现实。高含水油田还有很大的提高采收率空间。

概括地讲,提高采收率有2个主要途径,其一是三次采油,其二是继续提高水驱采收率。两者应该并重,互相补充,才能从整体上提高采收率。在三次采油方面,化学驱比较适应于中国陆相储集层的地质特点,聚合物驱已大规模推广,复合驱技术也已有重大突破。这类方法提高采收率的幅度大,但只有大庆等大型整装油田才能够有效推广,对地层温度高、地层水矿化度高的油藏则难以适用,其应用范围受到很大限制。另一方面,注水是中国油田开发的主体技术,在高含水后期、特高含水期再继续提高水驱采收率仍是提高采收

率的主攻方向之一,虽然难度很大,但却是适应性广泛的技术。凡是难以应用三次采油技术的油田或区块,都只能依靠继续扩大注水波及体积和增大冲洗强度^[2]来提高采收率;在主要依靠三次采油技术提高采收率的油田,也可应用这种理念和技术来进一步提高采收率。因此,积极有序地推动二次开发,较大幅度地提高注水采收率,已成为应该加以特别关注的当务之急^[3];应该指出的是,二次开发理论和实践的发展,具有十分重要且深远的历史意义,很有可能发展成为油田开发史上一项具有革命性的重大举措。

这里需要说明的是,二次开发的定位从开始提出时所指的“较大幅度提高水驱采收率”,随着油田“二次开发”的不断深入,已扩展至“水驱转热采等开发方式的转换”、“聚合物驱后继续提高采收率”等更多领域,但仍以提高水驱采收率为主。因此,为了集中探讨当前最主要的“二次开发”问题,本文所讨论的“二次开发”的内容仍限于“较大幅度提高水驱采收率”的范围。

在当前老油田含水普遍高达80%以上的情况下,困扰开发工作的问题主要表现为:由于含水大幅度增加,造成单井产量下降,近年来中国石油天然气股份有限公司的单井日产量已从1999年的4.1 t下降到2009年的2.25 t;措施和作业效果降低;常规加密调整井的含水越来越高,以致均匀加密调整效果越来越差;老井井况差,套损严重,造成开井率低,注采井网不完善,有的甚至已不能控制整个油藏。例如大港油田采油一厂历年的投产井累计1526口,但近期正常开井的油水井数仅587口,油水井利用率仅38%,以致注采系统很不完善,分注率下降,注水效果变差;地面管线和设施老化,设备的新度系数只有0.43等等。

以上各种问题,大体上可以归结为2个方面:其一是在含水达到80%~90%时,单纯依靠过去常用的层系细分和均匀加密调整措施,提高采收率和增加单井产量的效果大幅度降低,已经不完全适应甚至可能不适应含水如此高的老油田。其二是由于老井套损、井况变差、地面管线和设施老化所造成的困扰。如果单从技术层面来看,油井大修、钻更新井以及地面管线和设施的修理或更换,已没有太大的困难,主要的问题在于更新井网和地面设施的工作量太大,投入的资金太多,并且需要地下和地面相结合,从总体上进行优化,提高投入产出比,以取得好的技术经济效益;否则如果二次开发投入过大,经济上不可行,将使其难以可持续发展,特别在低油价的情况下,这个问题将尤为突出。

高含水油田的二次开发,就是要找出摆脱这些困

境、经济有效地以较大幅度继续提高水驱采收率的理念、对策和技术思路。

2 高含水油田二次开发的基本理念和对策

2.1 二次开发的出发点和基础

为了阐明高含水老油田二次开发的理念,首先要分析清楚在含水较低时(高含水前期,含水60%左右)行之有效的细分层系和均匀加密的开发调整措施在高含水后期以至特高含水期时难以适应的症结所在。20世纪80年代初到90年代是中国油田开发史上一个重要阶段,这一时期开展了全国规模的开发调整。20世纪80年代初全国油田平均含水接近60%,因基础井网层系划分较粗,开发层系内高渗透层已不仅是个别层见水而是普遍见水,油井含水上升,产量下降。但由于层间干扰,中低渗透层基本上吸水量很少,甚至没有吸水,所以大多数中低渗油层中剩余油仍处于连片分布状态,为层系细分和均匀加密提高采收率提供了丰富的物质基础。通过层系细分,使中低渗透层减少或避免了高渗透层的干扰,重新恢复了其应有的生产能力,油田的含水也随之大幅下降。因此当时各油田普遍适时采取了开发层系细分、均匀加密和下大泵提液等综合调整的做法,获得了很好的效果。从全国来看,这个阶段总共历时10年以上,大大延缓了含水率的上升,累计增加可采储量 7×10^8 t左右^[4],约相当于当时全国油田采收率总体上提高了8.9%。由此可见,层系细分、均匀加密的做法之所以取得了这样好的效果,其根源还在于当时中低渗透层的地下剩余油仍基本处于大面积连片分布的格局。但是,目前情况已大不相同,处于高含水后期特别是特高含水期的老油田,地下剩余油分布的格局已发生了重大变化,呈现出“总体上高度分散,局部还有相对富集部位”的格局^[2,4,5],即使是中低渗透层,其剩余油多数也不再呈大面积连片分布,而是程度不同地处于高度分散的状态,只是局部富集部位相对较多而已。在这种情况下,由于剩余油分布高度分散的普遍性,再采取均匀加密的做法,其效果必然会变差,打出的调整井多数含水很高,初含水就可以达到80%甚至90%以上。例如大庆油田近期新钻80口均匀加密井,在投产初期含水就已达91.1%~94.9%。

从以上分析可以得到一个重要的认识,即:油田注水开发过程中的重要调整举措能否获得成效,除了决定于油田的静态地质条件以外,关键还在于这些举措是否适应于地下剩余油分布的格局。

因此,当含水高达80%以上时,“总体上高度分散,局部还有相对富集部位”的剩余油分布格局是高含水油田二次开发工作中一切对策的基础和出发点,所编制的二次开发方案设计和实施措施是否符合油田地下剩余油分布的这种格局就成为二次开发能否取得良好技术经济效果的关键。

对高含水油田地下剩余油分布格局的这种认识在笔者的文章中已有比较详细的阐述^[2,4,5]。矿场试验表明即使在目前这样高的含水和采出程度条件下,仍然能够在剩余油富集区打出一批日产10~30 t的高产井^[6,7],有的还达到了50~100 t的数量级。例如,大庆油田位于断层附近的杏2-31-P43井及北2-350-P47井在2006年相继投产后,由于含水分别仅为24%和12%,初期日产油量分别为100 t及50 t。又如北2-350-检45井,由于受废弃河道的遮挡作用,在聚合物驱以后,还存在着厚达5 m的剩余油未动用。这些事实充分说明在高含水条件下,剩余油相对富集区仍然存在,特别在聚合物驱以后,也仍然存在着相对富集区。这大大扩展了油田开发工作者寻找剩余油富集区的范围,而且也为聚合物驱后进一步提高采收率提供了新的方向。

2.2 二次开发的基本理念和对策

基于上述对地下剩余油分布格局的认识,应该对局部剩余油相对富集区和广泛分布的分散剩余油采取不同的对策和方法,并且考虑到老油田套损严重、井况差所造成的开井率低、注采系统不完善的现状,确实还需要打一些调整井来重新组合成比较完善的井网系统,但是这种井网系统的重组,也必须和地下剩余油分布格局相适应。因此,高含水油田二次开发的基本理念可归结为:“在分散中找富集,结合井网系统的重组,对剩余油富集区和分散区分别治理”。

根据上述二次开发理念,可以对其基本做法设想如下:

对于剩余油富集区,通过深化油藏描述和量化剩余油分布,重新构建地下认识体系^[3],查明富集区的准确位置和相应剩余可采储量规模,据此可以考虑打不均匀高效加密井或采用其他调整措施来提高水驱采收率;对于分散的剩余油,可以使用可动凝胶进行油藏深部调驱来驱出这些分散的剩余油;对于井网不完善、水驱控制程度低的油藏,需要结合剩余油分布状况,以切实提高水驱采收率为目标,全面调整和优化注采关系,进行井网重组^[3]。在此基础上,针对老油田含水上升所造成的注水能力和产出液组成的变化,采取“优化”和“简化”的方式重新调整地面流程^[3],使之与新的井

网系统相适应。

2.2.1 剩余油富集区的挖潜对策

要根据剩余油富集区面积大小及剩余油可采储量规模,采取直井与水平井相结合的方式,进行不均匀井网加密。对断层附近及正韵律储集层上部面积较大的富集区,可以贴近断层或者找准夹层的上部打水平井,层数多时还可部署多分支井等复杂结构井,如此也解决了高含水老油田难以确定水平井井位的问题;对面积相对较小的富集区可打直井,若附近已有油井,可考虑打侧钻井;面积更小的富集区可考虑转注、补孔或其他措施,如调整注采关系等。

钻水平井是重要的挖潜措施,但在处于高含水后期或特高含水期的老油田中应用时,应考虑如下两方面的问题:一方面是水平井通过增加与油藏的接触面积,可以较大幅度地提高单井产量;另一方面应该充分考虑地下剩余油高度分散性的影响,加之水平井具有较长的水平段,比直井更容易钻遇高含水部位,导致大量出水,对此目前还缺乏有效的治理办法,势必将造成难以弥补的损失。

所以,在含水80%以上的高含水油田打水平井,其成败的衡量标准应该遵循这样3个原则:

- ①水平井的初含水必须明显低于周边的老井,并获得较高的单井产量;
- ②水平井含水的增长不能太快,特别要注意避免暴性水淹,确保水平井有较高的累计产量;
- ③水平井的经济效益要好于直井,要有较高的投入产出比。

为了满足这3个原则要求,在高含水油田打水平井,必须优化井位,力争把水平井打在剩余油富集区。此外,基于水平井的控制储量和所获得的单井产量成正比的规律,水平井还必须打在有足够剩余可采储量的较大富集区上。应该认真分析富集区的准确位置和规模,对水平井的井位、水平段的方向和长度进行个性化的优化设计,避免粗放地随意成批部署水平井。

为了保证水平井较长时期的高产稳产,还必须建立完善的注采系统,有效地补充能量。这方面目前还缺少成熟的做法,需要加强研究。

据目前已打出的高效调整井的资料推测,这些水平井一般日初产可达10~30 t甚至更高。与目前一般直井调整井约3 t的日产量相比,一口水平井产量相当于3~10口直井产量,可以大大减少井数,提高经济效益。而且这些富集区的剩余油是一般的常规井网所难以采出的,所以这些高效调整井所采出的原油,大部分可作为对提高采收率的贡献,并且常可形成相当可观

的规模。根据目前已有的实践数据,预计可提高采收率1.5%~3.0%。如文献[2]所提到的胜利油田2004—2006年在剩余油富集区打的高效调整井已提高采收率2.9%;又如大港油田港东一区一断块总面积仅4.3 km²,2001—2006年运用现有的油藏描述技术对富集区打各种不均匀调整井47口,已累计产油51.6×10⁴ t,相当于已获得采收率增幅3.3%,其中很多井还在以较高的产量生产。如果再采用更有效的新技术进一步深化油藏描述,量化剩余油分布,仍有可能发现更多的富集区,打出更多的高产井。

2.2.2 分散剩余油的挖潜对策

分散的剩余油富集区面积小而数量大,难以单个去寻找和开采。实践表明,可以使用可动凝胶进行油藏深部调驱,以尽可能多地驱出这些高度分散在油藏内的剩余油。

由于陆相储集层非均质性严重,注入水首先沿着储集层高渗透部位前进,常形成习惯性的水流通道,称为“水流优势通道”,以致其周围的原油难以驱出,限制了注入水的波及体积和冲洗强度,降低了采收率。可动凝胶意指在储集层多孔介质中可以移动的凝胶。使用可动凝胶提高剩余油水驱采收率的主要作用机理之一是“调”,也就是调整驱动方向,通过可动凝胶对高渗透水流通道的暂堵作用,使后续的注入流体转向原来水驱冲洗强度较低和水未驱到的部位,有效地扩大波及体积和提高冲洗强度;另一作用机理是“驱”,即在“调”的基础上依靠后续的注入流体有效地驱出所扩大波及范围内的那些分散的剩余油,从而提高水驱采收率。凝胶对原来的老通道形成暂堵以后,这些可动凝胶受到的压力梯度会有所增加,当其增高到一定程度后,就可以使具有柔性的可动凝胶突破原来暂堵住的部位并向前移动,直到在某个新的部位再次暂堵住新的高渗透水流优势通道……如此周而复始,可动凝胶就不断地“暂堵—突破—再暂堵—再突破”直到油藏的深部,从而不断地扩大注入液流的波及体积,不断地驱出更多的分散剩余油。

可动凝胶深部调驱化学剂的用量少。华北蒙古林油田(原油黏度约180 mPa·s)使用常规可动凝胶现场试验的结果表明,当注入段塞的体积达到0.1~0.2 PV左右时,就可以提高采收率约4%~5%,经济效益显著。新研制的预交联可动微凝胶体系SMG耐温抗盐性非常强,耐温可达120℃,耐盐量则达18×10⁴ mg/L以上,一般可用污水配置,而且能够抗剪切,注入性也好,注入工艺非常简单。只要水驱控制程度能够

达到70%~80%，注采系统相对完善，可动凝胶调驱可以适应250~300 m的较稀井距，不必打大量加密井，从而可以节约大量投资，所以可动凝胶具有更为广泛的适应性。

可动凝胶的应用在华北油田已经见到了实效，已成为其提高采收率主导技术。由于地质条件复杂，在该油田几乎难以找到适于注聚合物的区块，但有约50%~60%的储量适于可动凝胶深部调驱技术。据统计，仅2005—2007年3年间，在45个区块实施可动凝胶深部调驱，已累计增油 30.05×10^4 t，新增利润 5.95×10^8 元，投入产出比为1:4.49；新型的SMG可动凝胶体系，也已在大港、华北等油田进行了先导试验，虽然试验时间还很短，但已初步获得了较好效果，据设计可望提高采收率5%~7%，在近期还会有更多的油田、区块投入先导试验。这些都表明可动凝胶深部调驱技术具有很好的推广应用前景。

当油藏内存在较粗大的水流优势通道形成的所谓“大孔道”而使注入水发生严重的无效循环时，使用直径较大的颗粒凝胶封堵大孔道是一个有效的办法，目前又发展了柔性凝胶和缓膨颗粒等新工艺，进一步改进了封堵大孔道的效果。

2.2.3 注采系统不完善区的挖潜对策

老油田套损严重，井况差，开井率低，有的已不能有效控制油藏，也有的老油田井段太长、层系过粗，或者井网过稀，已不适应油田合理开发需要。因此，对于这些油藏，全面调整注采关系，进行井网重组是老油田进行二次开发、提高水驱采收率的重要举措。

井网系统重组的主要目标是切实地以较大幅度继续提高水驱采收率。虽然井网加密常带来提高采油速度的效果，但不能把提高采油速度作为井网重组的主要目的。如果大量的投入只能获得提高采油速度的效果，而不能最终提高采收率，实际上花了大量的投资只是提前采出了将来仍然可以采出的原油，显而易见经济上是不合算的。

提高最终采收率就是要确实采出原井网系统不能采出的石油。因此，在井网设计时，要认真分析重组后的井网系统是否能使注入水波及到原井网水驱所波及不到的部位，或者是否可以增加某些已波及到的部位的冲洗强度。为此，需要分析重组后新井网系统水驱控制程度增加的幅度、注采井数的合理比例、多向受效井数增加程度、老井的合理利用程度、层系细分时隔层的可靠性等必须考虑的问题。要特别强调的是，要重视新井网系统的经济合理性。当前，有些油田的二次开发方案中新的井网系统井数过多，以致投入过大，经

济效益差。应该认真进行新井网系统提高采收率效果的预测和优化，力求以较少的井数和较高的单井产量获得尽可能最佳的提高采收率效果。笔者提出一个新的设想，即通过深化油藏描述和量化剩余油分布（详见后文），在对油藏有了更为精细和准确认识的基础上，针对剩余油的分布状况，进行调整井井位的个性化设计，而不再按传统的均匀井网来布井，以达到新井井位在更高层次上的优化，这将是今后一个重要的发展方向。

要加强新井网系统实施后的跟踪监测，以判断新的井网系统是否确实达到了提高最终采收率的目标。其判别的主要指标为是否在较长时期内大幅度降低含水、增加产油量，从而在油田的生命周期内增加了累计产油量。

为了保证井网系统重组提高采收率效果和经济效益，无论是层系细分或是加密井网都必须有足够的储量保证。注意到二次开发的对象一般都是可采储量采出程度大于70%的高含水老油田，这个储量数值必须是剩余可采储量而不是其原始值。

特别值得注意的是，在高含水后期及特高含水期，由于剩余油分布的高度分散性，部署均匀加密调整井存在着打出大量高含水井的风险，因而提高采收率幅度也不会很大。例如：据最近研究成果，对于大庆喇嘛甸油田葡萄花油层，即使井网加密到150 m左右，如果没有后续的三次采油作技术支撑，一般提高采收率幅度仅约1%~2%。因此，井网系统重组应该在考虑剩余油分布的基础上，与可动凝胶深部调驱或其他高效驱替方式结合，这是有效弥补打出高含水井造成的损失、较大幅度提高水驱采收率的重要指导思想。

经过剩余油分布的量化分析，如果某个油藏或某个局部地区，由于含水和采出程度还比较低，或者其他地质条件和开发方式的原因，还存在着大面积连片的剩余油，那么在哪些油田或区块进行井网均匀加密也仍然可以获得较好的提高采收率效果，例如大庆的三次加密调整。

综上所述，高含水油田的二次开发是一项系统工程。其对象主要是含水率达到80%以上、可采储量采出程度达到70%以上的老油田；目标是以较大幅度继续提高水驱采收率；为了实现这个目标，要以对这个开发阶段地下剩余油分布格局的认识为基础，采取“三重”的措施，即重新构建地下认识体系、重新组合井网系统、重新调整地面系统；做到3个结合，即：

① 不均匀井网（高效调整井）与均匀井网（指整装

油田)或相对均匀井网(断块油田)相结合。进一步根据剩余油分布状况进行新井井位的个性化设计,将是今后重要的发展方向。

②均匀或相对均匀井网与更高效的驱替剩余油方式相结合。一般可以用可动凝胶进行深部调驱,也可以根据地质条件适应性的不同,选择其他能够经济有效地提高采收率的驱替方式。

③在井型上,采取直井与水平井相结合。

3 高含水油田二次开发重构地下认识体系的技术路线

3.1 综合多学科新技术,采取两步走的策略

由于过去对油藏的认识程度不能满足二次开发的需求,必须重新构建地下的认识体系,这是进一步提高油田采收率重要的基础工作。当油田进入高含水后期,由于地下水分布格局的重大变化,重新构建地下认识体系的主要内容就是在深化油藏描述的基础上量化地下剩余油的分布,特别是要准确地预测相对富集区的具体位置和规模。

要真正做到这一点,难度很大,需要做大量细致的研究工作。在当前用地震方法识别砂泥岩薄互层中油水分布的技术还没有成熟的情况下,比较可行的做法是采取两步走的策略:①综合地质、地震、测井等多学科新技术,深化油藏定量描述,从油藏构造分析和储集层预测2个方面进行精细研究,包括对油藏的基本单元——单砂体特别是主力砂体的展布进行精细刻画,准确识别和预测各种微构造、低级序小断层、夹层和岩性遮挡、水流优势通道及储集层的物性参数;②发展大型精细数值模拟技术,在深化油藏描述的基础上,准确地量化各主力砂体的剩余油分布,特别是其富集区的位置和范围。

3.2 明确深化油藏描述具体要求,发展相应的新技术

中国陆相储集层非均质性非常严重,降低了水驱采收率,同时,严重的非均质性使得注水不能彻底驱出原油而形成了形态各异的剩余油富集部位^[8,9]。文献[2]大体归纳了8类可能形成富集区的部位,这些部位是油田二次开发进一步提高采收率的物质基础。因此,深化油藏描述的任务就是综合地质、地震、测井等方面的各种新技术,寻找可能的剩余油富集部位并加以刻画,为下一步精细数值模拟提供精细的地质模型,进而在高度分散的剩余油中找出富集区,打出高效调整井。应基于对单砂体构型及其他微小地质体的新认识,进行针对剩余油分布状况的个性化井位设计。

针对可能形成剩余油富集区的各种微小地质体进行深入细致的描述,至少要进行以下10个方面的研究工作,其中多项研究涉及新方法和新技术。

3.2.1 进行等时地层对比,建立等时地层构架

对地质体进行正确分层是各项油藏描述研究工作的根本。只有建立正确的等时对比,才能在油田范围内统一层组及小层的划分,明确各级储集层的空间变化规律。利用正确的分层资料有助于实施各种挖潜措施,例如,采用高分辨率层序地层学方法对大港港东原划分为馆I1的厚砂体重新分层,依据新的划分结果,对厚油层顶部剩余油进行挖潜。据统计,2006年共实施挖潜措施23井次,有效19井次,累计增油13 979 t。

3.2.2 提高井间砂泥岩薄互层预测精度

砂泥岩薄互层储集层预测是油藏地球物理技术的“瓶颈”,提高砂泥岩薄互层条件下井间砂体展布的预测精度,至少要识别清楚其中较厚的主力油层及主力砂体,这是老油田二次开发亟待解决的问题。考虑到目前一般认为厚度在4 m以上的砂体是主力层中较厚的砂体,所以砂泥岩薄互层预测纵向上至少要达到识别厚度在4 m以上砂体的精度;而有些地区如大庆南部很多主力层厚度只有2~3 m,所以应该努力发展识别厚度在4 m以下单砂体的新方法。由于砂体形态复杂多变,即使注采井网规则,砂体注采关系也非常容易失衡。因此,需要进一步努力提高对平面上砂体边界的识别精度,尽可能确定各相邻砂体间的叠置或接触关系。另外,一般的地震反演方法通常只能判断砂体存在与否,对砂体厚度的预测误差比较大,所以也要采用新的反演方法,尽可能提高对砂体厚度的预测精度。

3.2.3 提高废弃河道等岩性隔挡准确位置的预测精度

在曲流河沉积中,废弃河道是复合曲流带划分点坝砂体边界、鉴别点坝几何形态和成因类型及深入研究点坝内部建筑结构、连通状况和平面非均质性特征的重要依据。在油田开发中,废弃河道沉积往往造成相邻砂体间某种程度的渗流遮挡,有利于剩余油富集。因此,识别废弃河道的准确位置和展布特征,对于挖潜剩余油具有重要意义。

3.2.4 有效识别各种泥质夹层

正韵律厚层上部是剩余油富集的部位,但是由于地质条件所限,其厚度一般只有几米,如果不能有效利用夹层的遮挡作用,这部分剩余油难以采出。因此正确识别夹层在储集层空间上的三维分布,是单砂体内部非均质性刻画的重要内容,是厚油层顶部剩余油挖潜的基础,对于老油田基于此而进行的水平井挖潜具

有尤为重要的意义。

3.2.5 水流优势通道位置和产状的预测

水流优势通道严重影响注水开发效果,导致注入水窜流,形成大量剩余油。水流优势通道一般可分为2类:一类是多孔介质中渗透率高低差异造成的优势通道,可采用可动凝胶治理,另一类是更粗大的“大孔道”,必须首先用各种堵剂加以堵塞,使后续的液体在油藏深部转向。综合利用老井和新井的各种资料识别和预测不同类型水流优势通道的空间分布及其产状,及时采取相应措施,将能有效地提高水驱采收率。

3.2.6 有效识别和组合断距3~5 m的低级序小断层

断层是影响注采关系和剩余油聚集的重要因素,对老油田有必要重建断层认识体系。中国陆上特别是渤海湾地区的老油田中断层极为发育,许多老油田在开发初期未开展三维地震工作,利用早期采集的二维地震资料和井数据解释和组合的断层,精度较低,不能满足剩余油挖潜的需要,且井间还可能存在一些层内小断层未被发现。断层对剩余油的富集起着重要的遮挡作用,紧贴断层打井通常能有效开采断层控制的剩余油。应发挥地震技术能提供井间信息的优势,在认识清楚油藏总体构造格局的基础上,有效识别和组合断距为3~5 m的低级序小断层。实践表明,对于薄层砂体,即使是断距只有3 m的断层,也常会对油流起到有效遮挡作用,因而,应尽可能准确识别断距为3 m的低级序小断层。

3.2.7 有效识别幅度为5 m左右的微幅度构造

微幅度构造是剩余油聚集的有利部位,微幅度构造识别是老区重建构造认识体系的重点之一。微幅度构造高部位剩余油饱和度通常相对较高,水淹级别低,井产能较高,特别是当下部发育夹层时,剩余油富集程度更是大为增加。所以研究微幅度构造,对于预测剩余油富集部位,打出高效井,具有重要意义。例如:近期在大港港东一区一断块一个微幅度构造上侧钻的G218井获得高产,在周边井含水率达90%以上的情况下,该井日产油量达50 t,半年后还能以日产30 t的水平持续生产。

3.2.8 提高储集层物性参数的预测精度

建立高精度确定性储集层物性参数模型是应用油藏数值模拟预测剩余油的基础。目前储集层物性参数主要依靠井点数据通过各种插值方法获得,具有很大的不确定性,特别是渗透率值误差很大。需要进一步研究各种提高井间物性参数特别是渗透率值预测精度的新技术。

3.2.9 准确预测裂缝性储集层的裂缝分布规律

中国低渗透储集层通常不同程度地发育各种裂缝,对油气生产影响很大。系统开展低渗储集层中裂缝特征和分布规律的预测研究,对低渗透储集层的油气勘探开发具有重要指导作用。国内外关于低渗透储集层中裂缝的预测已经形成了不少方法,但是由于裂缝类型及其成因的复杂性、发育的多阶段性以及天然裂缝与人工裂缝的多样性,对低渗储集层裂缝的预测研究还需要大力加强。

3.2.10 建立以地震资料为“硬约束”的确定性数字化三维地质模型

尽管在油藏高含水期井网已经很密,但井间储集层分布仍然有很大的不确定性;地震技术能够在空间进行高密度采样,是提供井间信息唯一的有效技术^[10,11]。为了充分发挥地震技术在储集层地质建模中的作用,应该打破以往仅把井数据作为“硬数据”,而把地震资料作为“软数据”的传统做法,建立新的理念,即实现地震资料对井间储集层预测的“硬约束”,其含义是要使所建立的储集层地质模型在井点上忠实于井数据,在井间忠实于地震数据,以避免地震信息的约束作用因为其“软”而被弱化甚至忽略。当然,其前提是地震资料必须要达到相当的精度和可靠程度。此外,在建模时,要同时构建包括精细构造形态和储集层内部构型两方面内容的地质模型,实现薄砂体、小断层、废弃河道、夹层等遮挡的有效表征,进一步提高储集层地质建模的精度。该措施虽然大大增加了建模的复杂程度,但可为下一步数值模拟提供精细量化剩余油分布所需的地质模型。

3.3 发展大型精细油藏数值模拟技术,量化剩余油分布

确定剩余油分布是制定老油田二次开发方案的基础。相对富集部位的准确预测、井网的合理重组、开发指标的预测和采收率指标的计算等,都需要量化剩余油的分布。为了在上述精细地质模型的基础上精确量化剩余油分布,要求数值模拟的网格数量明显增加、算法有所改进、计算速度和历史拟合精度明显提高,特别是需要把历史拟合技术精细到实现分层的历史拟合^[12]。数值模拟技术从常规的研究油田开发策略发展到精细地研究剩余油分布,进入了一个新的阶段,称之为“精细油藏数值模拟”^[13]。量化剩余油分布的技术要求主要体现在以下3个方面。

3.3.1 综合运用多尺度网格、窗口算法、并行计算、流线算法等技术改善油藏数值模拟效果

实现精细油藏数值模拟,需要大量增加网格节点,

网格粗化通常会忽略很多精细油藏描述的细节,所以理想的做法是尽量减少甚至不用网格粗化的方法来缩减网格数量。但是若直接应用精细油藏描述的网格系统,可能达到几千万个甚至上亿个节点,目前实现模拟的难度和代价都比较大。因此,要采用多种提高油藏数值模拟计算速度和效率的新技术:

①粗细网格相结合的多尺度网格技术。基于剩余油分布“整体高度分散,局部相对富集”的格局,对老油田进行精细数值模拟,重点是对剩余油富集部位进行计算。可先采用粗网格系统对全油藏区块进行计算,找出剩余油相对富集区,然后再逐级地采用细网格对剩余油相对富集区进行比较精确的计算,用这种新方法可以大大减少网格数量,加快计算速度。

②对剩余油富集区采用细网格计算时,运用窗口技术分离出该富集区进行计算,可以获得与上述方法同样的效果。

③当网格数非常多时,为了加快计算速度,应该用并行算法进行计算。

④在粗网格计算时,还可以应用计算速度很快的流线法计算。这种方法还可以直观地反映注采关系和剩余油分布的状况。

3.3.2 实现分层历史拟合以提高各单砂体特别是主力砂体内剩余油分布预测的精度

注水过程中,由于层间干扰,各小层产量(注水量)分配常不遵循数值模拟软件中按流动系数(Kh/μ ,其中, K 为渗透率, h 为油层厚度, μ 为黏度)分配的原则,有时甚至差别很大。如果油藏内有足够的分层测试资料,可以按这些资料进行分层注水量或产量的劈分。但实际上油田分层测试资料很少,即使有部分资料,也常不足以代表该井的完整生产过程。

在这种情况下,需要发展能从丰富的生产资料和测试资料中挖掘与提取准确反映各层油水产量数据的新方法。笔者和同事们曾综合运用多种数据,对各小层注水量进行准确劈分,实现了分层历史拟合,获得较好效果。

3.3.3 研究应用地理信息系统(GIS)或历史拟合辅助软件工具,提高历史拟合效率

现有引进的数值模拟软件不适应大规模精细数值模拟历史拟合的要求,存在很多不便,且耗时过多,需要应用地理信息系统(GIS)或研究辅助软件工具来提高历史拟合的效率。

3.3.4 研发新一代数值模拟软件系统,实现中国数值模拟技术的跨越式发展

中国目前所用的数值模拟软件主要依靠引进,数

值模拟技术总体上已大大落后于国际水平,十分不利于中国油田开发水平的提高。应根据中国油田特点和需求,自主研发新一代油藏数值模拟软件,打破国外垄断,实现跨越式发展,为油气田开发提供更有力的工具。

4 结论

对高含水油田进行二次开发,进一步提高水驱采收率是工作量大、涉及面宽、适应性广泛的提高采收率主要技术之一,很可能发展成为油田开发史上一项具有革命性的重大举措。

二次开发的对象为含水率达80%以上、可采储量采出程度达70%以上、已进入注水开发后期的老油田,要继续以较大幅度提高其采收率,难度和工作量都非常大,需要形成新的开发理念,系统地采取“三重”的对策,即“重新构建地下认识体系、重新组合井网系统、重新调整地面工程系统”。

基于含水达到80%以上时地下剩余油分布已形成“总体上高度分散,但局部还存在相对富集部位”新格局的认识,二次开发的基本理念是“在分散中找富集,结合井网系统的重组,对剩余油富集区和分散区分别治理”。

为实现二次开发的基本理念,要采取“不均匀井网(在剩余油富集区打高效调整井)与均匀或相对均匀井网相结合”,“均匀或相对均匀井网与更高效的驱替剩余油方式(如可动凝胶调驱)相结合”,“直井与水平井相结合”这种“三结合”的综合治理举措。进一步针对剩余油分布状况进行调整井井位的个性化设计,将是今后重要的发展方向。

可动凝胶深部调驱技术是二次开发的重要组成部分,特别是新的预交联可动微凝胶SMG体系,其耐温、耐盐、抗剪切性能都很强,适应性非常广泛,可以高效驱出分散的剩余油,弥补均匀井网或相对均匀井网打出高含水井造成的损失。使用这种技术可望提高采收率5%~7%。

重新组合井网系统的目标是通过进一步完善注采系统来较大幅度地切实提高水驱采收率,经济有效地采出原井网所采不出来的原油。同时,为了应对在高含水后期和特高含水期可能打出大量高含水井的风险,井网系统的重组应该和可动凝胶深部调驱技术或其他高效驱替方式相结合。

为实现“重新构建地下认识体系”,可以采取深化油藏描述和准确量化剩余油分布两步走的策略,为此需要研究和地质、地震和测井等多学科的新技术

来深化油藏描述, 研发精细数值模拟新技术以准确量化剩余油分布。

参考文献:

- [1] 徐安娜, 穆龙新, 裘怿楠. 我国不同沉积类型储集层中的储量和可动剩余油分布规律[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(5): 41-44.
Xu Anna, Mu Longxin, Qiu Yinan. Distribution pattern of OOIP and remaining mobile oil in different types of sedimentary reservoir of China [J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(5): 41-44.
- [2] 韩大匡. 准确预测剩余油相对富集区提高油田注水采收率研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 73-78.
Han Dakuang. Precisely predicting abundant remaining oil and improving the secondary recovery of mature oilfields [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 73-78.
- [3] 胡文瑞. 论老油田实施二次开发工程的必要性与可行性[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(1): 1-5.
Hu Wenrui. Necessity and feasibility of PetroChina mature field redevelopment [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 1-5.
- [4] 韩大匡. 加强科学实验 提高注水采收率, 有效地开发复杂油田[A]. 一九八七年石油工业部油田开发建设工作会议论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 1987. 178-209.
Han Dakuang. Improving secondary recovery for development of complicated oilfield by scientific research and pilot test [A]. Proceedings of the conference on development and construction of oilfields organized by Ministry of Petroleum Industry of China in 1987 [C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1987. 178-209.
- [5] 韩大匡. 深度开发高含水油田提高采收率问题的探讨[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(5): 47-55.
Han Dakuang. An approach to deep development of high water-cut oil fields to improve oil recovery [J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(5): 47-55.
- [6] 李阳, 王端平, 刘建民. 陆相水驱油藏剩余油富集区研究[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(3): 91-96.
Li Yang, Wang Duanping, Liu Jianmin. Remaining oil enrichment areas in continental waterflooding reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(3): 91-96.
- [7] 李阳, 陆相高含水油藏提高水驱采收率实践[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 396-399.
Li Yang. Study on enhancing oil recovery of continental reservoir by water drive technology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 396-399.
- [8] 刘建民, 徐守余. 河流相储层沉积模式及对剩余油分布的控制[J]. 石油学报, 2003, 24(1): 58-62.
Liu Jianmin, Xu Shouyu. Reservoir sedimentary model of fluvial facies and its control to remaining oil distribution [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(1): 58-62.
- [9] 石占中, 张一伟, 熊琦华, 等. 大港油田港东开发区剩余油形成与分布的控制因素[J]. 石油学报, 2005, 26(1): 79-86.
Shi Zhanzhong, Zhang Yiwei, Xiong Qihua et al. Control factors for formation and distribution of residual oil in Gangdong development area of Dagang Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 79-86.
- [10] 刘文岭, 韩大匡, 叶继根, 等. 高含水后期井震联合剩余油预测技术研究[A]. 井间剩余油饱和度监测技术文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 2005. 40-47.
Liu Wenling, Han Dakuang, Ye Jigen, et al. Techniques of predicting remaining oil at high water cut stage [A]. The proceedings of symposium on detection techniques of inter-well remaining oil saturation [C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005. 40-47.
- [11] 刘文岭, 韩大匡, 胡水清, 等. 高含水油田发展油藏地球物理技术的思考与实践[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 550-554, 559.
Liu Wenling, Han Dakuang, Hu Shuiqing, et al. Consideration and practice of reservoir geophysics techniques in development of mature oil fields with high water cut [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 550-554, 559.
- [12] Han Dakuang, Wang Jingrong, Ye Jigen. New demands for application of numerical simulation to improve reservoir studies in China [J]. International Journal of Numerical Analysis and Modeling, 2005, 2(Supp.): 148-152.
- [13] 朱焱, 谢进庄, 杨为华, 等. 提高油藏数值模拟历史拟合精度的方法[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(2): 225-229.
Zhu Yan, Xie Jinzhuang, Yang Weihua et al. Method for improving history matching precision of reservoir numerical simulation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(2): 225-229.

作者简介: 韩大匡(1932-), 男, 浙江杭州人, 中国工程院院士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事油气田开发、提高采收率及油藏数值模拟方面的研究。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院, 邮政编码: 100083。E-mail: handakuang@petrochina.com.cn

收稿日期: 2010-05-04 修回日期: 2010-06-30

(编辑 王大锐 唐金华)