

文章编号:1008-2565(2017)01-0005-04

南堡油田注多元热流体吞吐水平井加热效果评价

孙逢瑞,姚约东,李相方,张逸,丁冠阳,邹明

(中国石油大学(北京),北京 102249)

摘要:以南堡 35-2 油田稠油油藏为研究对象,针对多元热流体吞吐水平井加热半径沿程分布计算问题,通过两相渗流理论,利用保角变换方法,建立了加热半径沿程分布计算模型。研究了水平段井筒温度、加热半径沿程分布规律和不同注汽参数对加热效果的影响。研究表明,井筒温度和加热半径沿程分布呈“U”型;利用渗流力学方法计算的加热半径较油藏工程方法计算结果更符合实际。B31H 井注汽参数优化表明,加热半径随非凝析气含量增加先增加后降低;随注汽速度增加基本不变;随周期注汽量增加先迅速增加后增加缓慢。该模型对准确评价注汽后加热效果及后期预测产能具有重要意义。

关键词:稠油热采;多元热流体吞吐;加热半径分布;水平井;渤海南堡 35-2 油田

中图分类号:TE33 **文献标志码:**A **DOI:**10.12053/j.issn.1008-2565.2017.01.002

Evaluation of Heating Effect on the Horizontal Well in 35-2 Bohai Oilfield with Multiple Thermal Fluid Stimulation

SUN Fengrui, YAO Yuedong, LI Xiangfang, ZHANG Yi, DING Guanyang, ZOU Ming

(China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Focusing on the heavy oil reservoir of 35-2 Bohai oilfield, based on the two phase percolation theory, the calculation model of the heating radius distribution is established by using the conformal transformation method. The effects of several parameters on heating efficiency are studied. It is found that the temperature and the heating radius distribute along the well are “U” typed. The calculation results of the heating radius calculated by the percolation mechanics method are more precise than the reservoir engineering method. The parameter optimization shows: the heating radius increases first then decreases with the increase of non-condensing gas content; the heating radius keeps stable as the steam injection speeds up; the heating radius increases quickly first then slows down with the increase of steam injection volume. The model is of great significance to the heating effect evaluation and productivity analysis.

Key words: thermal recovery of heavy oil; multiple thermal fluid stimulation; heating radius distribution; horizontal well; 35-2 of Bohai oil field

多元热流体是指将工业柴油在高压燃烧室内燃烧后产生的高温高压混合气(主要成分为 N_2 、 CO_2 和水蒸汽)^[1],将其注入油层,可降低稠油黏度,同时提高油层压力,进而提高稠油采收率^[2]。多元热流

体具有加热、气体溶解降黏、增能保压、减少热损失和协调增产等优点^[3]。中国已在渤海南堡 35-2 油田进行了多元热流体吞吐实践,并且取得了明显增产效果。目前国内外关于饱和蒸汽吞吐的研究较

收稿日期:2016-10-17

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05012-004)

作者简介:孙逢瑞(1990—),男,博士研究生,主要从事热力采油方面的研究工作,E-mail:13126682711@163.com。

多,而多元热流体吞吐技术相对滞后^[4]。传统热采加热半径计算均采用油藏工程方法,即利用能量平衡方程推导解析解,不能反映热采过程油层内渗流规律^[5-11]。基于渗流力学两相流理论和复变函数理论,得到微元段加热半径计算模型,并与水平段管流进行耦合,得到完整的多元热流体吞吐水平段沿程热物性参数分布及加热半径计算模型。对加热区温度和加热半径沿程分布进行了研究,并针对渤海南堡 35-2 油田 B31H 井注热流体参数进行了优化。

1 数学模型的建立

1.1 模型基本假设

假设油层为无限大;考虑水平段为有限导流能力;忽略多元热流体注入过程原油黏度变化;多元热流体注汽油层后为单相液态;忽略热辐射损失,多元热流体热能全部用来加热油层;热流体注汽过程温度不变。

1.2 水平段沿程热物性参数计算模型

第 i 水平微元段动量及质量守恒方程参考文献^[10],能量守恒方程为:

$$\frac{dQ_i}{dl} + \frac{dW_i}{dl} = -i_s \bar{h}_m - i_s \frac{d}{dl} \left(h_m + \frac{v_m^2}{2} \right) \quad (1)$$

其中:

$$h_m = f_{N_2} h_{N_2} + f_{CO_2} h_{CO_2} + f_{H_2O} h_w + x f_{H_2O} l_v \quad (2)$$

$$p_s = p \frac{x f_{H_2O} / M_{H_2O}}{x f_{H_2O} / M_{H_2O} + f_{N_2} / M_{N_2} + f_{CO_2} / M_{CO_2}} \quad (3)$$

式中: dQ_i 为单位时间内向地层导热, $W; dl$ 为微元段长度, $m; dW_i$ 为单位时间内摩擦力做功, $J/s; i_s$ 为质量流量, $kg/s; \bar{h}_m$ 为第 i 微元段内多元热流体平均热焓, $kJ/kg; h_m, h_w, h_{N_2}$ 和 h_{CO_2} 分别为多元热流体、饱和蒸汽、 N_2 和 CO_2 热焓, $kJ/kg; v_m$ 为井筒内流速, $m/s; M_{H_2O}, M_{N_2}$ 和 M_{CO_2} 分别为 H_2O, N_2 和 CO_2 相对分子质量; f_{H_2O}, f_{N_2} 和 f_{CO_2} 分别为 H_2O, N_2 和 CO_2 质量分数; l_v 为汽化潜热, $kJ/kg; p_s$ 为饱和蒸汽压, $MPa; p$ 为多元热流体压力, $MPa; x$ 为蒸汽干度。

1.3 加热半径模型建立

对两相流一维渗流场作保角变换:

$$\zeta = e^{x+\ln r_w} e^{iy} = \rho e^{i\theta} \quad (4)$$

式中: x 和 y 分别为两相一维渗流场中某点坐标; r_w 为井筒半径, $m; \rho$ 为 ζ 的模; θ 为 ζ 的辐角。

第 i 微元段加热半径:

$$r_{hi} = r_w e^{x_i(S_{wf})} \quad (5)$$

式中: r_{hi} 为加热半径, $m; x_i(S_{wf})$ 为多元热流体驱前沿距井筒距离, $m; S_{wf}$ 为前沿热流体饱和度。

2 模型求解步骤

①将水平段均匀划分为 N 段,从跟端开始,由式(1)~式(3)及文献^[10]求水平段沿程压力、干度和温度变化。

②求压力、干度和温度算术平均值,根据文献^[7-8]计算热流体注汽量,根据质量守恒计算下一微元段注汽量,若下一微元段吸汽量大于管流量,则吸汽量取管流量,余下微元段吸汽量均为零。

③根据式(4)和式(5)计算微元段加热半径及平均温度、平均压力。

④重复步骤①~③,直至第 N 微元段。

3 实例应用

3.1 模型验证

渤海南堡 35-2 油田 B31H 井基本参数如表 1 所示。

表 1 基本注汽参数、地质参数和流体参数

参数	数值
跟端注汽温度/ $^{\circ}C$	338
跟端质量流量/ $(t \cdot d^{-1})$	300
渗透率/D	4.7
油层热容量/ $[kJ \cdot (m^3 \cdot ^{\circ}C)^{-1}]$	2 450
水的热膨胀系数/ $^{\circ}C^{-1}$	0.000 455
油的比热/ $[kJ \cdot (kg \cdot ^{\circ}C)^{-1}]$	2.1
氮气质量分数/%	3
二氧化碳质量分数/%	1

应用该模型计算 B31H 井水平段井筒温度和加热半径沿程分布,结果如图 1 所示。

由图 1(a)可以看出,与水平段井筒温度现场测试结果对比,计算结果平均相对误差为 0.7%。由于南堡 35-2 油田现场缺少加热半径测试结果,因此计算结果与 STARS 结果对比,平均相对误差为 0.91%,验证了该模型的准确性。另外,由图 1(b)可以看出,文献^[7]中,加热半径计算结果较小,这是因为其采用传统油藏工程方法计算加热半径,导致加热半径计算精度严重依赖热损失量计算精度,即热损失量越大,加热半径计算结果越小,误差较大,且不能描述两相实际渗流过程。

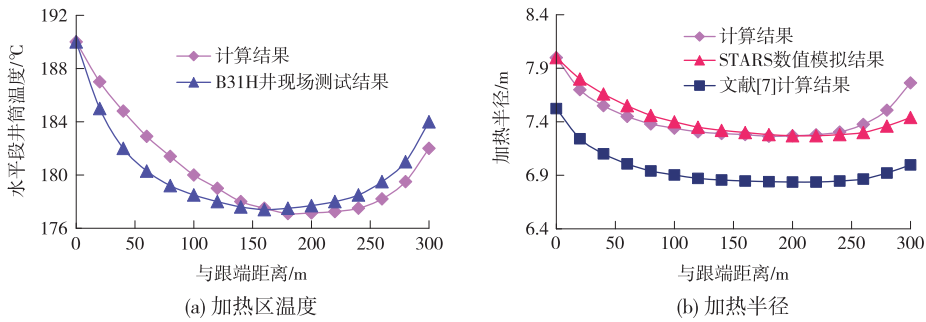


图 1 B31H 井第 1 周期水平段井筒温度及加热半径沿程分布

Fig. 1 Distribution of temperature and heated radius along the horizontal wellbore for cycle 1

3.2 多元热流体注入参数优化

3.2.1 非凝结气质量分数优选

非凝结气 N_2 、 CO_2 质量比为 3 : 1 不变, 改变非凝结气质量分数, 计算干度和加热半径沿程分布, 结果如图 2 所示。由图 2 可知, 非凝结气质量分数对干度分布影响较小; 非凝结气质量分数过高加热半

径减小。分析认为: 添加少量非凝结气能提高气体溶解降黏效果, 增加地层能量并减少热损失; 非凝结气质量分数过高时, 加热半径随非凝结气质量分数增加反而减小, 加热变差。针对 B31H 井, 最优非凝结气 N_2 质量分数为 6%, CO_2 质量分数为 2%。

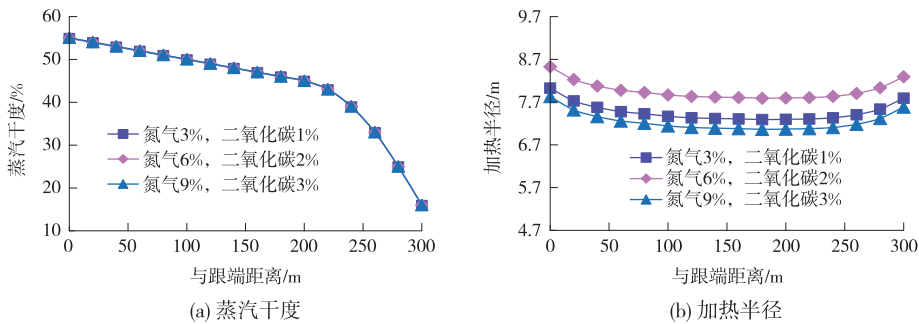


图 2 不同非凝结气质量分数下干度和加热半径沿程分布

Fig. 2 Effect of the mass fraction of non-condensing gas the profiles of steam quality and heated radius along the wellbore

3.2.2 热流体注汽速度优选

周期注汽量不变, 改变注汽速度, 计算干度和加热半径沿程分布, 结果如图 3 所示。由图 3 可知, 注汽速度越大, 热损失越小, 蒸汽干度沿程降低越小,

但加热半径基本不变。注汽速度存在临界值, 当小于 312 t/d 时, 注汽速度继续降低则在水平段井筒某处饱和蒸汽变为热水。针对 B31H 井, 最优注汽速度应大于 312 t/d。

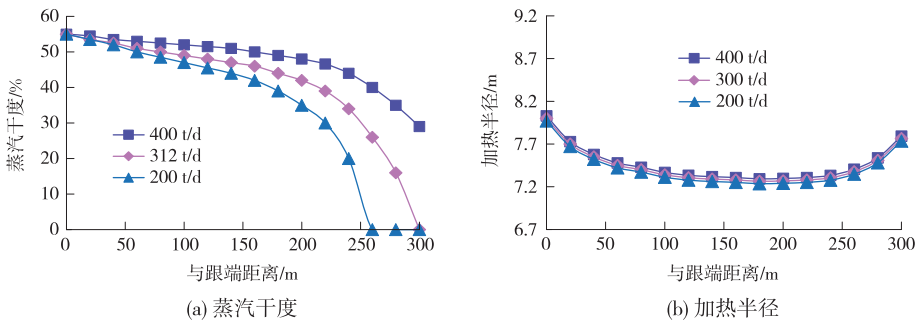


图 3 不同注汽速度下干度和加热半径沿程分布

Fig. 3 Distribution of steam quality and heated radius under different injection rate

3.2.3 周期注汽量优选

注汽速度不变, 矿场实际计算中, 需对周期注汽

量进行优化, 提高经济效益。不同周期注汽量下干度和加热半径沿程分布如图 4 所示。

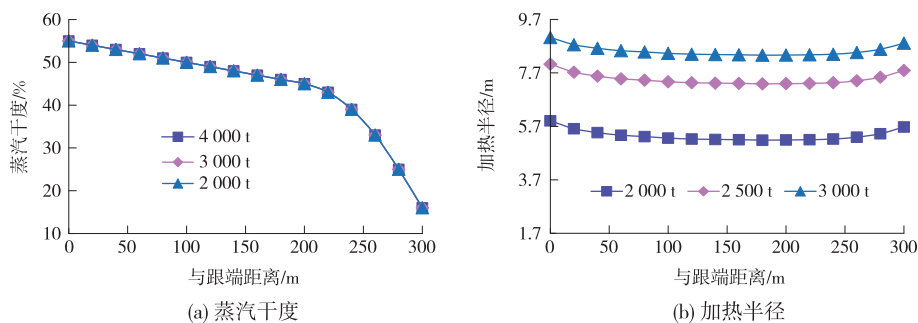


图4 不同周期注汽量下干度和加热半径沿程分布

Fig. 4 Distribution of steam quality and heated radius under different cyclic steam injection volume

由图4可以看出,周期注汽量越大,加热半径越大,但增幅变缓,蒸汽干度沿程不变。实际上,周期注汽量过高,由式(5)可知,近井含水率也会提高,并且会延长注汽时间,影响正常生产。因此,针对B31H井,最优周期注汽量为2500 t。

4 结论

(1)基于油层内两相渗流理论,利用保角变换方法,建立了更符合实际情况的加热半径沿程分布计算模型。针对B31H井的计算结果表明:水平段井筒温度及加热半径沿程分布呈“U”型。由于摒弃了粗略计算加热半径的油藏工程方法,考虑了实际两相渗流规律,因此模型计算精度较文献[7]改进较大。

(2)非凝结汽质量分数、注汽速度和周期注汽量对加热半径有一定影响。随着非凝结气质量分数增加,加热半径先增加后减小,B31H井最优非凝结汽 N_2 质量分数为6%, CO_2 质量分数为2%;随着注汽速度增加,热损失减小,B31H井注汽速度应大于312 t/d。随着周期注汽量增加,加热半径增加,但增幅变缓,B31H井最优周期注汽量应为2500 t。

参考文献

- [1] 黄颖辉,刘东,罗义科.海上多元热流体吞吐先导试验井生产规律研究[J].特种油气藏,2013,20(2):84-86,155.
- [2] 成文龙,韩冰冰.基于实际气体状态方程的多元热流体井筒传热模型[J].石油学报,2015,36(11):1402-1410.
- [3] Li Y L, Ma K Q, Liu Y X, et al. Enhance heavy oil recovery by in-situ carbon dioxide generation and application in China offshore oilfield [C]. SPE 165215, 2013.
- [4] 张伟,孙永涛,林涛,等.海上稠油多元热流体吞吐增产机理室内实验研究[J].石油化工应用,2013,32(1):34-36.
- [5] 孙逢瑞,黄世军,邹明.过热蒸汽吞吐水平井产能评价模型[J].特种油气藏,2016,23(3):122-125.
- [6] 林日亿,李魏,李兆敏,等.烟气-蒸汽辅助重力泄油模拟技术[J].中国石油大学学报(自然科学版),2012,36(5):136-140.
- [7] 黄世军,谷悦,程林松,等.多元热流体吞吐水平井热参数和加热半径计算[J].中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(4):97-102.
- [8] 孙逢瑞,邹明,李乾.特稠油过热蒸汽吞吐产能预测模型[J].北京石油化工学院学报,2016,24(1):12-16.
- [9] 孙逢瑞,黄世军,王岩,等.过热蒸汽吞吐水平井注采参数多因素正交试验研究[J].北京石油化工学院学报,2016,24(2):17-20.
- [10] 孙逢瑞,李春兰,邹明,等.过热蒸汽吞吐直井产能预测模型[J].石油化工高等学校学报,2016,29(4):25-28.
- [11] Marx J, Langenheim R N. Reservoir heating by hot fluid injection petroleum transactions [J]. AIME, 1959,216(12):312-315.