

文章编号:1673-8217(2013)04-0070-03

# 井楼油田浅薄层稠油储层 非均质性对蒸汽驱效果的影响

石晓渠<sup>1</sup>,崔连训<sup>1</sup>,易晓辉<sup>1</sup>,马道祥<sup>1</sup>,蔡汉文<sup>1</sup>,石璐<sup>2</sup>

(1. 中国石化河南油田分公司第二采油厂,河南唐河 473400;2. 中国石化河南油田分公司石油勘探开发研究院)

**摘要:**为了解储层非均质性对蒸汽驱效果的影响,开展了河南油田楼资27井区浅薄层特稠油蒸汽驱储层非均质性的变化规律及对蒸汽驱效果影响因素研究,提出了减少非均质差异、扩大蒸汽驱波及体积技术对策,包括采用过饱和蒸汽、注蒸汽前进行大剂量平面调剖、及时调整注汽参数、适时进行产液结构调整等。

**关键词:**井楼油田;浅薄层储层;蒸汽驱

**中图分类号:**TE345

**文献标识码:**A

楼资27井区位于河南井楼油田三区南部,油层埋深258.0 m,有效厚度4.2 m,纯总厚度比0.68,油层温度下脱气原油粘度18749.0 mPa·s,属浅薄层特稠油油藏。该区于2009年9月1日开始蒸汽驱先导试验(4个井组,21口采油井),通过采取减少非均质差异的一系列技术措施,截至到2011年12月,转驱后日产油水平增加了1倍,采油速度提高2.6个百分点,油气比达到0.15,取得较好效果。

## 1 储层物性特征

据毛管压力曲线及储层孔隙分布资料,其标准差平均为2.15,说明其离散程度大,孔隙大小不均匀,分选性差,孔隙均值为5.2 $\phi$ ,歪度平均1.94。渗透率贡献主要由大中孔喉提供。退汞效率低,最大12.7%,最小5.3%,说明孔喉比较大,喉道小。孔隙结构系数平均4.6,说明储层的孔隙结构差,油气在其中的流动性差。

储层平均孔隙度为32%,渗透率2.867  $\mu\text{m}^2$ ,原始含油饱和度65%,储层物性较好。

应用洛伦兹系数直观描述油藏非均质程度。据计算,楼31917井组、楼31513井组比其它井组洛伦兹系数相对较高,说明在平面上油层非均质性相对较强。

## 2 蒸汽驱前后储层非均质性变化情况

### 2.1 孔隙度变化情况

井楼一区Ⅲ9层蒸汽驱前最大孔隙度39%,最小28%,有两个高孔隙度分布区,一个在L1619井

周围,另一个在L127井、L1013井所控制的范围内,其余部位基本都在30%~34%之间作均匀连续分布。汽驱后最大孔隙度40%,最小29%,比汽驱前有所增加,在L1002-LG101-L1519-LG103井连线所控制的中央部位,汽驱后孔隙度由30%上升到34%,提高了4个百分点。

### 2.2 渗透率变化情况

井楼一区Ⅲ9层汽驱前渗透率一般在1.5~5.0  $\mu\text{m}^2$ 之间变化,其分布特征与孔隙度变化基本相同。高渗透率主要在L1619井和L127井所控制的范围内,中央地带为较低渗透率分布区,渗透率在区内也作连片均匀分布。汽驱后渗透率在2.5~7.5  $\mu\text{m}^2$ 范围变化,提高了1.0~2.5  $\mu\text{m}^2$ 。在L1002-L1519-LG103井连线所控制的中央地带,汽驱后由1.5  $\mu\text{m}^2$ 上升到3.0~5.5  $\mu\text{m}^2$ ,提高了1.5~4.0  $\mu\text{m}^2$ 。此外,在分布特征上,汽驱后渗透率的变化呈现出较为分散的片状分布。

### 2.3 物性变化趋势分析

为了解汽驱前后储层物性的变化情况,对楼检1井邻井相同层位注汽水淹前后的岩心孔、渗资料进行了变化趋势分析,认为汽驱前后储层物性普遍增加的趋势与水淹层粒度变粗及孔隙结构变化等因素密切相关。

从孔隙度变化趋势对比看出,注汽前孔隙度分布的主峰在36%~38%之间,注汽后的峰域在40%

收稿日期:2012-11-13

作者简介:石晓渠,高级工程师,1963年出生,2006年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,现从事油田开发研究工作。

~42%之间,较汽驱前的主峰位置向右(增大方向)明显偏移了4%,这种变化趋势表明注汽储层孔隙度是增加的,随着蒸汽驱的进行孔隙度还将增大。

汽驱前渗透率分布特征呈双峰型,主峰分布在低渗透率区,峰域 $0.4\sim 0.8\ \mu\text{m}^2$ ,次峰位于高渗透率区,峰域 $1.6\sim 2.0\ \mu\text{m}^2$ 。汽驱水淹后渗透率变化趋势特征呈多峰型。第一主峰的位置基本未变,但频率幅度明显降低,由注汽前的51%降到22%,说明低渗透率数值减少了29%。第二主峰位置明显向右偏移,由汽驱前的峰域 $1.6\sim 2.0\ \mu\text{m}^2$ 移至 $2.8\sim 3.0\ \mu\text{m}^2$ 之间。其它许多次峰也都明显呈现在渗透率大于 $2.0\ \mu\text{m}^2$ 的高渗透率分布区。表明储层水淹后渗透率是普遍增大的。

此外通过测井资料处理与建模研究也证实,蒸汽驱后储层物性普遍提高,孔隙度提高了2~4个百分点,渗透率提高了 $1\sim 2.5\ \mu\text{m}^2$ 。

### 3 储层非均质性对蒸汽驱效果的影响

河南井楼油田储层非均质性具有以下特征:储层骨架颗粒主要由石英、长石及少量岩屑组成;粘土矿物类型主要为高岭石、蒙脱层、伊利石和少量的绿泥石;储层中主要存在粒间孔、溶蚀孔、微裂隙和微孔等四种孔隙类型;储层基本上属于中孔-中喉/细喉类型;岩石颗粒表面是强亲水的。这些储层通过蒸汽吞吐和蒸汽驱开采会发生许多变化,并对储层造成一定的伤害,主要表现在以下几个方面。

#### 3.1 骨架颗粒的溶解对储层物性及孔隙结构的影响<sup>[1]</sup>

主要表现在两个方面:一是溶解主要发生在注汽井筒附近,在近井地带因高温、高pH值的溶解作用使储层岩石更加松散,导致油井大量出砂或地层坍塌;二是被溶质带走的化学物质,在远离井筒地带因温度降低过饱和析出晶体,或与其它矿物化合产生新生矿物从而堵塞孔隙。

#### 3.2 沥青沉积的影响<sup>[2]</sup>

采用色质分析和三维荧光分析技术研究了原油组分的变化:水淹层与未水淹层相比,原油组份中轻烃明显减少,重烃类和沥青质含量大量增加;原油样品中的芳烃组份以较重的三环以上的重组份为主,水淹层出现的重环烃类远高于未水淹层。这种沥青沉积的危害主要是:①附着在岩石表面使润湿性发生反转,导致地层由亲水变为亲油;②形成油包水乳状液(絮状沥青),增大烃类粘度降低其流动性;③堆积孔隙或在窄狭喉道处形成桥堵,特别是井筒附近因沥青堵塞造成油井生产大幅度衰减或停产。

#### 3.3 汽驱后储层孔隙类型变化的影响<sup>[2]</sup>

利用楼检1及其它加密井的岩心样品,采用压汞、铸体、电镜、X衍射、粒度分析等方法,研究了稠油油藏汽驱前、后的物性参数及孔隙结构变化特征,结果表明汽驱后岩石粒度变粗,孔隙度、渗透率增大,孔隙结构变好,并形成了一种新的孔隙类型“热蚯蚓”。井间这类孔隙一旦连通,便导致汽窜频繁发生。

#### 3.4 汽驱后蒸汽前缘“冷凝带”对储层物性的影响

通过对储层中的石英、长石、粘土矿物及实际岩心热模拟等实验的变化特点分析,结合蒸汽注入油层后由注汽井筒至冷凝前缘的温度和pH值逐渐降低到接近地层条件的变化规律,建立了注蒸汽开采后稠油储层的变化模式:即蒸汽带、蒸汽-热水混相带、热水带、冷凝带。注汽前缘“冷凝带”因粘土水化膨胀及结垢沉淀会对储层物性产生伤害。

#### 3.5 开发过程中动态变化对蒸汽驱效果的影响

一是在平面上罗伦兹系数较高的强非均质区域汽窜程度较强,罗伦兹系数较低的弱非均质区域汽窜程度较弱;二是随着汽驱不断进行,注汽井与采油井之间的注采压差逐渐增大,原有的动态平衡被打破,受效井出现明显的差异性,进一步加剧了储层的非均质性。主要原因:①非均质性严重,高渗层突进快;②各单井采出状况不同,压力分布不均;③油水分布关系复杂;④经过吞吐和汽驱后,油层非均质性再次改变,导致部分原本非均质性强的区域效果变好,弱的区域效果变差。

## 4 提高蒸汽波及体积技术对策

#### 4.1 采用过饱和蒸汽注汽

湿饱和蒸汽pH值较高(11~12),会对储层骨架颗粒产生溶蚀作用,使岩石松散,地层出砂甚至坍塌,导致储层非均质性发生变化;而过饱和蒸汽为中性(pH=7),不会对储层骨架产生破坏作用。因此选择安装了75 t/h过饱和燃煤注汽锅炉,在一定程度上保护了储层结构,减少了非均质性的进一步扩大。

#### 4.2 转驱前对注汽井进行大剂量的平面调剖

为了扩大蒸汽波及体积,使蒸汽相对均匀推进,转驱前进行了平面深度调剖(半径30~35 m),缩小了油层非均质差异,汽驱后70%的油井见到较好的汽驱效果。

#### 4.3 及时调整注汽参数,保持井组均匀受效,避免蒸汽过早突破

(1)对注汽压力较高的井组及时调整注汽压力,

避免蒸汽过早窜流。汽驱初期,由于楼 31917 井注汽压力较高,达到 7.6 MPa,使蒸汽向楼 32017 和楼 32117 方向突破,25 天后楼 31917 井压力降到 5.7 MPa。为保持井组均匀受效,将楼 31917 井注汽压力调低到 4.5 MPa,同时加大了未受效井的排液能力,降低注采压差。调整后,井组产油量由 2.1 t/d 上升到 10.5 t/d,含水由 96.8% 下降到 85.0%,温度由 45 ℃ 上升到 52 ℃。

(2)对受效差的井组及时提高注汽速度,扩大油井受效程度。汽驱过程中根据油井受效状况,及时提高注汽速度,由汽驱初期的 50 t/d 提高到 60 t/d,注汽强度由 8.1 t/(d·m) 提高到 9.7 t/(d·m),油井受效井数增加 5 口,产量上升 15 t/d。

#### 4.4 适时进行产液结构调整,提高蒸汽驱替效率和热利用率

在蒸汽驱过程中,不同方向上非均质性差异较大,再加上吞吐阶段注采不均衡性以及油井热连通程度不同,造成平面上动用程度差异大,易发生蒸汽窜流。因此在受效差的井上,采取吞吐引效、提液引效,同时在蒸汽窜流井上采取降低排液量、注汽井调

低注汽速度等技术,抑制蒸汽过快推进,最大限度地提高蒸汽驱替效率和热利用率。

#### 4.5 调整平面矛盾,缩小非均质差异

楼资 27 井区在汽驱过程中整体汽窜情况比预计的要好,这与汽驱前后采取的技术有很大的关系。为了减少平面非均质性的进一步扩大,在汽驱过程中及时跟踪调整,采取了 8 井次的平面调驱措施(氮气泡沫调驱、氮气泡沫混注调驱、颗粒 + 泡沫复合调驱)。调后日产油水平由初期的 20 t 上升到 33 t,最高峰值达到 47 t,油气比在 0.17 以上,取得较好效果。

#### 参考文献

[1] 喻高明,胡望水. 复杂断块油田非均质油藏精细描述[M]. 北京:石油工业出版社,2001:170-188.  
 [2] 王志刚. 稠油热采技术新进展[M]. 北京:石油工业出版社,1997:51-56.

编辑:李金华

(上接第 69 页)

(1)从岩心物性分析数据来看,D 油田 Carbonera 组储层孔隙度分布 9.9%~36%,渗透率分布  $(0.3\sim 3\ 900)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ;从测井解释物性分析数据来看,储层孔隙度分布 10%~34%,渗透率分布  $(10\sim 3\ 500)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,总体上属于高孔高渗储层。

(2)D 油田 C5B 和 C5C 小层砂体比较发育,砂体展布呈指状,以北东-南西向为主,尤以工区的中北部及北部最为发育,北部砂体呈近南北向展布,中南部砂体呈近东西向展布。C5A 小层砂体发育较差,仅在油田中部近东西向呈条带状展布特征,表明其物源方向主要自东向西,主渗透(河道)方向为近东西向,其他区域砂体不发育。

#### 参考文献

[1] 肖朝晖,王招明,姜仁旗,等. 塔里木盆地寒武系碳酸盐岩层序地层特征[J]. 石油与天然气地质,2011,32(1):1-10.  
 [2] 刘忠宝,杨圣彬,焦存礼,等. 塔里木盆地巴楚隆起中、下寒武统高精度层序地层与沉积特征[J]. 石油与天然气地质,2012,33(1):70-76.

[3] 据惠姣,孙卫,杨希濮,等. 鄂尔多斯盆地延安地区山 2 段储层特征及其主控因素[J]. 断块油气田,2011,18(2):142-145,157.  
 [4] 李新虎,刘东,郭媛. HSS 油田 H1 油层组储层特征研究[J]. 断块油气田,2011,18(2):150-153.  
 [5] 王正和,郭彤楼,谭钦银,等. 四川盆地东北部长兴组-飞仙关组各沉积相带储层特征[J]. 石油与天然气地质,2011,32(1):56-63.  
 [6] 肖晖,吴小斌,何丹,等. 鄂尔多斯盆地镇川地区长 3 低渗储层特征及其控制因素[J]. 断块油气田,2011,18(6):701-704.  
 [7] 叶成林,王国勇,何凯,等. 苏里格气田储层宏观非均质性—以苏 53 区块石盒子组 8 段和山西组 1 段为例[J]. 石油与天然气地质,2011,32(2):236-244.  
 [8] 宋璠,苏妮娜,侯加根,等. 黄骅坳陷板桥油田板桥油层沉积特征及演化[J]. 石油与天然气地质,2012,33(6):914-922.  
 [9] 裘亦楠,薛书浩. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997 年.  
 [10] 刘家译,田景春. 精细油藏描述中的沉积微相研究[J]. 古地理学报,1999 年,(2):36-45.

编辑:吴官生