



超稠油油藏开采规律分析

李洪海

字体:[大][中][小]

一、开发历程及开采现状

曙一区超稠油油藏发现于七十年代后期,当时由于埋藏深、原油粘度高及工艺技术条件的限制,无法获得工业油流。八十年代后期,辽河油田与加拿大联合开展了“曙一区兴隆台油层超稠油油藏开发可行性研究”,对部分井进行重点取心及蒸汽吞吐试采。九十年代初,随着开发工艺技术的提高,并根据超稠油开发可行性研究成果及曙1-36-234井蒸汽吞吐试采成功,向国家储委申报杜84块、杜212块探明石油地质储量,但由于工艺技术的原因,开发工作并未开展。

1996年6月4日,杜84块曙1-35-40井采用“越泵加热降粘举升工艺”进行蒸汽吞吐开采获得成功,该井第一周期累积注汽2444t,生产了146d,平均日产油12.4t/d,累积产油1812t,使超稠油开采取得了突破性进展,同时打开了曙一区超稠油开采局面。此后,相继投入开发了杜229块、杜84馆陶油层,均取得了较好的开发效果。

截止到2002年底,辽河油区曙一区超稠油累积探明石油地质储量 17672×10^4 t,动用石油地质储量 6631×10^4 t。由于各种开采工艺技术的不断创新和开发水平的提高,目前年产量达到 200.8×10^4 t,已建成 250×10^4 t以上生产规模。

二、地质情况简介

曙一区位于辽河盆地西部凹陷西斜坡中段齐曙上台阶,是辽河油田稠油最富集的区块之一,构造面积约为 45km^2 ,纵向上共发育了六套含油层系。曙一区兴隆台油层砂体主要分为砾岩、砂砾岩、砾质砂岩、含砾砂岩、含泥砾质砂岩、含泥含砾砂岩、砂岩、不等砾砂岩、含泥砂岩九类,泥质含量7~12%;粘土成分分别为:蒙脱石62%、伊利石23%、高岭石9%、伊蒙混层和绿泥石9.5%;有效孔隙度26~33%,渗透率 $988 \sim 2133 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度60~65%,属大孔、高渗储层;50℃时原油粘度平均为 $20 \times 10^4 \text{mPa} \cdot \text{s}$,20℃时密度为1.0~1.01 g/cm³,胶质沥青质含量49~59%,凝固点25.0℃,含蜡量2.0%;地层温度为38℃~45℃,地温梯度3.8℃/100m;原始压力8.6Mpa,压力梯度1.015Mpa/100m,

三、超稠油生产特点

曙一区超稠油地面脱气原油粘度高达 $20 \times 10^4 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 左右,流动性能很差,可流动温度在80℃左右。以杜84块馆陶油层为例,地面脱气原油粘度(50℃)为 $22 \times 10^4 \text{mPa} \cdot \text{s}$,在油层温度(36℃)下原油粘度约 $120 \times 10^4 \text{mPa} \cdot \text{s}$,90℃时粘度2666mPa·s,100℃时粘度为1257mPa·s。从曙1-31-152井长效压力计测试资料中得出,当油层温度低于80℃,油井产量迅速下降到零。原油在地层条件下不流动,因此在开发、输油、贮运和外销的每个环节都必须全程伴热。因此,它的蒸汽吞吐开发具有与普通稠油不同的三大特点:(一)能量消耗大(需要大电机、大电热装置、大注汽锅炉);(二)生产环节多,生产过程中出现的问题多,作业频率高,如:分层注汽、冲砂、防砂、检泵、大修、侧钻等;(三)操作成本高,其中:热采费占30%;作业费占26%;动力费占12.5%;油水处理费占14.1%,四项合计占操作成本的82.6%。与普通稠油相比,热采费吨油增加73.9元/t,作业费增加76.0元/t,动力费增加40.8元/t,油水处理费增加30.2元/t,四项合计,每吨原油操作成本比普通稠油高出220.9元/t。

四、超稠油在开发过程中,有其独特的开采规律

(一) 周期产量变化规律。可划分为三个阶段:上升阶段(1~3轮),周期产量呈逐渐上升趋势,产量上升率平均为22%;高峰阶段(4~6轮),周期产量稳定在1070t左右;缓慢递减阶段(7轮以后),7轮以后便进入高轮次吞吐阶段,周期产量逐渐下降,平均周期递减率为10%。超稠油的这种产量变化规律,是由超稠油的热敏效应决定的,同时也受加热半径、井底周围含油饱和度的制约。

(二) 周期内日产油变化规律。划分为两种开发模式:一是周期生产早期(1~3周期),平均日产油量由零很快上升到23t/d左右,产量日递增平均为1.5t/d左右,油井保持相对高产一段时间,称之为峰值期,一般为20t/d左右,峰值期过后,除了第一周期由于热能的影响,递减较快外,二、三周期均缓慢递减,直至周期结束。二是第四周期以后,日产油上升阶段逐渐变缓,产量高峰值逐渐降低、滞后,甚至峰值产量消失,缓慢进入递减期。这两种开发模式,生产60d以后,单井周期内产量变化规律趋于一致。

(三) 累积采油量与累积注汽量之间存在线性关系。单井累积注汽量在10000—12000t之前,累积注汽量与累积采油量之间呈线性关系,累积注汽量超过这一界限,曲线偏向注汽轴,斜率变缓,开发效果变差。

(四) 采注比、回采水率、油气比变化趋势。

蒸汽吞吐是一个降压开采的过程,采出液量大于注入蒸汽量才能保证下一轮注汽质量。采注比的大小与注汽干度密切相关,同时中周期以后采注比下降快也反映地层能量降低过快,周期递减过大,因此采注比与周期吞吐效果有直接影响。1-5周期采注比不断上升,周期产量也呈上升趋势。以杜84块2001年投产的79口井为例,采注比由一周期的0.73上升到5周期的2.0,六周期陡降到1.3,此时周期间递减达到36.7%,七周期采注比稳定在1.1,周期间递减率为9.3%。因此控制合理的采注比对于稳定区块产量起到重要作用。曙一区超稠油回采水率1-8呈上升趋势,第8周期回采水率达到峰值100.9%,以后逐渐呈下降趋势,下降率为11%。周期油气比一到四周期呈上升趋势,平均周期递增率为14.6%,第6周期以后油气比逐渐下降,平均周期递减率为10.6%。超稠油的这种变化规律与其特殊的原油性质、储层条件、举升工艺有着直接关系。

五、对超稠油开发的几点认识

- (一) 强化地质研究，落实储层和油层产能是超稠油开发的前提。
- (二) 深化开发机理研究，开展多方位的现场开采试验，寻求超稠油开发新的切入点。
- (三) 精细油藏经营管理，向管理要产量，在经营中求效益
- (四) 加强注采工艺研究，不断改进注采工艺设备，提高超稠油开发效果