

改善聚合物驱效果的过程控制技术

——以河南油区双河油田北块H₃IV1—3层系为例

苏建栋¹, 黄金山², 邱坤态¹, 孙宜丽¹, 李岩¹

(1.中国石化河南油田分公司第一采油厂,河南南阳 474780; 2.中国石化油田事业部,北京 100728)

摘要:“十一五”以来,河南油区投入开发的聚合物驱单元在注聚前均已进入特高含水期,在驱替过程中如何最大限度地提高对应油井的见效比例、见效厚度及增油倍数,是聚合物驱动态调整的难点。应用油藏工程、数值模拟、矿场试验等方法,研究了聚合物驱动态调整的政策界限,并针对聚合物驱的不同见效阶段、影响油井见效的因素等,探讨了改善聚合物驱效果的过程控制技术,包括合理配液配注、边水控制、注聚质量浓度差异调整、聚合物窜流控制、长期封堵高含水层评价动用以及聚合物驱适度提液技术。将这6项技术应用于双河油田北块H₃IV1—3层系,取得显著效果,实际增油降水效果好于数值模拟预测,在注入孔隙体积倍数为0.56时,采收率提高了2.83%。

关键词:特高含水期 聚合物驱 影响因素 改善效果 过程控制 双河油田

中图分类号:TE357.431

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2013)02-0091-04

河南油区三次采油以聚合物驱^[1-2]为主,由于I类优质储量已经全部动用,“十一五”以来开始了II类储量的规模化接替,这些油藏注聚前均已进入特高含水期,综合含水率均大于95%,采出程度均大于36%,在注聚过程中为最大限度地发挥聚合物驱效果^[3],选取双河油田北块(简称双北)H₃IV1—3层系为试验单元进行试验。双北H₃IV1—3层系是河南油区聚合物驱规模最大的单元,其储量占“十一五”期间河南油区正注聚单元三次采油储量的35.3%;聚合物驱前综合含水率为97%,采出程度为37.3%,其中有43.2%的油井在注聚前含水率大于98%,主体区油井因高含水大面积封堵主力层或关井。该层系于2008年1月结束注聚前的整体调剖,转为高温聚合物驱,注聚区控制储量为791.8×10⁴t;有49口注聚井,对应81口采油井;方案设计段塞质量浓度为1400 mg/L,注入孔隙体积倍数为0.59,注入速度为每年0.11倍孔隙体积。在油藏精细描述和剩余油潜力分布研究的基础上,针对聚合物驱不同的见效阶段及影响油井见效的因素^[4-5],研究了促进油井多层和多方向同步见效的过程控制技术。

1 合理配液配注技术

聚合物驱油藏注聚前为了改变液流方向,要进

行较大幅度的井网调整,须对油水井进行完善补孔、整体调剖等措施,之前水驱时地下定势的流体运移规律发生了较大改变,需要建立新的相对平衡的地层压力场,为此,在注聚初期,必须重新优化调整聚合物驱配液。应对合理的配液政策进行研究,指导聚合物注入初期配液的均衡调整^[6],奠定油井全面见效的基础;在注聚过程中则应建立见效指向模式,指导动态调配,促进油井多层和多方向见效。

1.1 注聚初期分层分区均衡配液

为研究聚合物驱合理配液政策,建立与双北H₃IV1—3层系相同地质条件的典型模型,分析不同采液强度对聚合物驱效果的影响。数值模拟均在不同采液强度(低渗弱采、高渗强采)的水驱基础上进行,由不同非均质模型的预测结果得出:在水驱不均衡开采的基础上,若聚合物驱采取相同的采液强度进行开发,可进一步提高采收率,采收率增幅为0.25%~0.50%;说明聚合物驱阶段可降低高渗透区采液强度、提高低渗透区采液强度,保持单元均衡开采,有利于改善单元整体聚合物驱效果。

根据不同采液强度对聚合物驱效果的影响,确定了聚合物驱合理配液政策:在注采比为1.05~1.1的条件下,结合油井所处沉积微相类型、水驱时井区流线分布等,减少主流线油井的配液量,增加分流线油井的配液量,实现均衡配液。油井在聚合物

收稿日期:2013-01-10。

作者简介:苏建栋,男,高级工程师,硕士,从事油田开发管理工作。联系电话:13838759185, E-mail:sujianong001@163.com。

基金项目:中国石化集团公司科技攻关项目“双河油田开发后期提高采收率技术综合应用研究”(P07067)。

驱不同阶段的合理配液措施为:①在注聚早期,主流线油井配液量降低幅度为水驱的20%~40%,分流线油井配液量增加幅度为水驱的20%~30%;②见效初期,主流线油井配液量降低幅度为水驱的20%~40%,分流线油井配液量增加幅度为水驱的10%~20%;③见效高峰期,主流线油井配液量降低幅度为水驱的20%~30%,分流线油井配液量增加幅度为水驱的10%~20%。

1.2 注聚过程中建立见效指向模式

在聚合物驱过程中应及时把握聚合物驱见效形势,预测未见效井下步见效趋势,进行针对性的调整,改善聚合物驱效果。见效模式划分方法是以层系储层物性差异、聚合物驱前水淹特征、剩余油丰度等资料为基础,以影响聚合物驱见效的主要因素为依据,对上述参数相近的油井进行聚类分析,建立注聚过程中的见效指向模式。针对双北H₃IV 1—3层系,共划分为4类见效指向模式:①边水影响强水淹区域见效指向模式;②中部长强注强采极限含水区域见效指向模式;③主体强水淹区域见效指向模式;④上倾尖灭区域见效指向模式。

建立注聚过程中的见效指向模式后,可以参照同一模式中已见效油井的见效特征、所采取的技术对策等,对未见效井组有预见性地进行动态调配,并对同一模式中油井见效后的增产倍数进行对比检验,不断修正和完善调整对策,持续提高油井增产倍数。双北H₃IV 1—3层系在注入过程中,运用见效指向模式指导动态调配30井次,促进33口油井见效,产油量由43.3 t/d上升至96 t/d。

2 边水控制技术

河南油区已实施聚合物驱的10个单元统计结果表明,油水边界附近聚合物驱对应的油井中,见效差或不见效的油井占总井数的64.8%,边水侵入是影响聚合物驱效果的关键因素之一^[7],要抑制边水侵入,应确定边水附近合理注采比:若注采比过低,难以平衡边水,影响聚合物驱效果;若注采比过高,则会造成聚合物外溢的损失。

2.1 数值模拟优化边水附近合理注采比

双北H₃IV 1—3层系西部边水活跃,为促使边水附近油井聚合物驱见效,选取边水附近H421井组作为典型井组,在注入井注聚质量浓度和采油井配液量不变的条件下,将注入井配注量分别调整为40, 60, 80, 100, 120和150 m³/d,运用数值模拟优化

的方法,研究在不同配注量下油井的增产效果,从而确定井组中注入井抑制边水的合理配注量。数值模拟结果(图1)表明,随着配注量的增加,油井增产油量逐渐增加;但当配注量达到120 m³/d(井组注采比为1.4)之后,随着配注量增加,油井增产油量基本不发生变化;对于H421井组,要取得最优的开发效果,注入井合理配注量应为120 m³/d,井组注采比应为1.4。深入分析其原因可知,对于边水活跃型井组,由于受到边水的影响,注入聚合物溶液的波及面积减小;通过提高注入井的配注量,扩大注入聚合物溶液的波及面积,可有效地抑制边水的推进;当注入井的配注量达到可以充分抑制边水影响的程度后,再提高注入井配注量对开发效果的改善程度不明显。

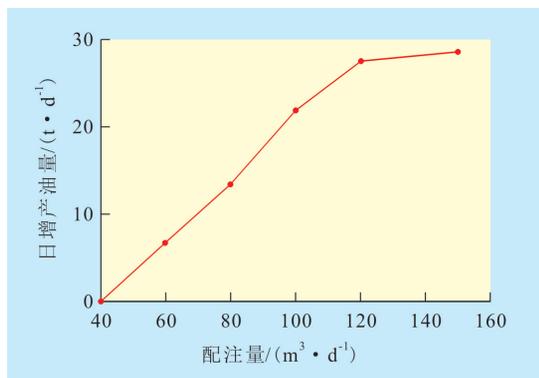


图1 H421井组配注量与日增产油量的关系

2.2 类比法确定边水附近合理注采比

统计河南油区开发过程中的所有注聚单元,边水附近见效好的分别是高温先导试验区双河油田V上层系和二次聚合物驱下二门油田H₂Ⅲ油组,这2个区块油水边界附近油井见效比例高、增油降水幅度大,可以这2个区块为参照,采用类比法来确定双北H₃IV 1—3层系油水边界附近合理的注采比。其中,高温先导试验区V上层系西部边水附近油井在注聚过程中见效迟缓,在注入孔隙体积倍数为0.2时,将边部6口注入井的注采比由1.15提高到1.3,调整6个月后,对应的8口油井相继见效。下二门油田H₂Ⅲ油组西部及南部边水活跃,边部油井注聚1 a仍不见效,为促使其尽快见效,于注聚后将边水附近8口注入井的注采比由1.1提高到1.32,调整后1 a内,H₂Ⅲ油组边部油井均见效。

根据边水附近典型井组数值模拟优化结果,类比上述2个区块油水边界附近的注采比,于注聚中期将双北H₃IV 1—3层系边水附近注聚井的注采比由1.2提高到1.4,调整后边水区域新增10口见效井,该区域见效率由63%升至82%。

3 注聚质量浓度差异调整技术

聚合物驱油藏由于注聚前长期注水开发,强注强采,造成储层非均质性加剧,平面上水淹状况差异较大。为确保聚合物在地下建立有效的渗流阻力,须研究注聚质量浓度界限,实施分区差异调整,使注聚质量浓度与储层物性、油层水淹状况相匹配。

根据聚合物粘浓关系曲线,计算得出双北H₃IV 1—3层系最低井口注入质量浓度为1 600 mg/L。另外,根据室内物理模拟实验结果,聚合物质量浓度越高,其阻力系数和残余阻力系数越高,调整注入剖面的能力也越强。为建立地下流动阻力,绘制了室内实验粘度、注入质量浓度与提高采收率的关系曲线,优化井口最大注入质量浓度为1 800 mg/L(注入粘度为91.1 mPa·s),由此确定了该层系注聚质量浓度界限。

从平面上看,双北H₃IV 1—3层系西部上倾尖灭区域为前缘席状砂沉积,储层物性差,平均渗透率为0.017 μm^2 ,为保证注入的连续性,注聚质量浓度应较低;层系中部区域为水下分流河道沉积,油层发育且厚度大,渗透率、含水率、采出程度均较高,需要较高的注聚质量浓度^[8-9],才能确保建立正常的渗流阻力。依据上述优化结果,结合不同注入井所处位置、储层物性、油层水淹状况等,对层系注聚井注入质量浓度进行了分区优化调整。

4 聚合物窜流控制技术

双河油田纵向上发育多个油层,加之平面上储层大孔道的存在,注聚后高渗透层极易形成聚窜通道。为减缓层间干扰,发挥中低渗透层的聚合物驱效果,同时确保注聚井组获得最佳增油效果,须对强水淹层和聚合物窜流层采取治理措施,为此,探索特高含水层合理堵水时机,研究控制聚合物窜流的配套技术措施。

4.1 合理堵水时机

利用实际油藏模型,研究了一注四采五点法井组中,特高含水井存在高渗透窜流层(渗透率级差为25)对聚合物驱效果的影响。注聚期间模拟了特高含水井的4种情况,分别为:始终关井、注聚6个月时开井、注聚结束时开井和注聚6个月时封堵高渗透窜流层后开井。结果表明:在不同生产情况

下,在注聚期间和含水率为98%时,特高含水井、相邻生产井及研究井组增产油量的差异较大,其中注聚6个月时特高含水井封堵高渗透窜流层后再开井,虽然相邻井增产油量略有下降,但无论是特高含水井还是研究井组,其增油效果都达到了最佳,产出液中聚合物质量浓度大幅下降,即在注入井调剖效果不理想的情况下,特高含水井封堵高渗透窜流层开采增产油量是全井合采的6.75倍,少产出聚合物约为34%。

4.2 技术措施

总结河南油区多年来治理聚合物窜流的矿场经验,目前采取的技术对策主要针对注入井,包括:油套分注或同井分层分质注聚,控制高渗透层注入量;注入过程中点状或面积型深度调剖^[10-11],调整平面压力场;注入参数优化调整,实现液流转向。针对油井采取的主要技术对策是:特高含水窜流层限液或封堵,扩大聚合物波及体积。运用这些技术对策,可有效治理油井不同程度的聚合物窜流。

双北H₃IV 1—3层系在注聚期间预见性地及时采取了以上聚合物窜流控制技术,注聚3 a以来主体区没有出现严重的聚合物窜流现象,在注入相同孔隙体积倍数的情况下,油井产出液中平均聚合物质量浓度低,仅为150 mg/L,远低于双河油田一类聚合物驱单元。

5 长期封堵高含水层评价动用技术

研究认为注聚6个月时特高含水井封堵高渗透窜流层后再开井,其井组增油效果最好;但特高含水层在注聚过程中一直封堵,会造成储量损失。同时在油田开发过程中,一些高含水层经过长期的封堵,再次动用后含水明显降低。针对这种开发现象,提出了“剩余油动态运聚再富集”的概念,并对其再富集规律、长期封堵高含水层动用时机等进行了研究。

5.1 剩余油动态运聚再富集规律

对于注聚(水)开发油藏,注水井区和采油井区分别成为高势区和低势区,从注水井点开始向四周形成逐步递减的等势面,这些等势面与静态遮挡形成的遮挡面结合可以成为闭合区^[12],同时等势面与等势面组合也可以形成闭合区,在高等势面之间则形成了低势闭合区。与成藏机理类似,剩余油动态运聚再富集的油气最终赋存于低势闭合区。

剩余油再富集的时间与早期油气成藏的运移

时间有本质的区别,早期油气成藏的运移时间跨度是以地质时代为尺度的,动态运聚形成再富集潜力区的时间跨度可以年甚至月为尺度。动态运聚形成再富集潜力区的时间长度决定于剩余油的运聚速率,而决定其运聚速率的主要因素包括水动力势的强弱、储层的渗透率、剩余油的连续程度和原油的粘度等。

注聚开发油藏剩余油动态运聚再富集机理与水驱油藏一致,由于聚合物起到改善流度比和扩大波及体积的作用,在井网和井距固定的情况下,即相同的驱替距离内,聚合物驱比水驱的驱油效率高,所以在相同的增油幅度下,聚合物驱比水驱的剩余油动态运聚再富集速率要快。

5.2 长期封堵高含水层动用时机

对于具备剩余油动态运聚再富集条件的长期封堵层,关键是确定合理的再次动用时机。为此,以双北H₃IV1—3层系401井为研究对象,利用数值模拟方法,对释封时机进行了优化研究。该井于2008年1月机械封堵H₃IV1层,开采H₃IV2和H₃IV3层,机械封堵前含水率为97.7%。数值模拟结果(图2)表明,401井在机械封堵1.5 a后释封,增产油量最高,释封时间太早或太晚,增产油量都会降低。为了验证该结果,同时开展矿场试验。在401井机械封堵7个月后,对该井释封合采,实施后含水率仍高达97.4%,继续封堵至2009年9月17日,对该井释封合采,IV1层见效,含水率降低至85.2%。矿场试验验证了聚合物驱油藏稳定注入1~1.5 a后,井间剩余油再次富集,长期封堵高含水层具备工业动用价值。

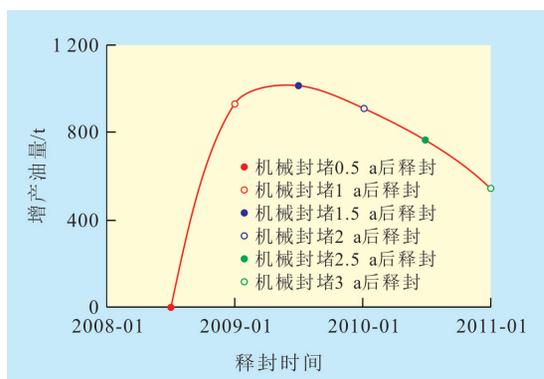


图2 401井不同释封时间增产油量对比

根据以上研究结果,对双北H₃IV1—3层系具备低势闭合区剩余油再富集条件的特高含水封堵层,在注入聚合物1~1.5 a后再次动用,实施后取得了明显的增油效果,实施前3口井产油量为13 t/d,平

均含水率为90%;实施后产油量为30.2 t/d,平均含水率为89.1%。

6 聚合物驱适度提液技术

在聚合物驱过程中,由于聚合物在地下建立了一定的渗流阻力,造成储层连通性相对变差,油井出液能力降低。应在注聚过程中,适时放大生产压差,提高油井产量,扩大聚合物驱效果。为此,对聚合物驱合理的提液时机和提液幅度进行了研究。

利用双北H₃IV1—3层系典型模型开展研究,首先对不同非均质模型分别水驱至含水率为80%,85%,90%和95%,进行水驱预测,再进行聚合物驱,研究聚合物驱不提液,以及注聚不同阶段(开始时、见效后、含水率最低点)提液对最终采收率的影响。结果表明:对于单层或多层非均质地层,聚合物驱提液的增油效果均好于聚合物驱不提液^[13]。不考虑渗透率级差时,在见效后提液增油效果最佳,提高采收率为7.25%~8.77%;另外,在相同的提液幅度下,注聚开始时、见效后提液增油效果差别较小,含水最低点(高峰期)提液的增油效果明显变差。提液幅度在20%时可取得最好的开发效果^[14]。

对双北H₃IV1—3层系16口油井见效后实施提液,提液前后对比,日增产油量为21 t/d,含水率下降0.5%,且大部分油井提液后含水率仍持续下降,取得了明显的效果。

7 结束语

针对不同注聚阶段、不同见效影响因素、不同见效规律,研究形成了改善聚合物驱效果的6项聚合物驱过程控制技术,即合理配液配注技术、边水控制技术、注聚质量浓度差异调整技术、聚合物窜流控制技术、长期封堵高含水层评价动用技术和聚合物驱适度提液技术。将6项技术运用到双北H₃IV1—3层系,单元见效高峰期增油倍数达2.2倍,含水率下降4%,其实际增油降水效果远好于数值模拟预测。截至2012年12月,该层系已注入段塞0.56倍孔隙体积,聚合物驱油井见效率达81%,累积增产油量为22.435 3×10⁴ t,吨聚合物换油量为17 t,采收率提高了2.83%。这6项技术是促进油井同时见效、多层见效的重要手段,适用于所有聚合物驱单元的动态调整。

(下转第98页)