

文章编号:1673-5005(2006)04-0067-04

塔河油田自喷深井井筒电加热降粘技术研究

林日亿^{1,2}, 李兆敏¹, 董 斌³, 李新勇³, 谭红旗², 马培新⁴

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石油大学 储运与建筑工程学院, 山东 东营 257061;
3. 中石化西北分公司, 新疆 乌鲁木齐 830011; 4. 振华石油控股有限公司, 北京 100031)

摘要:为了解决塔河油田油藏埋藏深、原油粘度高、井筒热损失大导致自喷困难的问题,基于热量传递原理和两相流动理论,建立了井筒电加热降粘举升工艺中产液沿井筒流动与传热的数学模型,计算了产液沿井筒的温度和压力分布,分析了电加热工艺参数对电加热效果的影响。运用该模型对塔河油田 1 口稠油井的电加热降粘效果进行了分析,界定了电加热井筒降粘工艺对原油粘度的适应性。结果表明,电加热工艺适用的最大原油粘度为 30 Pa·s,这一结果为电加热降粘工艺的应用提供了依据。

关键词:井筒; 电加热; 降粘; 适应性; 塔河油田

中图分类号:TE 832

文献标识码:A

Research on viscosity reduction by electric heating technology in ultra-deep flowing well in Tahe Oilfield

LIN Ri-yi^{1,2}, LI Zhao-min¹, DONG Bin³, LI Xin-yong³, TAN Hong-qi², MA Pei-xin⁴

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China;
2. College of Transport & Storage and Civil Engineering in China University of Petroleum,
Dongying 257061, Shandong Province, China;
3. Northwest Branch Company of China Petrochemical Corporation, Urumchi 830011, China;
4. Zhenhua Oil Limited Company, Beijing 100031, China)

Abstract: In order to solve the problem that the fluid flowing is hard because of the ultra-deep reservoir, high oil viscosity and great wellbore heat loss in Tahe Oilfield, the flow and heat transfer models of the fluid flowing along the wellbore were established using electric heating to reduce the viscosity on the basis of heat transfer principle and two-phase flow theory. The temperature and pressure sections of the fluid flowing along the wellbore were calculated. The influences of the different producing parameters on the electric heating effect were analyzed. The viscosity reduction effect of a heavy oil well was analyzed using the electric heating technology by this model, and the oil viscosity adaptability of the electric heating technology was confirmed in Tahe Oilfield. The results show that the maximum oil viscosity is 30 Pa·s using the electric heating technology, which will be helpful to the application of the technology.

Key words: wellbore; electric heating; viscosity reduction; adaptability; Tahe Oilfield

塔河油田稠油油藏主要属于奥陶系。油藏埋深 5 500~5 700 m, 油层温度高, 且缝洞型储层具有良好的渗透性, 稠油在油藏条件下处于自喷生产阶段^[1]。但由于油藏埋藏深, 原油粘度高, 使得井筒降粘投入高、难度大。目前塔河油田稠油使用的主要降粘方式有电加热、掺稀油和掺化学药剂。由于

稀油资源有限, 在稠油里掺入稀油, 会影响整体的经济效益; 而掺化学剂降粘的适应性较差。所以, 尽管电加热工艺一次性投资大, 在一定的条件下, 电加热采油还将成为一项必要的工艺, 因而对电加热降粘工艺开展适应性研究以及采用与之配套的工艺技术成为塔河油田开发成功的关键。

收稿日期: 2005-11-10

作者简介: 林日亿(1973-), 男(汉族), 湖南桂阳人, 讲师, 博士研究生, 从事热力采油和热能利用的教学与科研工作。

1 电加热降粘工艺原理

电伴热采油方式主要有电热杆加热、电缆加热、电热油管加热3种方式^[2]。其中,电热杆加热工艺较为成熟,且应用广泛。电加热抽油杆采油工艺中除常规采油工具外,主要由电热杆、电三通、电控柜等组成。

其工作原理是通过井下电伴热工具供电,将电能转化为热能,使井下电伴热工具发热,提高井筒原油的温度,利用稠油粘度的温度敏感性,降低原油的粘度,提高原油的流动性,使油井恢复生产能力。该工艺的关键是确定加热深度和加热功率,界定电加热降粘技术对油井的适应性。

2 井筒传热与流动规律

2.1 电加热井筒降粘工艺模型

井筒加热的目的就是补偿井筒向地层的散热,从而使井筒的原油保持在某一温度之上,以控制其析蜡和粘度的增加,使原油得以顺利产出。井筒加热适用于原油能够从油层进入井底,而在井底向井口的上升过程中由于井筒的散热而发生原油析蜡和粘度大幅度增加的情况。

油层产出的油、气、水混合物从井底上升时,历经散热、脱气及气体膨胀、析蜡等过程,产液的粘度、密度和产出气的体积、粘度等随着产液在井筒的流动发生相应的变化,所以,有必要对产液在井筒的流动参数进行精确计算。

在井筒上截取 dl 长的微元,并取向上的坐标 l 为正方向进行能量平衡的分析。假设脱气及气体膨胀做功与油气的举升相抵消,析蜡放出的热均匀分布于全井筒,并作为内热源,则能量平衡方程式为

$$k_l[\theta - (\theta'_o - ml)]dl + (G_f + G_g)gd - \dot{q}_l dl = -Wd\theta, \quad (1)$$

其中

$$W = G_f C_f + G_g C_g.$$

式中, k_l 为油管中的流体至地层间单位管长的传热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; θ 为油气混合物的温度, $^\circ C$; θ'_o 为井底原始地层温度, $^\circ C$; m 为地温梯度, $^\circ C/m$; l 为从井底至井中某一深度的垂直距离, m ; $\dot{q}_l$ 为通过油管的内热源强度, W/m ; G_f 和 G_g 分别为产出液和伴生气通过油管的质量流率, kg/s ; W 为水当量, $W/^\circ C$; C_f 和 C_g 分别为产出液及伴生气的比热容, $J/(kg \cdot ^\circ C)$ 。

举升功 $(G_f + G_g)gd$ 一项可以忽略不计。方

程的解为

$$\theta = \frac{Wm + \dot{q}_l}{k_l} [1 - \exp(\frac{k_l l}{W})] + (\theta'_o - ml). \quad (2)$$

可以根据油井产量、油品物性来选择加热起点和功率。如果电加热不从井底开始,则在电加热起点前,井筒中产出油气混合物沿井深的变化仍按常规采油时的井温分布计算方法进行求解。

2.2 井筒温度场的计算

假设:①井口产出液的压力、温度保持不变,动液面在一定时间内保持不变;②油管与套管形成的环形空间充满低压空气;③按照Ramey和Satter方法认为,从油井到水泥环外缘间的热量传递过程为一维稳态传热,水泥环外缘至地层为一维不稳态传热^[3-6];④忽略地层导热系数沿井深方向的变化,将其视为一个常数。

2.2.1 油管中心至水泥环外缘的传热

由稳态传热公式得

$$dq = k_l(\theta_f - \theta_h)dl. \quad (3)$$

式中, θ_f 为产液温度, $^\circ C$; θ_h 为水泥环外缘初始温度, $^\circ C$; dq 为单位时间内 dl 长度上的热损失, W 。

传热系数主要受环空中的自然对流热阻和辐射换热热阻以及水泥环的导热热阻的影响。以油管外表面为基准面,传热系数 k_l 可表示为

$$k_l = \frac{1}{R} = 2\pi r_2 \left[\frac{1}{h_c + h_r r_3} + \frac{r_2}{\lambda_{cem}} \ln \frac{r_5}{r_4} \right]^{-1}. \quad (4)$$

式中, h_c 和 h_r 分别为组成环空热阻的对流换热和辐射换热系数, $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$; λ_{cem} 为水泥环的导热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; r_2 , r_3 , r_4 和 r_5 分别为油管外半径、套管内半径、套管外半径和水泥环外半径, m 。

2.2.2 从水泥环外缘至地层的导热

从水泥环外缘至地层为不稳态热传导,可表示为

$$dq = \frac{2\pi\lambda_e(\theta_h - \theta'_o)}{f(t)}dl. \quad (5)$$

式中, θ_h 为水泥环外表面温度, $^\circ C$; λ_e 为地层导热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; $f(t)$ 为无因次地层导热时间函数。

油管内产出液到地层的散热量可由式(3)或(5)计算得到。

2.3 井筒压力场的计算

井筒内油气水两相管流的压力降是摩擦损失、势能变化和动能变化的综合结果,即垂直多相管流的压力梯度是静水压力梯度、耗于摩擦的压力梯度以及耗于加速度的压力梯度^[7]。根据动量方程,其压力降是摩擦能量损失、位能变化和动能变化之和。

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\rho_m g \sin \theta + f G_m v_m / d}{1 - \rho_m v_m v_{sg} / p}$$

其中

$$v_m = v_{sg} + v_{sl}$$

式中, ρ_m 为气液两相混合密度, kg/m^3 ; f 为两相流摩擦系数; G_m 为气液两相混合质量流量, kg/s ; d 为油管内径, m ; v_m 为气液两相混合流速, m/s ; v_{sg} , v_{sl} 分别为气、液相的表现流速, m/s 。

2.4 电加热参数的确定

2.4.1 加热深度

当稠油的拐点温度被确定为井筒原油流动的最低温度时,任一井所需的加热深度可表示为

$$L = (\theta - \theta_{ave}) / m$$

式中, L 为所需的加热深度, m ; θ_{ave} 为井口年平均温度, $^{\circ}\text{C}$; θ 为稠油的拐点温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

在原油举升过程中,井筒中流体温度与地层之间的温差越来越大,散热越来越厉害,为保证原油在井筒中具有较好的流动性,所以同一根电热杆加热时,需使每一深度油温在拐点温度之上。

2.4.2 加热温度

稠油对温度有较强的敏感性,对于不同类型的稠油,其拐点温度不同,拐点对应的粘度也不同。要使稠油在自喷或举升过程中能有较好的流动性,要求在自喷或举升过程中油流温度保持在拐点温度以上,以保证油井的正常生产。

2.4.3 电加热功率

根据电热能量的转换原理,其所需的电加热功率 P 应当等于油流经井筒某位置举升到井口增压所消耗的电功率 P_1 与在该过程中向地层方向所损失的电功率 P_2 之和,即

$$P = P_1 + P_2$$

3 计算结果及其分析

3.1 实例

以 T606 井为例进行电加热工艺参数的计算。油井数据如下:井深 5600 m,动液面深 800 m,日产量 100 m^3 ,油层温度 128°C ,油层压力 59 MPa,原油饱和压力 15.7 MPa,原油含水率 10%,原油拐点温度 60°C ,脱气原油密度 980.2 kg/m^3 , 50°C 原油粘度 $43 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ 。

根据优化的结果,以 85 W/m 的加热功率,在深度为 1600 m 处加热可满足生产的要求,即维持加热深度以上的产液温度在原油拐点温度以上,保持原油具有较好的流动性(图 1,2)。

影响电加热效果的因素有加热功率、含水率、加热深度、油井产量等,另外,油套环空液面也会对电加热效果产生影响,特别是在自喷阶段,由于环空液面高,将影响电加热降粘的效果。

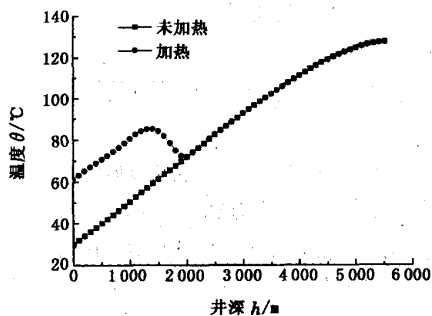


图1 电加热降粘工艺对产液温度的影响

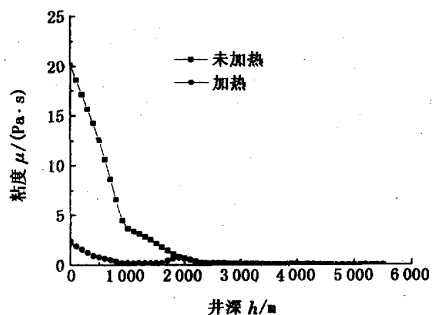


图2 电加热降粘工艺对产液粘度的影响

产液含水率对电加热效果的影响见图3。随着产液含水率的升高,加热效果变差。表现在两方面:一方面稠油含水后粘度急剧升高,影响降粘效果;另一方面,产液含水后其热容增大,也影响电加热对产液的升温效果。

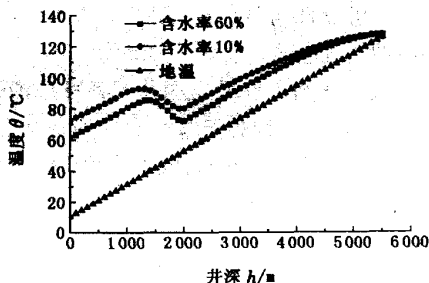


图3 产液含水率对电加热效果的影响

加热功率对电加热效果的影响见图4。随着加热功率增大,井口出油温度升高。

加热深度对井口出油温度影响不大,所以只要原油在井内能够保持较好的流动性即可;油井产量越高,原油携带热量的能力越强,则加热效果越好。

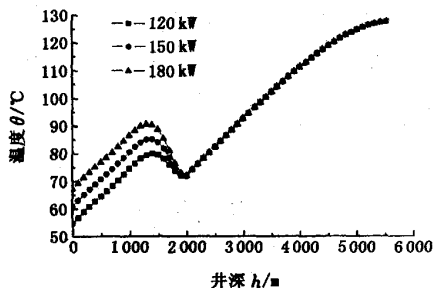


图4 加热功率对电加热效果的影响

3.2 原油粘度适应性分析

图5是加热深度为2000 m、以电热杆的最大加热功率(150 kW)加热时,不同粘度原油(50℃脱气)不同日产量下的井口压力曲线。从图中可以看出,当日产量为50 m³时,随着原油粘度增大,在井筒中举升越困难,粘度为31.03 Pa·s的原油井口压力仅为0.39 MPa;当日产量为30 m³时,粘度为24.5 Pa·s的原油井口压力仅为0.05 MPa。

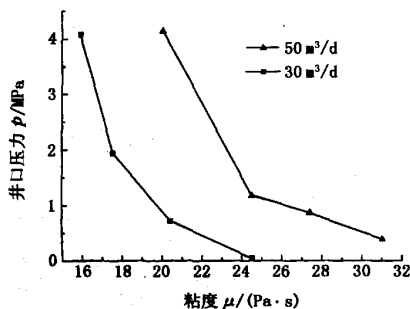


图5 不同日产量原油粘度与井口压力的关系

当产量继续下降,要想利用电加热降粘实现自喷,则只适合原油粘度更低的油井。因此,从技术可行性及工艺可靠性角度分析,随着产量的减小,适合自喷的原油粘度应越小。

电加热技术的优点是当油井因各种原油停产时再启动生产容易,同时对于边远的单独油井,当掺稀油或掺化学剂流程不配套时,电加热可作为主要的降粘工艺来应用。

4 结束语

电加热井筒降粘举升工艺适用于国内中、深、浅层超稠油油藏的注汽开采过程。开采时必须维持加

热深度以上的产液温度在原油拐点温度以上,才能保证原油具有较好的流动性。产液含水后,将会降低电加热工艺的降粘效果;加热功率越大,降粘效果越明显,但用电成本增加。以最大的电加热功率(150 kW)进行加热,当日产量为50 m³时,能使最大粘度为30 Pa·s的原油实现自喷;当日产量降为30 m³时,能使最大粘度为21.5 Pa·s的原油实现自喷。随着日产量的减小,适合自喷的原油粘度也越来越小。

参考文献:

- [1] 张文才,吴伟然,霍腾翔,等.塔河油田高粘油井的采油工艺[J].油气井测试,2003,12(4):45-47.
ZHANG Wen-cai, WU Wei-ran, HUO Teng-xiang, et al. Oil extraction technologies of high viscosity oil well in Tahe Oilfield[J]. Well Testing, 2003,12(4):45-47.
- [2] 任瑛,梁金国,杨双虎,等.稠油与高凝油热力开采问题的理论与实践[M].北京:石油工业出版社,2001.
- [3] 陈月明.注蒸汽热力采油[M].东营:石油大学出版社,1996.
- [4] CHIU K, THAKUR S C. Modeling of wellbore heat losses in directional wells under changing injection conditions[R]. SPE 22870,1991.
- [5] 林日亿.井筒注汽工艺方法研究[D].东营:石油大学机电工程学院,1999.
- [6] 林日亿,梁金国,徐明海,等.稠油热采井筒注汽优化设计方法[J].石油大学学报:自然科学版,1999,23(3):51-52.
LIN Ri-yi, LIANG Jin-guo, XU Ming-hai, et al. Optimal design method for steam injection in thermal recovery wellbore[J]. Journal of the University of Petroleum, China(Edition of Natural Science), 1999,23(3):51-52.
- [7] 李兆敏,林日亿,付路长,等.有杆抽油系统效率分析及抽汲参数优化设计[J].石油学报,2005,26(5):102-106.
LI Zhao-min, LIN Ri-yi, FU Lu-chang, et al. Efficiency analysis of sucker-rod pumping system and optimal design of swabbing parameter[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005,26(5):102-106.
- [8] 张琪,王杰祥,樊灵,等.采油工程原理与设计[M].东营:石油大学出版社,2000.

(编辑 沈玉英)