

文章编号: 1009-6248 (2002) 02-0069-06

# 浅薄层稠油油藏开采技术

曲玉线

(河南石油勘探局勘探开发研究院, 河南 南阳 473132)

**摘要:** 河南油田稠油油藏具有浅、薄、稠、散的特点, 在我国属于浅薄层稠油开采的典范。回顾了河南油田稠油基地建设的历程, 分析了目前稠油开发的现状及存在问题, 提出了今后主攻方向及挖潜对策。故此文对河南稠油油藏实现产能接替、挖潜、确保“十五”稳产等均具有重要意义和指导作用。

**关键词:** 稠油油藏; 开发; 产能; 挖潜

**中图分类号:** P618.13      **文献标识码:** A

## 1 历史回顾

河南油田自 1985 年在泌阳凹隐西斜坡发现井楼稠油油田之后, 相继又在北部断裂斜坡带发现了古城、付湾、杨楼、新庄等油田, 表明河南油田拥有丰富的稠油资源。十多年来, 河南油田广大职工和科技工作者, 勇于开拓, 敢于拼搏, 创造出一整套浅薄层稠油开采的成功经验。

### 1.1 油藏研究

划分出 6 种油藏类型, 3 种油藏模式, 即浅薄互层特稠油油藏, 浅中厚层特—超稠油油藏, 浅薄厚层超稠油油藏。结合开发现状, 制定出具有河南特点的稠油热采筛选标准, 把油层纯厚度下限由 10 m 降为 5 m, 厚度比由 0.7 降为 > 0.5, 使可采储量增加  $723 \times 10^4 \text{t}$ 。

### 1.2 开发研究

国外稠油油田从勘探发现到大规模投入商业性开发, 大约需 10 年以上的时间<sup>①</sup>。然而, 河南油田本着稠油开发“步子需要加快, 程序不能超越”的原则, 采取了相互延伸、穿插并进但不能超越程序的作法。从 1985 年发现稠油到大面积投入开发, 仅用了 5 年时间就把河南建设成为我国又一个新的稠油生产基地。针对河南稠油的特点, 确定出科学的开发程序为: 详探开辟先导试验 扩大试验成果 编制开发方案全面投入开发。获取了种种油藏基础资料, 建

收稿日期: 2001-12-25; 修回日期: 2002-02-26

基金项目: 浅薄层稠油开采储层物性参数变化研究, 编号 2001-01-03.

作者简介: 曲玉线 (1956-), 女, 河南人, 毕业于西南石油学院开发系, 现为河南油田研究院开发一室工程师。编制开发方案及所提合理化建议效益明显, 荣获局级奖励。

①北京石油勘探开发科学研究院. 中国—加拿大国际稠油技术讨论论文集。

立起热采数模工作站并进行跟踪模拟,同时还开展了大量的物模实验,指导现场开发进展,总结出一整套适合“浅、薄、稠、散”热采的开发经验。为稠油上产、超产做出了尝试。

### 1.3 钻采工艺

“七五”期间重点完成了石油工业 12 项配套技术的攻关任务,为加强稠油开发力度提供了技术保证<sup>[1]</sup>。主要内容包括:①保护油层优质泥浆和水泥浆技术。②预应力固井技术。③丛式斜直井及钻井工艺技术。④松散储层的取心技术。⑤KR-140 型高温采油树设计与制造技术。⑥抽油泵不动管柱转抽技术。⑦新型节能抽油机制造技术。⑧不锈钢绕丝管防砂技术。⑨强磁(防蜡)降粘技术。10 高温高压双参数测试技术。11 注气井偏心测试技术。12 稠油井井下故障诊断和声波测试技术等。这些项目技术先进,可靠实用,经济效益明显,适用于河南“浅、薄、稠、散”的特点。如蒸气吞吐采油工艺不动管柱转抽技术,既减少了井下作业工序,又提高了采油时率,在国内热采工艺方面处于领先地位<sup>[2]</sup>。

### 1.4 稠油集输

重点完成了 5 项重大工艺:①稠油集输流程选优。②稠油脱水工艺。③注蒸气计量技术。④稠油集输管网的防腐和保温。⑤注气站及注气管网的优选配套。其效果为油田创造了显著的经济效益和社会效益。

## 2 油藏地质特征及开发现状

### 2.1 油藏基本地质特征

河南稠油投入大面积开发的油田主要为井楼和古城油田,它们位于泌阳凹陷西斜坡构造带上,含油面积为  $14.5 \text{ km}^2$ 。含油层系为下第三系核桃园组核三段,属河流三角洲沉积体系。储层胶结疏松,物性好,孔隙度  $23\% \sim 34\%$ ,渗透率  $0.629 \sim 3.432 \mu\text{m}^2$ ,含油饱和度  $60\% \sim 75\%$ ,油藏基本地质特征主要表现为“浅”、“薄”、“稠”、“散”的特点。

#### 2.1.1 “浅”油藏埋藏浅

井楼、古城油田层埋藏深度  $90 \sim 1113 \text{ m}$ ,埋深小于  $700 \text{ m}$  的油层地质储量占总储量的  $85\%$  以上。其中,特稠油和超稠油油藏埋深一般都小于  $400 \text{ m}$ 。

#### 2.1.2 “薄”油层厚度薄

井楼、古城油田可供热采的油层厚度大于  $10 \text{ m}$  的占  $17.8\%$ ,厚  $5 \sim 10 \text{ m}$  的占  $27.1\%$ ,其余  $55.1\%$  为厚度小于  $5 \text{ m}$  的储量,若以  $5 \text{ m}$  的标准衡量,即有一多半油层达不到热采筛选标准。

#### 2.1.3 “稠”原油粘度高

井楼、古城油田地面原油密度为  $0.9049 \sim 0.9628 \text{ g/cm}^3$ ,胶质沥青含量  $21.8\% \sim 42.2\%$ ,含蜡  $5.6\% \sim 16.3\%$ ,油层温度下脱气原油粘度  $88.8 \sim 120000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  的特—超稠油储量占  $60\%$  以上。

#### 2.1.4 “散”油层分布零散

井楼、古城油田的稠油零散分布在 16 个局部构造或次级断块内。平面上,面积在  $0.1 \sim 0.5 \text{ km}^2$  的油砂体就有 260 多个,剖面上纯总厚度比在  $0.2 \sim 0.8$  之间,一般只有  $0.5$  左右。所以,无论纵向或平面上,油层分布都非常零散。

此外,油水关系复杂。油、杂、水层在纵向上间互出现,几乎每个小层都有自己独立的油水界面,因而造成油水边界参差不齐的复杂局面。

## 2.2 稠油开发状况

河南稠油油田于 1986 年开展单井蒸气吞吐试采,1987 年进行普通稠油常规注水开发试验,1987~1988 年开辟了代表不同类型稠油油藏的 3 个蒸气吞吐开发先导试验区,1989~1991 年在井楼、古城油田相继进行规模化推广应用。截止 1997 年底,井楼、古城油田共投入各类稠油开发井 606 口,原油生产能力  $20 \times 10^4 \text{t}$ ,注水能力  $36.5 \times 10^4 \text{t}$ ,注气能力  $197 \times 10^4 \text{t}$ ,累积生产稠油  $193.1794 \times 10^4 \text{t}$ ,累积注水  $117.7 \times 10^4 \text{t}$ ,累积注气  $464.4 \times 10^4 \text{t}$ 。到 2000 年 12 月底,累积生产稠油  $161.6288 \times 10^4 \text{t}$ ,地质储量采出程度为 13.3%,可采储量采出程度已达 72.8%。目前稠油开采主要存在以下问题。

### 2.2.1 大部分吞吐井已进入高周期吞吐,生产效果变差

在产量占三分之二的热采单元中,60%的油井吞吐周期在 8 个以上,地层压力大幅度下降,仅为原始地层压力的 30%~50%,间气窜频繁,热利用率低。现场生产表明,高周期吞吐日产量低,平均为 2.1 t,仅为低周期日产量的三分之一;近一半的吞吐井综合含水于 70%;周期油气比低,平均为 0.27,已接近 OSR 极限。

### 2.2.2 在现有开采方式下依靠加密吞吐技术稳产难度大

自 1994 年以来,井楼、古城油田曾打过一批吞吐加密井,将原  $100 \text{m} \times 141 \text{m}$  井距加密到  $100 \text{m} \times 71 \text{m}$ ,已累积产油  $12.2367 \times 10^4 \text{t}$ ,年吞吐油气比在 0.35 以上,使稠油年产量稳定在  $24 \times 10^4 \text{t} \sim 26 \times 10^4 \text{t}$  之间,为近几年稠油持续稳产做了贡献。但数模研究表明,加密井吞吐一般少于 6 个周期,生产时间 3~4 年。在现有开采方式下,若无新储量投入,单靠加密井难以保证稠油生产持续稳产。

### 2.2.3 热采区块剩余可采储量少,稳产物质基础严重不足

井楼、古城油田的吞吐区已动用地质储量  $1850 \times 10^4 \text{t}$ ,可采储量  $350 \times 10^4 \text{t}$ 。至 2000 年 12 月底已累积采油  $259.5918 \times 10^4 \text{t}$ ,剩余可采储量仅有  $90.4282 \times 10^4 \text{t}$ 。从而表明剩余储量太少,稳产基础不足,继续吞吐潜力很小,经济效益越来越差。

## 3 今后主攻方向与稳产对策

目前河南油田稠油资源的利用率仅有 69.5%,其余 30.5% 因受自然环境及地质条件等限制尚未动用。因此,为提高资源利用程度,今后应主攻下述 6 项开采技术。

### 3.1 斜直井、斜直水平井开采技术

关于钻斜直井已是本油田的成熟技术,曾先后在井楼一、二区、三区和古城 B125 区相继完钻过一批斜直井,最大井斜  $43^\circ$ ,最大斜深 829.4 m。这批斜直井已得到很好的开采效果,如 B125 区  $V_{3-5}$  层的斜直井,当油层厚度在 10 m 左右时单井累积产油 6 000 t 以上,油气比  $> 0.5$ ;当厚度为 6.5 m 时仍可取得单井累积产油 4 000 t,油气比 0.64 的好效果。

美国利用斜直水平井技术,在 Dos Cuadras 油田对埋深 250~350 m 的油层能够实施 148.5 m 的水平位移<sup>[3]</sup>;克拉玛依油田九区对 174.6~198.7 m 深的油层也实现了 546 m 的水平位移。所以本油田如果能形成斜直井、斜直水平井的一系列钻井配套技术,就能够开采那些因

受村庄、池塘等自然条件限制的“难动用储量”。

据开发方案研究,对井楼、古城两个油田难动用储量的开发,共需部署 66 口斜直井和斜直水平井,实施后预测 5 年可累积产油  $28.2 \times 10^4 \text{t}$ ,扣除投资费用后,净创效  $2.01 \times 10^4$  万元,无疑,这对“十五”稳产具有重要意义。

### 3.2 小井距密井网热采技术

这一技术主要适用于条带状且有边水侵入的稠油油藏。其关键技术一是要确定开发井距油水边界的合理距离;二是要确定开发井距断层的合理位置;三是要选择合理的布井方式。根据河南稠油的地质特点,结合生产资源与数模结果确定出下述指标。

#### 3.2.1 开发井距油水边界的合理距离

(1) 特超稠油 ( $\mu_o/\mu_w < 5\ 000$ ): 边水强,距离 50~70 m; 边水弱,距离 30~50 m。

(2) 普通稠油 ( $\mu_o/\mu_w < 5\ 000$ ): 边水强,距离 70 m 左右; 边水弱,距离 50~70 m。

#### 3.2.2 开发井距断层的合理距离

据加密吞吐井生产实践及数模研究,蒸气吞吐平均泄油半径为 34.5~37.1 m,即油层被动用的范围一般不会超过离井筒 40 m 的区域。因此,开发井距断层的距离只要大于 40 m,就能确保所部署开发井的注蒸气开采效果。

#### 3.2.3 确定合理的布井方式

基础井网为 70 m × 100 m 的正方形五点法井网控制程度高。针对带状油藏部署开发井时,可采用不规则的五点法井网,以提高储量动用程度。此外为防止气窜,应注意在注采井连线方向避开主河道方向。

生产实践表明,该技术对开采带状油藏具有很好的开发效果。古城油田 B125 断块属普通稠油边水油藏,储量  $53 \times 10^4 \text{t}$ ,呈带状分布,含油带宽度仅 170 m。采用小井距密井网 (70 m × 100 m) 共部署 26 口开发井,生产资料证实密井网控制程度比 100 m × 141 m 传统井网提高了 13.64%。据前两吞吐周期统计,周期单井日产油平均 5.8 t/d,油气比 0.4~1.2,平均 0.75,单井周期产油量均在 700 t 以上。其中,古 4093 井创周期生产时间 300 逾天,周期产油量超过 1 500 t (第一周期) 的热采井新纪录。因此,对有边水侵入的带状油藏,实施这套技术开发极为有利。

### 3.3 稠油出砂冷采技术

20 世纪 80 年代,加拿大一些小石油公司为了降低成本提高开发效益,相继开展了稠油出砂冷采试验。不注气、不防砂,射孔后直接用螺杆泵采油,收到了意想不到的效果,产油量令人振奋,“出砂冷采”这一概念逐步建立起来,并以其高产量、低成本受到石油界的广泛认可。出砂冷采的主要机理有 3 个方面。

(1) 大量出砂形成蚯蚓洞网络,使油层孔渗大幅度提高。孔隙度可从 30% 提高到 50% 以上,渗透率从  $2 \mu\text{m}^2$  提高到数十部乃至数百倍,极大地改善了稠油的流动能力。

(2) 稠油埋藏浅、地层压力低、地饱压差小,在原油向井筒流动的过程中,随压力降低油中溶解的天然气大量脱出,形成泡沫流动且气泡不断发生膨胀,从而为稠油的流动提供了驱动能量使之大量产出。

(3) 因产砂使上覆地层对油层产生压实作用,导致孔隙压力升高,驱动能量增加。

出砂冷采的技术关键是激励油层出砂。它适用于埋藏浅、物性好、胶结疏松的普通稠油

或特稠油油藏 (油层温度下脱气原油粘度  $600 \sim 160\,000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ )。该技术于 1999 年在古城油田 B125 断块古 4906 井矿场试验已获成功, 日产油量由  $9.3 \text{ m}^3/\text{d}$  上升到  $21 \text{ m}^3/\text{d}$ , 最高可达  $51.4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 出砂冷采单井采收率超过 10%。

据稠油出砂冷采适应性分析, 古城油田 B125 断块 7、9、(北块) 7-8、2-4 和井楼油田六区 7-9, 八区 6、1-2、8 等油层, 埋深 200~600 m, 储层胶结疏, 物性好, 并且原油中含有溶解气 (一般在  $5 \sim 10 \text{ m}^3/\text{t}$ ), 原油性质及油层物性等均适合出砂冷采条件, 该技术在这些区块实施后可望获得高产。

### 3.4 水平压裂辅助蒸气驱技术 (简称 FAST)

采用高速注气的水平压裂辅助蒸气驱开采浅薄层稠油, 不仅打破了蒸气驱不能超过破裂压力的常规概念, 而且在浅薄油层内实现了高速注气, 极大地减少了热损失, 大幅度提高了稠油采收率。FAST 技术的主要机理是通过在油层下部压开的水平裂缝, 开辟一条高层流能力的热通道, 沿热通道向前推进的蒸气在重力差异作用下, 蒸气逐步向上浮升并与原油发生强烈的传热传质作用, 加热后可流动的原油在重力作用下流到下部通道, 被蒸气推着凝结的热水带到采油井。压开的水平裂缝不仅扩大了扫油面积, 而且沿缝浮升的蒸气又增加了波及体积, 因而提高了稠油采收率。

1996~1997 年, 河南油田在 BQ10 区古 51214 井组开展了 FAST 先导试验并获得极大成功。试验前, 中心注气井 (古 1214) 外围的 4 口生产井 (古 51114、51314、51213、51215) 均已吞吐高达 11 个周期, 采出程度 18.6%, 累积油气比 0.3。试验后该井组累计注气 25 758 t、平均 18 t/d、单井最高达 45 t/d, 采油速度达 17.4%, 累积油气比 0.21, 最终采收率为 37.7%, 在吞吐基础上提高了 19.1 个百分点。按油价 1 000 元/t 计算, 净创现值  $121 \times 10^4$  元。

FAST 适应性分析认为, 古城油田 BQ33 区古 6410 井区与先导试验区条件非常相似, 二者同属一个物源区, 在沉积韵律、油层埋深、油层厚度及特性等方面都十分接近, 故在该区实施 FAST 最为有利, 可望获得很好的开发效益。

### 3.5 稠油油藏薄互层组合开采技术

油层厚度薄是河南稠油油藏的一个重要特征, 在蒸气吞吐过程中所测吸气剖面证实, 几乎有 90% 以上的油层不吸气, 故笼统注气开采效果很差。然而, 采用薄互层组合开采技术, 可以把那些不吸气未动用的原油开采出来。所谓组合开采, 就是对薄互层在纵向上采用厚度组合并逐层上返吞吐的开采技术。它能够大幅度提高稠油现有资源的利用程度, 关键技术是确定组合厚度及开采层数下限, 通过生产资料研究已初步确定出不同油藏类型的标准 (如表 1 所示)。

分析认为, 古城油田 BQ10 区 1-2、7 和井楼三区 6、9-10 油层埋深 143~385 m, 单层厚度小于 2 m 的井层占 43.3%, 2~3 m 的井层占 44%, 大于 3 m 的

表 1 稠油油藏薄互层组合吞吐开采条件

Tab. 1 Terms of exploitation for layer of thin-mutual combination in heavy reservoirs

油藏类型	超稠油		特稠油		普通稠油				
组合厚度(m)	3.6	$h < 5.6$	$h > 5.6$	3	$h < 5$	$h \geq 5$	2.6	$h < 4$	$h > 4$
开发层系	2	1	2	1	2	1			

占 12.7%, 这些油层厚度均达不到稠油热采筛选标准。但层系组合后, 可以把这些达不到筛选标准的薄层稠油开采出来, 实质上又把河南 5 m 的筛选标准下降到 3 m。这个突破, 对

浅薄层开发具重大意义。按上表组合结果,这两个块可供开采的储量为  $87 \times 10^4 \text{t}$ ,区内油藏浅,注气热损失小,储层物性好,孔隙度 33%,渗透率  $1.831 \mu\text{m}^2$ ,含油饱和度 70%,层系组合均在 2 个以上,且地面设备完善,很具组合开发潜力。

### 3.6 热采区块高周期吞吐井优化开采技术

由于河南稠油油藏具有埋藏浅、油层薄、层数多、分布散、不连片等特殊的地质条件,所以,必须针对不同的地质条件进行具体分析,采取一把钥匙开一把锁的对策。总体说来,优化开采技术主要包括:①加大注气量增加波及面积和波及体积。②提高注气速变减少热损失。③合理组合层系抑制气窜发生。④开展小井距蒸气驱试验。⑤对特-超稠油进行水平压裂辅助蒸气驱。⑥对普通稠油进行出砂冷采辅助细菌采油。⑦对低周期吞吐井转冷采。⑧对高周期吞吐井转气驱。⑨对难动用厚层打斜直井或水平井开采。⑩开展“交联聚合物驱”新技术试验等<sup>[4]</sup>。

总之,无论是技术攻关或调整方式的转换,其基本方针应该是:以提高采收率为目的;以提高热利用率为中心;以基础地质为依托;以开采方式的手段,确保稠油产能接替与“十五”稳产。

### 参考文献:

- [1] 顿铁军,等.中国稠油油藏[M].西安:西北大学出版社,1996.
- [2] 顿铁军,等.辽河稠油研究进展[M].西安:西安地图出版社,2000.
- [3] 孙超.提高石油采收率方法研究现状[J].西北地质,2000,33(2):32-37.
- [4] 赵追,等.新疆焉耆盆地石油地质特征及成藏模式[J].西北地质,2001,34(3):47-53.

## Exploitation technology of heavy reservoir in shallow-thin layer

QU Yu-xian

(*Exploitation Research Institute of Henan Petroleum  
Exploration Bureau, Nanyang 473132, China*)

**Abstract:** The characteristics of heavy reservoirs is shallow, thin, dense and loose in Henan oil field. It is the model of all the country that exploitation of heavy oil in shallow layer should be. This paper reviews the construction course of heavy oil base in Henan oil field, analyzes the distribution feature and existent question of heavy oil exploitation, and advances methods of tapping the potentialities and counter move. Therefore, it will have great significance to accomplish continuity of production energy and tapping the potentialities and ensure the stabilized production during the period of the tenth five years project.

**Key words:** heavy reservoirs; exploitation; production energy; tapping the potentialities