

高凝原油井筒温度场影响因素研究

姚传进¹,雷光伦¹,吴 川¹,高 达¹,蒋宝云²,刘海庆²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266555;2. 中国石化胜利油田鲁明油气勘探开发有限公司,山东东营 257000)

摘 要:高凝原油由于含蜡量高、凝固点高,井筒结蜡严重,开采效果差。根据传热学基本原理,建立了高凝原油井筒温度场数学模型,并选取了滩北油田的 4 口生产井,对影响井筒温度场的因素进行了分析。结果表明,油井产液量、体积含水率、油管导热系数和电热杆加热功率对井筒温度影响较大,生产时间对井筒温度的影响较小;油井产液量、油管导热热阻和电热杆加热功率的增加对改善井筒结蜡状况有利,而体积含水率(乳化水)的增加对井筒结蜡具有恶化作用,井筒电热杆加热存在最优的加热参数;采取增产(如提液、压裂、注水等)、原油破乳、保温油管以及井筒电热杆加热等措施,可有效改善高凝原油的流动性,实现高凝原油的正常举升。

关键词:高凝原油 井眼温度分布 数学模型 结蜡 保温油管 电加热

中图分类号:TE355.9 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)05-0074-05

Study of the Factors Impacting on Wellbore Temperature in High Pour Point Oil Production

Yao Chuanjin¹, Lei Guanglun¹, Wu Chuan¹, Gao Da¹, Jiang Baoyun², Liu Haiqing²

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266555, China; 2. Luming Oil and Gas Exploration & Development Ltd., Sinopec Shengli Oil-field, Dongying, Shandong, 257000, China)

Abstract: Due to high wax content and high freezing point of high pour point oil, wax precipitation would severely affect production. On the basis of principles of heat transfer, a mathematical model was established to calculate wellbore temperature distribution. The factors influencing wellbore temperature of four high pour point oil wells in Weibei Oilfield were analyzed. The results showed that the fluid production, water cut, tubing thermal conductivity and heating power of heating sucker rod mainly impact wellbore temperature. Production time had less impact on the wellbore temperature. So the increase of fluid production, tubing thermal resistance and electric heat power can restrain wax precipitation, while the increase of water cut(emulsified water)exacerbate wax precipitation. There exist the optimal heating parameters in electric heating. Reservoir stimulations(such as extract, fracturing, water injection, etc.), emulsion breaking, insulated tubing and shaft electric heating can effectively improve the mobility of high pour point oil and help high pour point oil lifting.

Key words: high pour point crude; wellbore temperature distribution; mathematical model; wax precipitation; thermal insulation tubing; electric heating

高凝原油的含蜡量高、凝固点高,其流动性对温度极为敏感^[1],在生产过程中经常发生抽油杆卡死、断脱、油井停产等状况。开展高凝原油井筒温度场影响因素研究,可以分析油井在不同生产条件下的井筒温度分布和结蜡深度,为采取合理的工艺措施、保证油井正常生产提供重要的理论依据。

收稿日期:2011-05-20;**改回日期:**2011-08-23。

作者简介:姚传进(1986—),男,山东齐河人,2008年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,油气田开发工程专业在读博士研究生,主要从事稠油热采及物理法采油方面的研究。

联系方式:15165283060, ycj860714@yahoo. com. cn。

基金项目:国家科技重大专项项目子课题“海上稠油高效开发新技术”(编号:2008ZX05024-002-012)资助。

1 数学模型

1.1 模型假设

为了简化井下情况,作如下假设^[2-4]:1)油井以定产量生产;2)井筒到水泥环外缘间的传热为一维稳态传热,水泥环外缘到地层间的传热为一维非稳态传热,且不考虑沿井深方向的传热;3)忽略地层导热系数沿井深方向的变化;4)井筒管柱材料、结构、尺寸、热物理性质均匀一致;5)动液面以上环空介质均匀分布,并且热物理性质不随压力下降而变化;6)地层原始温度为线性变化,地温梯度已知;7)圆筒井壁,其物理模型如图 1 所示。

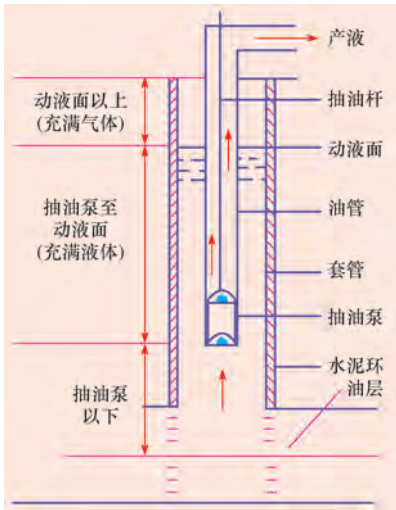


图 1 井筒结构物理模型

Fig. 1 Well structure physical model

1.2 井筒传热计算

1.2.1 井筒微元的能量平衡方程

由能量守恒定律得:

$$K(T - T_e)dl + (G_o + G_w)gd = -WdT \quad (1)$$

边界条件:

$$l = 0, T = T_0 \quad (2)$$

式中: K 为产液与地层间的导热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; T 为井筒中产液的温度, $^\circ C$; T_0 为井底油层中部温度, $^\circ C$; T_e 为地层温度, $^\circ C$; l 为从井底至井中某一深度的垂直距离, m ; G_o, G_w 分别为产出原油和水通过油管的质量流量, kg/s ; W 为水当量, $W = G_o C_o + G_w C_w$, $W/^\circ C$; C_o, C_w 分别为产出原油和水的比热容, $J/(kg \cdot ^\circ C)$; g 为重力加速度, m/s^2 ; dl 为井筒微元段长度, m 。

1.2.2 油管中心至水泥环外缘的稳态传热

由稳态传热公式得:

$$dQ = K_1(T - T_h)dl \quad (3)$$

$$K_1 = 1/R_1 \quad (4)$$

式中: T_h 为水泥环外缘处的温度, $^\circ C$; dQ 为井筒微元段的热流量, W ; K_1 为井筒到水泥环外壁间的热导率, $W/(m \cdot ^\circ C)$; R_1 为井筒到水泥环外壁单位长度上的总热阻, $(m \cdot ^\circ C)/W$ 。

热阻 R_1 包括油管内壁对流换热热阻(R_o)、油管导热热阻(R_{tub})、环空自然对流和辐射换热热阻(R_{tc})、套管导热热阻(R_{cas})和水泥环导热热阻(R_{cem})。根据圆筒壁传热原理^[5],得:

$$R_1 = \frac{1}{2\pi r_{ti} h_f} + \frac{\ln \frac{r_{to}}{r_{ti}}}{2\pi \lambda_{tub}} + \frac{1}{2\pi r_{to} (h_c + h_r)} + \frac{\ln \frac{r_{co}}{r_{ci}}}{2\pi \lambda_{cas}} + \frac{\ln \frac{r_h}{r_{co}}}{2\pi \lambda_{cem}} \quad (5)$$

式中: r_{ti} 为油管内径, m ; r_{to} 为油管外径, m ; r_{ci} 为套管内径, m ; r_{co} 为套管外径, m ; r_h 为水泥环半径, m ; h_f 为油管内壁对流换热系数, $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$; λ_{tub} 为油管的导热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; λ_{cas} 为套管的导热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; λ_{cem} 为水泥环的导热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; h_c, h_r 分别为油套环空的对流换热系数和辐射换热系数, $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ 。

1.2.3 水泥环外缘至地层的非稳态传热

当水泥环外缘温度一定时,随着时间的变化,地层中同一位置的温度逐渐升高,径向温升前缘逐渐增加^[6],地层中的非稳态导热可表示为:

$$dQ = 2\pi \lambda_e \frac{T_h - T_e}{t_D} dl \quad (6)$$

$$T_e = T_0 - ml \quad (7)$$

式中: λ_e 为地层导热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; t_D 为地层导热时间函数; m 为地温梯度, $^\circ C/m$ 。

1.3 井筒压力计算

计算井筒温度分布需要用到流体物性参数和流动参数,而流体物性参数和流动参数与压力有关,要计算井筒压力降就必须对垂直井筒动态作深入分析。国内外学者建立和发展了不同气液两相流相关式的井筒动态预测模型^[7]。Orkiszewski 相关式的计算结果比较接近实测值^[8],所以采用 Orkiszewski 的两相流动压力降计算方法求解井筒中的压力分布。

1.4 计算步骤

计算井筒温度场的具体步骤如下:1)给定井身结构及相关热物理性质参数;2)选取合适的微元段,已知微元段下端的深度 H_{in} 、温度 T_{in} 和压力 p_{in} ,假设计算段长度 Δl 、温度差 Δt 和压力差 Δp ,计算微元段上端温度 T_{out1} 、压力 p_{out1} 和深度 H_{out} ;3)计算微元段的平均温度 $\bar{T}$ 和平均压力 $\bar{p}$,并求得此时流体全部物性参数;4)计算微元段的各个换热系数和环空当量导热系数;5)计算油、套管的壁温,计算产液的水当量,将各参数代入式(1),计算微元段的上端温度 T_{out2} ;6)计算微元段相应的流型界限,并确定流动型态;7)按流型计算微元段流体的平均密度及摩擦梯度;8)计算对应于 Δh 的压力降 Δp ,从而得微元段的上端压力 $p_{out2} = p_{in} - \Delta p$;9)如果 T_{out2} 小于原油凝固点,差值计算油井结蜡深度,并输出计算结果;10)如果 $|T_{out1} - T_{out2}| <$

ϵ_1 、 $|p_{out1} - p_{out2}| < \epsilon_2$,则该微元段温度场计算完毕,进入下一微元段计算;否则,令 $\bar{T} = (T_{in} + T_{out2})/2$ 、 $\bar{p} = (p_{in} + p_{out2})/2$ 转步骤3),如此进行下去,直到计算至井口。

2 井筒温度场影响因素分析

利用建立的井筒温度场数学模型,选取潍北油田4口生产井,对影响其井筒温度场的因素进行了分析。4口生产井的井筒相关参数如下:油管 内径为 0.062 m,外径为 0.073 m,套管内径为 0.124 3 m,外径为 0.139 7 m,水泥环半径为 0.12 m,管壁导热系数为 48.85 W/(m·℃),管壁辐射系数为 0.9,水泥环导热系数为 0.35 W/(m·℃),地温梯度 0.034 7℃/m,地层热扩散系数为 0.003 5 m²/h,地层导热系数 1.745 W/(m·℃)。各井的生产参数见表1。

表 1 潍北油田 4 口生产井的基本生产参数
Table 1 Basic production parameters of 4 wells in Weibei Oilfield

井名	井深/m	动液面/m	下泵深度/m	产液量/ m ³ ·d ⁻¹	含水率, %	原油相对 密度	油层中部 温度/℃	原油凝固 点/℃
昌 66-X6 井	1 290	1 000	1 104.91	4.26	0	0.847 9	52.27	33.5
幢 3-X1 井	856	780	890.00	2.50	0	0.846 1	42.70	33.0
幢 3-X2 井	881	780	810.00	2.74	0	0.846 1	43.57	33.0
幢 3-X5 井	976	780	890.00	1.50	0.09	0.846 1	46.87	33.0

2.1 产液量对井筒温度场的影响

图2为幢3-X5井在不同产液量下的井筒温度场。幢3-X5井目前的产液量为1.5 m³/d,井口原

油温度仅为17℃,井筒结蜡点高达494.70 m,油井结蜡严重,无法正常生产;随产液量的增加,井口原油温度升高,井筒结蜡深度减小,井筒结蜡程度减轻,当产液量为34 m³/d时,井口原油温度为33.3℃,整个井筒原油温度均高于原油的凝固点33℃,说明高产液量有利于高凝原油井筒温度的保持。因此,采取提液、压裂、注水等增产措施,可有效改善井筒结蜡状况。

2.2 含水率对井筒温度场的影响

图3为昌66-X6井在不同含水率下的井筒温度场。从图3可以看出,产出液的含水率从0增至98%,井口原油温度从24.1℃增至29.1℃。

原因在于水的比热容比油大,放出相同的热量时,水降低的温度较小,即水对原油具有一定的保温效应。

由不同含水率下高凝原油特性实验^[9]可知,若产液中的水为乳化水,则产液的凝固点随含水率的

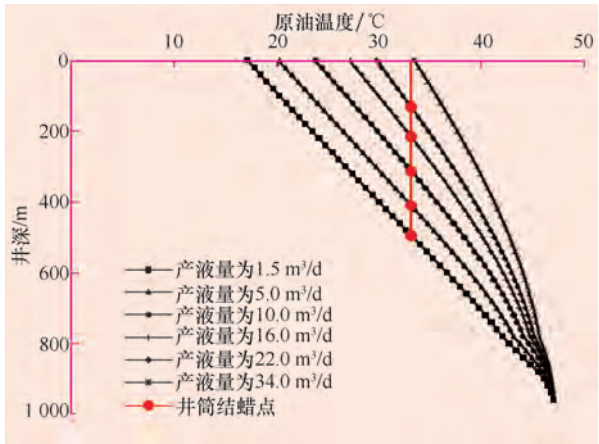


图 2 幢 3-X5 井在不同产液量下的井筒温度场
Fig. 2 Wellbore temperature curves of Well Tuan 3-X5 under different production rate

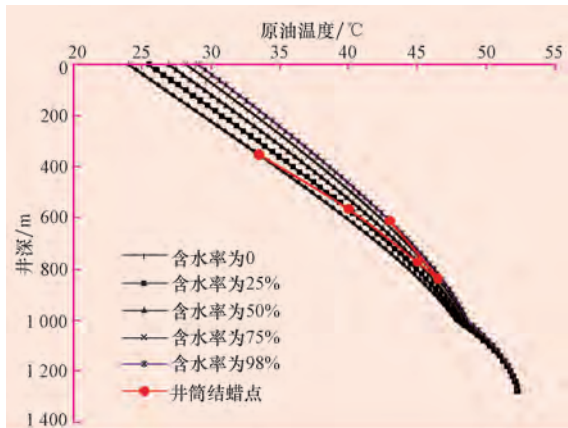


图 3 不同含水率下昌 66-X6 井的井筒温度场
Fig. 3 Wellbore temperature curves of Well Chang 66-X6 under different water-cut

增加先升高后降低,且均在含水率 70%左右出现峰值,当含水率超过 70%后,凝固点大幅下降。由图 3 可知,若产液中的水为乳化水,产出液的含水率分别为 25%,50%,75%,98%时,原油的凝固点分别为 40,45,46 和 43 °C^[9],所对应的井筒结蜡点分别为 566.40,772.70,838.10 和 612.10 m,均高于含水率为 0 时的井筒结蜡点 352.10 m,即乳化水的存在对井筒结蜡具有恶化作用。

因此,在含水(乳化水)高凝原油中加入适量破乳剂,可以防止和破坏油水乳状液的形成,使水以游离形式存在,不仅发挥水对原油的保温效应,还可以解除乳化水对井筒结蜡的恶化作用,从而改善高凝原油的流动性。

2.3 生产时间对井筒温度场的影响

图 4 为幢 3-X2 井在不同生产时间下的井筒温度场。从图 4 可以看出,受水泥环外缘至地层非稳

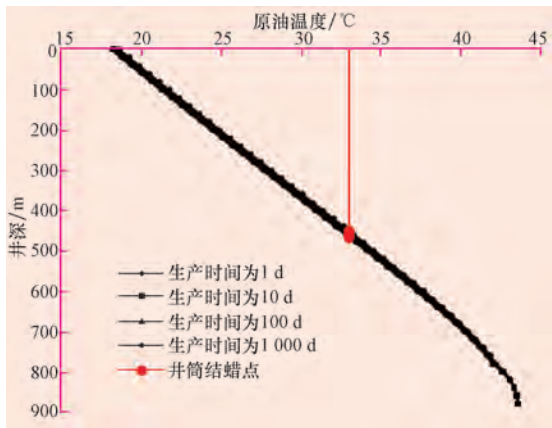


图 4 不同生产时间下幢 3-X2 井的井筒温度场
Fig. 4 Wellbore temperature curves of Well Tuan 3-X2 under different production time

态导热的影响,当油井生产时间从 1 d 增至 1 000 d 时,井口原油温度升高了 0.6 °C,井筒结蜡深度减小了 18 m。这种影响甚微,对高凝原油流动性的改善作用可忽略。

2.4 油管导热系数对井筒温度场的影响

隔热油管产品等级及其导热系数分为: A 级, 0.08~0.06 W/(m·°C); B 级, 0.06~0.04 W/(m·°C); C 级, 0.04~0.02 W/(m·°C); D 级, 0.020~0.006 W/(m·°C); E 级, 0.006~0.002 W/(m·°C)^[10]。

图 5 为幢 3-X1 井在不同油管导热系数下的井筒温度场。

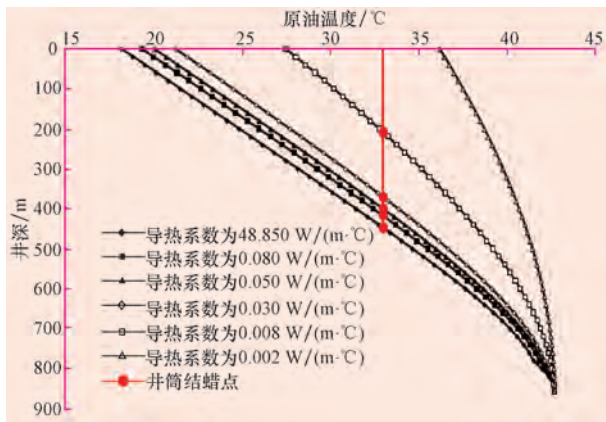


图 5 不同油管导热系数下幢 3-X1 井的井筒温度场
Fig. 5 Wellbore temperature curves of Well Tuan 3-X1 using tubing with different thermal

从图 5 可以看出,当油管的导热系数大于 0.03 W/(m·°C)时,井口原油温度和井筒结蜡深度的变化幅度不大,而当采用 D 级和 E 级隔热油管时,井口原油温度和井筒结蜡深度发生了明显变化,井筒温度分布曲线与普通油管下的井筒温度分布曲线的距离也越来越大。油井幢 3-X1 井使用导热系数为 0.002 W/(m·°C)的 E 级隔热油管时,井口温度为 37 °C,高于原油的凝固点,可实现油井的正常生产。

因此,采用较低导热系数的保温油管增加了油管的导热热阻,可有效削弱井筒传热,从而实现高凝原油的保温开采。

2.5 电热杆加热功率对井筒温度场的影响

为解决高凝原油井的井筒结蜡难题,淮北油田引进了井筒电热杆加热技术。图 6 为幢 3-X1 井在不同电热杆加热功率下的井筒温度场。

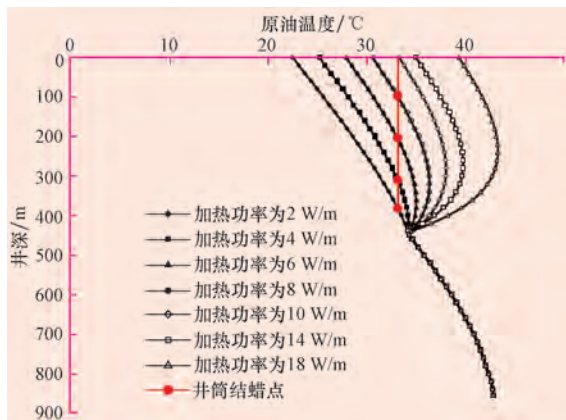


图6 不同电热杆加热功率下瞳3-X1井的井筒温度场
Fig. 6 Wellbore temperature curves of Well Tuan 3-X1 using electric rod with different heating power

从图6可以看出,在井筒加热深度为450 m情况下,井口原油温度随电热杆加热功率的增加而升高,井筒结蜡深度随电热杆加热功率的增加而减小。当电热杆加热功率为10 W/m时,整个井筒的原油温度均高于其凝固点,可实现高凝原油的正常生产;继续增大加热功率,则造成能量的浪费。

电加热是解决高凝原油井筒举升的有效方法,但需要在满足井口温度要求的前提下对电热杆加热功率进行优化,从而实现高凝原油的节能降耗开采。

3 结 论

1) 油井的产液量、含水率、油管导热系数和电热杆加热功率对井筒温度影响较大,生产时间对井筒温度的影响较小。

2) 随着油井产液量、含水率、油管导热热阻和电热杆加热功率的增加,井筒温度场均能得到有效改善,油井产液量、油管导热热阻和电热杆加热功率的增加对改善井筒结蜡状况有利,而含水率(乳化水)的升高对井筒结蜡具有恶化作用。

3) 采用增产(如提液、压裂、注水等)、原油破乳、隔热油管保温以及井筒电热杆电加热等措施,可有效改善高凝原油的流动性,实现高凝原油的正常举升。

参 考 文 献

- [1] 李星民,杨胜来,张建伟,等.高凝原油渗流中启动压力梯度及其影响因素研究[J].石油钻探技术,2009,37(5):114-117.
Li Xingmin, Yang Shenglai, Zhang Jianwei, et al. Measurement of starting pressure gradient and affecting factors in the seepage process of high-wax oil[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(5): 114-117.
- [2] 任瑛,梁金国,杨双虎,等.稠油与高凝原油热力开采问题的理论与实践[M].北京:石油工业出版社,2001:4-24.
Ren Ying, Liang Jinguo, Yang Shuanghu, et al. Theory and practice on thermal recovery problem of heavy oil and high pour point oil[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 4-24.
- [3] 张红玲,张琪,刘秋杰.水平井蒸汽吞吐生产动态研究[J].石油钻探技术,2002,30(1):56-58.
Zhang Hongling, Zhang Qi, Liu Qiujie. Study on transient performance for horizontal well with steam stimulation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2002, 30(1): 56-58.
- [4] 汪志明,张磊敏,魏建光,等.分支参数对多分支井流入及产能的影响规律研究[J].石油钻探技术,2009,37(3):83-87.
Wang Zhiming, Zhang Leimin, Wei Jianguang, et al. The effect of branch parameters on inflow performance and productivity on multilateral wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 83-87.
- [5] 戴锅生.传热学[M].2版.北京:高等教育出版社,2006:31-34.
Dai Guosheng. Heat transfer[M]. 2nd ed. Beijing: Higher Education Press, 2006: 31-34.
- [6] 刘慧卿,范玉平,赵东伟,等.热力采油技术原理与方法[M].东营:石油大学出版社,2000:30-34.
Liu Huiqing, Fan Yuping, Zhao Dongwei, et al. Principles and methods of thermal oil recovery technology[M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2000: 30-34.
- [7] 廖开贵,李颖川,杨志,等.产水气藏气液两相管流动态规律研究[J].石油学报,2009,30(4):607-612.
Liao Kaigui, Li Yingchuan, Yang Zhi, et al. Study on pressure drop models of gas-liquid two-phase pipe flow in gas reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 607-612.
- [8] 陈家琅.石油气液两相管流[M].北京:石油工业出版社,2005:27-61.
Chen Jialang. Petroleum gas-liquid two-phase pipe flow[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 27-61.
- [9] 姚传进,雷光伦,张晓,等.滩北油田高凝原油流变性研究[J].油气地质与采收率,2011,18(1):63-66.
Yao Chuanjin, Lei Guanglun, Zhang Xiao, et al. Study on rheological properties of high-pour-point oil in Weibei Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(1): 63-66.
- [10] SY/T 5324—1994 预应力隔热油管[S].
SY/T 5324—1994 Pre-stress insulated tubing[S].