

低渗透油藏注气提高采收率前景分析

曹学良^{1,2} 郭平³ 杨学峰³ 李士伦³

(1.中国地质大学·北京 2.中国石化中原油田勘探开发科学研究院
3.“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学)

曹学良等.低渗透油藏注气提高采收率前景分析.天然气工业,2006,26(3):100-102.

摘要 低渗透油藏的储量是难采储量的主要部分,如何提高低渗透油藏采收率已成为当务之急。文章分析了低渗透油藏的特点,介绍了国内外低渗透油藏注气提高采收率情况及实例,分析了低渗透油藏注气方式,认为先注气效果好于先注水,段塞的长度、注入体积、注入压力、注入速度等要根据具体情况来确实,文章还对我国低渗透油藏注气提出了若干建议,这为低渗透油藏注气项目的开展提供了参考依据。

关键词 注气 低渗透油气藏 开采 采收率 研究

国内低渗透油气田石油地质储量丰富,占陆地探明储量的26.9%。注气法作为一种提高采收率的常用方法,受到各大油田的普遍关注,尤其是对低渗透油田非常适用。

一、基本特点

低渗透油藏的基本特点为:①低渗、低孔、自然产能低,常规投产甚至不出油,必须经过油层改造才能达到商业产能;②原油粘度低,密度小、性质较好;③储层物性差,粒细、分选差、胶结物含量高,后生作用强;④油层砂泥岩交互,砂层厚度不稳定,层间非均质性强;⑤油层受岩性控制、水动力联系差,边底水不活跃;⑥流体的流动具有非达西流的特征。

二、注气提高采收率概况

统计资料表明,国外提高采收率应用技术中,注气是第二位的。目前全世界正在生产的注气采油项目共有130个,其中注二氧化碳采油项目75个,注天然气采油项目51个,注氮气采油项目4个。国外二十世纪50年代就开始注气提高采收率技术研究,80年代,注气混相和非混相驱油技术已得到广泛的应用,并获得较好经济效益,注气可使老油田的采收率在原来的基础上提高20%左右。

在俄罗斯,40%以上的难采储量集中在低渗透层中,低渗透油藏大部分原油储量属于低粘油。利用自动化系统对低渗透油藏的采油方法进行了评

估,2个区的910个油藏中355个层系被建议注CO₂,351个层系注气态烃,87个层系注循环气体,2个层系注热水。可见,注气法适用于80%的低渗透油藏。而在美国,注气采油法在提高采收率中排第二位,仅次于热力采油。从1988~1998年,利用注气法增产的产量占总增产量的比例由21.2%上升到40.8%,而设计数由24.6%增加到43.7%。

我国发展注气较慢,原因在于:①对于多数油田而言,气源紧张,不可能用来大量注气;②原油含蜡多,密度和粘度都比较高,绝大多数油藏原油粘度大于5 mPa·s,注气后由于不利的流度比、气窜和重力差异比较严重,波及系数不高,而且难于混相,需要研究的问题较多。因此注气混相驱和非混相驱一直未能很好地开展起来,但近十几年有所改变。

1998年,全国开展了三次采油潜力的二次评价工作,据初步统计,适合于注气(CO₂)混相驱的地质储量在10.57×10⁸ t以上,占参评石油地质储量的10.4%,与水驱相比,平均可提高采收率16.4%,增加可采储量1.73×10⁸ t。因此,要改变单一的注水开发模式,因地制宜、经济有效地发展多种提高采收率技术,这就迫切地要求我们对注气混相和非混相驱技术予以足够的重视和必要的关注。

三、注气提高采收率实例分析

为了对注水开发油田和注气开发油田进行比较,俄罗斯对多林油田的曼尼利特油藏和皮特柯夫

作者简介:曹学良,1965年生,博士研究生;现从事油气藏开发研究工作。地址:(457001)河南省濮阳市中原路157号。电话:(0393)4821581。E-mail:cx1651001@sohu.com

油田的曼尼利特油藏的注水与注气开发问题进行了比较,由于这两个油藏的地质特征、井网部署和开采速度等条件十分相似,因而此项研究工作很有意义。从生产状况和经济技术指标分析对比可以看出,注气开发方式比注水开发方式更为有效。主要表现:①注气开发方式比注水开发方式增产效果好;②多林油田曼尼利特油藏注水井吸水能力大幅度下降,皮特柯夫油田曼尼利特油藏注气井吸气能力大幅度上升;③多林油田注水井和油井损害严重,报废井大幅度增加,皮特柯夫油田注气井和油井损坏情况较轻;④从经济对比看,注气方式比注水方式优越。

多林油田曼尼利特油藏是“自流式”注气,即利用地下高压气层的天然气,直接“流入”油藏。这样省去了建设气体压缩站的费用,注气成本较低。为了使注气和注水对比条件保持对等,皮特柯夫油田曼尼利特油藏注气的经济指标人为地增加了建设气体高压压缩站的费用,注气成本比注水方式低50%~63%,注气方式增加1t采油量的费用比注水方式少52%~78%。

综上所述,皮特柯夫油田曼尼利特油藏注气开发效果和经济指标,明显优于多林油田曼尼利特油藏注水开发方式。多林油田注水所出现的问题和我国实际情况很类似。

对美国进行注气提高采收率情况作简要介绍。①Ekofisk油田位于Nowegian区块,于1969年发现,属于一典型挥发性、欠饱和油藏。它是高孔隙度、特低渗透率硅酸盐地层。孔隙度为25%~40%,渗透率为 $(0.1\sim 5)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,上层是低孔、低渗地层。于1975年开始注入烃类气体,从1975~2001年间,注气可提高2%~3%。②东Canton油田位于美国俄亥俄州,属于一低渗透、溶解气驱的砂岩油藏,初始采收率为7.2%,当注入天然气后,采收率达到14.4%。

随着低渗透油藏的比例和储量增大,国内已对一些油田进行可行性评价和现场试验。如我国吐哈葡北油田($K=30\times 10^{-3}\sim 100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)已开展注烃混相驱达3年多,运行效果良好;长庆靖安油田注天然气($K=2\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)已获得成功,并取得了一定经验;富民油田($K=7.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)已成功地开展了CO₂吞吐试验和注气驱现场试验,取得了明显经济效益;辽河油田注CO₂吞吐试验、大庆外围油田($K<2\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)注CO₂驱现场试验正在进行中;中原文留油田($K=10\times 10^{-3}\sim 20\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)低渗透注气项目已通过评审,进入实施阶段;克拉玛依

低渗透油田($K=50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)正处于论证中;川中大安寨低渗透裂缝灰岩油藏注气进行室内评价论证认为有经济效益;青海南翼山带裂缝油藏(基质 $K=0.8\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)注天然气可行性也在论证之中。

近几年来,我国已有许多低渗透油田对注气开发低渗透油藏潜力进行了初步研究。

(1)冀东油区

适合注CO₂的为高30区块,含水95%时,CO₂驱采收率32.1%,比水驱高13.8%。动用含油面积2.8km²,地质储量 $448\times 10^4\text{t}$,增加可采储量 $28.6\times 10^4\text{t}$ 。预测高30区块群含4个注水区块,覆盖储量 $662\times 10^4\text{t}$,可增加可采储量 $81.4\times 10^4\text{t}$ 。

(2)华北油区

该区的潜山注N₂非混相驱提高采收率已经过多年研究和探索。由于其埋藏深(2500m以下)、温度高(100℃左右)、活跃底水和裂缝系统发育,主要靠重力、原油降粘及膨胀和改善流动条件来提高采收率。该区的雁翎油田已开展了大量注气前期室内研究和现场试验工作,计算提高采收率2.93%,剩余油储量 $582.2\times 10^4\text{t}$,增加可动油量 $62\times 10^4\text{t}$ 。

(3)安塞油区

安塞油田是一典型特低渗透油田,其储层为三叠系延安组致密砂岩,地质储量 $5000\times 10^4\text{t}$,该区渗透率较低,平均孔隙度11.7%,平均渗透率 $0.97\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。原油密度 $0.84\sim 0.85\text{g/cm}^3$,地面粘度 $4.8\sim 7\text{mPa}\cdot\text{s}$,地下粘度 $2\sim 3\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。油层压力8.31MPa,饱和压力 $4.65\sim 6.79\text{MPa}$,油层温度45℃,原始含水饱和度为0.46,原始含油饱和度为0.54,油藏无气顶。注入天然气,当注入80% C₂H₆时,可实现混相驱替。计算水驱采收率是20.6%,而天然气驱采收率是26.3%,采收率增长大于5%。

(4)富民油区

江苏富民油田是一复杂小断块低渗透砂岩油藏,地质条件差,含油面积小。地质储量为 $55\times 10^4\text{t}$,渗透率为 $7.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度为11.8%,地下原油密度为 0.8324g/cm^3 ,地下原油粘度为 $1.6\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。原始含油饱和度为70%,目前剩余油饱和度为40%,地层压力为19.49MPa,地层温度为102.5℃。现在注入CO₂进行吞吐,结果表明产液量、产油量明显增加,含水下降。吞吐后,可提高水驱残余油采收率10%以上,注入量越高,采收率增加幅度越大。投入产出比为1:5.82,内部收益率为89%。

综上所述,结合我国实际情况,与传统的注水开发方式相比,注气开发方式的有利因素可以归纳如

下:①吸气能力强,并且能够保持稳定,易于实现注采平衡;②注气流压低于注水流压,有利于避免裂缝张开,防止产生窜进现象;③无水质问题,可避免一整套比较复杂的处理水质的工艺流程设备;④因水质腐蚀和泥岩膨胀而造成的套管损坏问题较轻,报废井较少;⑤油井见注入气的情况比见注入水的情况简单,比较容易管理。

目前,我国低渗透油气田注水开发现状很不理想,因而在天然气储量比较充足的地区,应该积极开展注气保持压力的开发方式试验,改变单一的注水开发模式,因地制宜、不失时机、经济有效地发展注气提高采收率。

四、注气方式的选择

提高采油速度和采收率是低渗透油田开发所面临的难题。低渗透油田一般天然能量小,渗透阻力大,能量消耗快,压力下降快,产量递减大。一旦压力、产量下降,恢复起来十分困难,因此对天然能量小的低渗油田,应该采用早期注入保持地层压力。

低渗透油藏注水的缺点是:①注水困难甚至是注不进去,常造成水井或油井的损坏;②油井见水后产液指数大幅度下降、油井含水率上升,产油量急剧递减。

根据低渗透油田的特点和气水转注能显著提高采收率的实验结果,表明早期注气、后期注水的开发方案对低渗透油气田是有效的和可行的。早期注气时注入井吸气能力强,易于实现注采平衡、保持地层压力;后期注水能提高波及效率,防止气窜,使油井在较长的时间内稳定在较高的产量上。在注气工艺上,由于只有一次转注,注气工艺相对简单,注气设备可以车载移动服务多井。

实验表明,转注可以提高采收率,其机理明确。早期注气、后期注水的开发方案能提高采收率和采油速度,是笔者推荐的低渗透油藏的注入方式。具有可用的CO₂气源的地区,CO₂驱转水驱应列为优先考虑的方案,因该方案能显著提高采收率,且CO₂的利用率高,用量小。注气开发具有注入阻力小、对地层污染小的优点,适合于难以注水的低渗油藏。

五、认识及建议

(1)低渗透油田由于其自身的特点和渗透率低、水敏等因素,以往的开发方式难以解决问题、困难。

(2)注气提高采收率具有很多优越性,尤其是对于低渗储层、正韵律储层采用注气的方法可以大大

提高采收率,目前大部分油田注气均属低渗透。

(3)注气提高采收率技术在全世界的范围内得到了广泛的应用,增产油量和在三采中的比重逐年提高,这为我国采用注气提高采收率积累了丰富的经验,可以更好地指导实践。

(4)不同的注入方式,其采收率会截然不同。总之,先注气效果好于先注水。段塞的长度、注入体积、注入压力、注入速度等要根据具体情况具体分析。

(5)注气提高采收率方法使用的气源种类很多且数量很大,现有的制氮、分离、注入技术和设备能够完全满足需要,采用注气提高采收率方法有坚实的物质基础。

(6)天然气中CO₂含量高的气源是注气非常好的气源,因为分离会使成本上升,但由于CO₂的存在可能会大大提高油藏采收率,而且可以保护环境,具有广阔的应用前景。

(7)低渗透油田注气提高采收率是一个系统工程,投资大,在工程项目开展前应当进行充分的论证和评价,特别是注气提高采收率的经济效益问题。

参 考 文 献

- [1] 罗平亚,孟英峰,舒适洪,等.我国低渗透油气资源勘探和开发中的若干问题[J].世界石油工业,1998.
- [2] 李留仁,赵艳艳.低渗透油田注水与注气开发数值模拟比较[J].西安石油学院学报,1999.
- [3] 刘炳官,等.低渗透复杂小断块轻油油藏CO₂吞吐研究[J].油气采收率技术,1997(4).
- [4] 张威,王晶.注气法在开采难采储量中的作用[J].国外油田工程,2000(8).
- [5] 李士伦,郭平,戴磊,等.发展注气提高采收率技术[J].西南石油学院学报,2000(3).
- [6] 郭平,李士伦,杜志敏,等.低渗透油藏注气提高采收率评价[J].西南石油学院学报,2002(5).
- [7] 杨学峰,郭平,杜志敏.应用系线解析法计算最小混相压力[J].天然气工业,2004,24(6).
- [8] 郭平,孙良田,李士伦,等.CO₂注入对原油高压物性影响的理论模拟和实验研究[J].天然气工业,2000,20(2).
- [9] 梅海燕,张茂林,李士伦,等.石蜡沉积预测方法[J].天然气工业,2003,23(3).
- [10] 马翠.注气法开采难采储量[J].大庆石油地质与开发,2000(6).
- [11] 王雅茹,高树生,赵玉昆.CO₂驱油技术在大庆油田的应用[J].WTPT,1996(1).
- [12] 贾忠盛,潘严富.大庆油田烃气非混相驱矿场试验[J].石油勘探与开发,1997(2).

(收稿日期 2005-12-08 编辑 韩晓渝)