

文章编号:1673-5005(2010)01-0114-04

注水井井筒中碳酸钙结垢预测

杨肖曦¹, 赵磊², 张丁涌², 谭红旗³

(1. 中国石油大学 储运与建筑工程学院, 山东 东营 257061; 2. 胜利油田 现河采油厂, 山东 东营 257068;
3. 中国石油工程建设公司, 北京 100011)

摘要:以注水井井筒为研究对象,根据注水沿井筒的流动过程与地层间的传热过程,将传热学理论和结垢预测技术相结合,考虑注水量、温度、压力、pH值以及离子质量浓度等因素对注水井井筒碳酸钙结垢的综合影响,建立注水井井筒中碳酸钙结垢预测的数学模型,并开发注水井井筒中碳酸钙结垢预测软件。运用该软件对胜利油田某一油区的注水井井筒进行结垢预测。结果表明,注水井井筒中碳酸钙结垢的预测结果与实际测试结果相符,且能预测注水井中碳酸钙垢随着时间、井深、温度、压力及水质等参数的变化情况,可为油田采取防垢、除垢措施提供依据。

关键词:结垢预测;注水井;井筒;数学模型

中图分类号:TE 985.6 **文献标志码:**A

Prediction of CaCO₃ scaling quantity in water injection wellbore

YANG Xiao-xi¹, ZHAO Lei², ZHANG Ding-yong², TAN Hong-qi³

(1. College of Transport & Storage and Civil Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;
2. Xianhe Oil Production Plant, Shengli Oilfield, Dongying 257068, China;
3. CNPC Engineering Incorporation, Beijing 100011, China)

Abstract: Taking the water injection wellbore as object, combining the heat transfer theory with the scaling prediction technology, a scaling prediction mathematical model of water injection wellbore was established according to the heat transfer process and fluid flow process of injection water along wellbore. The changes of water injection rate, temperature, pressure, pH value, ion mass concentration were also taken into consideration. The scaling prediction software of water injection well was developed. The quantity of CaCO₃ scaling in the water injection well was predicted by using the software in Shengli Oilfield. The results show that the prediction accords with the real situation. Accurate prediction of the wellbore scaling can provide basis for taking scale control and scale removal measurement in oilfield.

Key words: scaling prediction; water injection well; wellbore; mathematical model

注水是油田保持地层能量的一种有效的开发方式,但是注水井中的结垢严重影响油田的正常生产,增加油田的生产成本。现河注水井结垢情况严重,经分析结垢成分以碳酸钙为主,高达95%,含有少量的碳酸镁,腐蚀成分主要为铁的氧化物。为减缓和防止结垢,对结垢进行预测十分必要。井筒结垢的影响因素较多,主要是注入水的成垢离子质量浓度过高,以及注入深度的增加引起注入水的温度、压力、pH值等条件变化,所以注水井的定量结垢预测较为困难,国内外结垢预测仅限于注水井入口条件下或地层条件下的结垢趋势和结垢量的预测^[1-6]。

笔者考虑注水量、不同井深处温度、压力、成垢离子组成等条件的动态变化对注水井井筒结垢的影响,建立注水井井筒结垢预测的数学模型,并对注水井随注水时间在不同井深处的结垢进行预测。

1 注水井井筒结垢预测数学模型

1.1 基本假设

在对预测结果影响较小的情况下,为了方便研究井筒结垢规律,做如下假设:①地层等厚,各向同性,井筒与地层传热均匀分布于全井筒;②井筒内同一深度流体的温度、压力、pH值、离子浓度相同;③

整个井筒内表面粗糙度相同;④注入水中的悬浮物最后与垢均匀混合;⑤忽略注入水中含有的少量气体的影响。

在注入水过程中,注入水沿井筒流动过程与地层间有热量交换,并且井筒内流体的压力随着井深的增加而增加,而成垢离子的质量浓度则有可能不断下降。在预测井筒碳酸钙沉淀分布时,首先要根据注水沿井筒流动过程和与地层间的传热过程计算井筒的温度、压力和 pH 值的分布。

1.2 注水井流体温度的计算

注水井在注水的过程中,水从井口注入井底,水与地层之间因为有温差,所以注入水通过注水管壁、油套管之间的环形空间、套管壁、水泥环而至地层传热,其能量平衡方程如下:

$$k[\theta - (t_0 + ml)] dl = -Wd\theta, \quad (1)$$

其中

$$W = GC.$$

式中, θ 为注水管中注入水的温度,℃; t_0 为地表温度,℃; m 为地温梯度,通常为 0.03 ~ 0.035 ℃/m; l 为从井口至井中某一深度的垂直距离; W 为水当量; G 为注入水的质量流量比热容,kg/s; C 为注入水的比热容,J/(kg·℃); k 为从注水管中注水至地层间单位管长的传热系数,为总热阻的倒数,W/(m·℃)。

总热阻是注水管中注入水至地层各处热阻的总和:

$$\sum R_i = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_f. \quad (2)$$

其中

$$R_1 = \frac{1}{\alpha_1 \pi d_1}, R_2 = \frac{1}{2\pi\lambda_1} \ln\left(\frac{d_2}{d_1}\right),$$

$$R_3 = \frac{1}{2\pi\lambda_e} \ln\left(\frac{d_3}{d_2}\right), R_4 = \frac{1}{2\pi\lambda_2} \ln\left(\frac{d_4}{d_3}\right),$$

$$R_5 = \frac{1}{2\pi\lambda_{ce}} \ln\left(\frac{d_5}{d_4}\right), R_f = \frac{1}{2\pi\lambda_f} \left[\ln\left(\frac{2\sqrt{a\tau}}{r}\right) - 0.29 \right].$$

式中, R_1, R_2, R_3, R_4, R_5 分别为注水管内的对流换热热阻、注水管壁导热热阻、套管环形空间以导热方式处理的对流热阻、套管壁导热热阻和水泥环的导热热阻,m·℃/W; R_f 为地层热阻,这是一无界热阻,其值与加热(或冷却)的作用时间有关; λ_e 为环形空间流体的当量导热系数,按有限空间自然对流公式计算求得; r 为水泥环的外半径,m; a 为地层的导温系数或热扩散系数,m²/s; λ_f 为地层的导热系数,W/(m²·℃); τ 为加热(或冷却)作用时间,s; d_1, d_2 分别为注水管的内、外径,m; d_3, d_4 分别为套管的内、外径,m; d_5 为水泥环外径,m。

1.3 井筒流体压力分布

注入水在井筒中流动会产生摩阻压力损失 H , 表达式为

$$H = \lambda \frac{H_w v_m^2}{d_1 2g}.$$

其中

$$\lambda = \begin{cases} 64/Re_N, & Re_N \leq 2000; \\ 0.3164/\sqrt[4]{Re_N}, & 2000 < Re_N \leq \frac{59.7}{e^{8/7}}; \\ -1.811 \lg \left[\frac{6.8}{Re_N} + \left(\frac{\Delta}{3.7d_1} \right)^{1.11} \right]^{-2}, & \\ \frac{59.7}{e^{8/7}} < Re_N < \frac{665 - 765 \ln \varepsilon}{\varepsilon}; & \\ \left(2 \lg \frac{3.7d_1}{\Delta} \right)^{-2}, & Re_N \geq \frac{665 - 765 \ln \varepsilon}{\varepsilon}. \end{cases}$$

$$\varepsilon = \frac{2\Delta}{d_1}, Re_N = \frac{\rho_m v_m d_1}{\mu_m}.$$

式中, λ 为流动摩阻系数; v_m 为注水流速,m/s; H_w 为井深,m; Δ 和 ε 分别为注水管管壁的绝对粗糙度和相对粗糙度; Re_N 为流动雷诺数; ρ_m 为水的密度,m³/s; μ_m 为水的黏度,Pa·s。

设 p_0 为地面泵压,则井下压力为

$$p_w = p_0 + \rho_m g (H_w - H_\lambda) \times 10^{-6}.$$

1.4 注水井中 pH 值的计算

注水井 pH 值随注水管内水的温度和压力的变化而变化,pH 值必须由计算得出,比较通用的方法是 Oddo-Tomson 法,即

$$pH_1 = pH_2 + \Delta pH.$$

其中

$$\Delta pH = 4.05 \times 10^{-3} (\theta_d - \theta_s) + 4.58 \times 10^{-7} - 3.07 \times 10^{-5} (p_d - p_s).$$

式中, pH_1, pH_2 分别为井底环境下、地面环境下的 pH 值; θ_s, θ_d 分别为地面温度和井底温度,℃; p_d, p_s 分别为井底和地面压力,Pa。

1.5 碳酸钙结垢趋势的预测模型

Stiff 和 Davis 综合考虑了影响碳酸钙结垢的水温、压力、pH 值、盐度等因素,根据难溶盐的溶度积规则,导出了预测 CaCO₃ 结垢的饱和指数方程^[7-10],即

$$I_s = pH - pH_s = pH - K + \lg w(\text{Ca}^{2+}) + \lg [w(\text{CO}_3^{2-}) + w(\text{HCO}_3^-)]. \quad (8)$$

式中, I_s 为饱和指数;pH 为水体系实测 pH 值;pH_s 为饱和状态下的 pH 值; K 为常数,是含盐量、组成和水温的函数。 K 值由离子强度与水温的关系曲线求得。

当 $I_s < 0$ 时, CaCO_3 不结垢; $SI > 0$ 时, CaCO_3 结垢; $SI = 0$ 时, CaCO_3 处于饱和状态。

1.6 碳酸钙最大生成量的预测公式

Valone 和 Skillern 以 Texaco 方法为基础, 导出了 CaCO_3 垢最大生成量预测公式^[10] 为

$$W = \{m_1 + m_2 - [(m_1 - m_2)^2 + 4K_{sp}]^{1/2}\} / 2, \quad (9)$$

其中

$$K_{sp} = 10^{k - pH}.$$

式中, m_1, m_2 分别为碳酸钙盐的正、负离子的初始浓度, mol/L; K_{sp} 为溶度积; W 为平衡状态下的 CaCO_3 沉淀量, mol/L。

2 数学模型的求解

对于某一口注水井, 首先要取一个固定的计算步长, 根据平均日注水量、井身结构等参数计算井筒温度、井筒流体压力和 pH 值, 然后从井口开始考虑成垢离子的质量浓度变化, 计算井筒内每一段的饱和指数 I_s 和碳酸钙垢的沉淀量。图 1 为迭代法计算碳酸钙沉淀沿井深分布的程序框图。

图 1 计算碳酸钙沉淀沿井深分布的程序框图

Fig. 1 Program frame for calculation of CaCO_3 scaling distribution with well depth

3 应用实例

以胜利油田现河史深 100 油区的注水井为例, 对注入水的水质进行分析, 然后对整个井筒的结垢情况进行预测, 再与现场实际测试结果进行对比。

3.1 现河注水井参数

现河低渗透油区史 3-6-7 井于 2006 年 3 月 16 日作业, 该井日平均注水量取 30 m^3 , 3 年未动管柱,

井底 3 km 处垢的厚度为 12.42 mm。井口注水压力为 30 MPa, 井口注水温度为 $30 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

注水离子组成: Cl^- , Li^+ , Na^+ , Br^- , HCO_3^- , NH_4^+ , K^+ , SO_4^{2-} , Mg^{2+} , Ca^{2+} , OH^- , CO_3^{2-} , Sr^{2+} , Ba^{2+} ; 相应质量浓度分别为 20 948.81, 0.00, 12 816.53, 0.00, 823.71, 0.00, 48.58, 0.00, 95.56, 607.30, 0.00, 0.00, 190.95, 159.92 mg/L; 注入水矿化度为 $35\,707.35 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$, pH 值为 7.4; ρ (SS), ρ (含油), ρ (硫化物) 分别为 52.4, 1.6, 0.0 mg/L; 总 Fe 质量浓度为 16.00 mg/L; ρ (永硬度) 为 $1\,234.57 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$ 。可以看出, 现河注入水水型为 CaCl_2 型, 水中含有大量的 Ca^{2+} , HCO_3^- , 为形成碳酸钙垢提供了有利条件。

3.2 注水井井筒结垢预测结果

编制了注水井结垢趋势预测软件, 利用该软件对该注水井进行碳酸钙的结垢趋势和结垢量的预测, 并且输出碳酸钙结垢量随井深变化图及井底结垢量随时间变化图(图 2~4)。

图 2 井筒内结垢趋势随井深的变化

Fig. 2 Scaling tendency altering with well depth

从图 2 中可以看出, 井筒内的饱和指数都大于 0, 都有结垢趋势, 越到井底结垢趋势越明显, 说明碳酸钙结垢在高温高压条件下受温度影响更为明显。

垢主要沉积在井底处, 计算出井底碳酸钙的结垢量为 37.30 mg/L, 加上固体悬浮物 52.4 mg/L, 则总的沉积量为 89.7 mg/L, 现场实际测算的值是 79.8 mg/L, 相对误差为 12.40%, 比较符合实际情况。

图 3 结垢厚度随井深的变化

Fig. 3 Scaling thickness altering with well depth

计算的井底处3 a 结垢厚度为13.2 mm(图4),实际测量值为12.42 mm,相对误差为6.28%。由于水中过饱和的碳酸钙不一定全部沉积在管壁表面,所以软件计算的结垢厚度比实际测量值大,预测结果符合实际情况。另外,软件的预测精度与实际注水情况有很大关系,实际日注水均匀平稳,预测的精度就会大大提高。

图4 井底结垢厚度随时间的变化

Fig.4 Scaling thickness of bottom hole altering with time

4 结 论

(1)注水井井筒结垢预测模型可以定量预测注水量、温度、压力、水质的动态变化对注水井不同井深处结垢情况的影响。

(2)对胜利油田现河低渗透油区史3-6-7井的理论预测结果与实际结垢测试结果相符合。

参考文献:

- [1] 尹先清,伍家忠,王正良. 油田注入水碳酸钙垢结垢机理分析与结垢预测[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(3):85-87.
YIN Xian-qing, WU Jia-zhong, WANG Zheng-liang. Analysis and prediction of scaling mechanism of the CaCO_3 from oilfield injection water [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(3):85-87.
- [2] 王鑫,张玉奎,朱平生,等. 榆林油田注水井结垢及其机理研究[J]. 油田化学, 1997, 14(2):139-142.
WANG Xin, ZHANG Yu-kui, ZHU Ping-sheng, et al. A study on scale formation and scaling mechanisms in water injection wells of Yushulin oilfields in Daqing[J]. Oilfield Chemistry, 1997, 14(2):139-142.
- [3] 关德,杨寨,魏光华,等. SZ36-1油田注水系统结垢趋势预测及防垢研究[J]. 油田化学, 2001, 18(2):136-138.
GUAN De, YANG Zhai, WEI Guang-hua, et al. Predicting scaling tendency of injection waters and inhibiting measure at offshore oilfield SZ36-1[J]. Oilfield Chemistry, 2001, 18(2):136-138.
- [4] 曹宗仑,陈进富,何绍群,等. 高矿化度油田采出水中的碳酸钙结垢动力学[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2008, 32(4):132-135.
CAO Zong-lun, CHEN Jin-fu, HE Shao-qun, et al. CaCO_3 precipitation kinetics in highly mineralized oilfield produced water[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(4):132-135.
- [5] 罗明良,蒲春生. 地层无机结垢预测技术研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2001, 23(2):47-49.
LUO Ming-liang, PU Chun-sheng. Studies and application on inorganic scaling prediction technology about formation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2001, 23(2):47-49.
- [6] 贾红育,曲志浩. 注水开发油田油层结垢趋势研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 28(1):89-91.
JIA Hong-yu, QU Zhi-hao. A study on formation scaling tendency for water flooding oilfields [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 28(1):89-91.
- [7] ODDO J E, SLOAN K M, TOMSON B M. Simplified calculation of CaCO_3 saturation at high temperature and pressure in brine solution [J]. JPT, 1982, 34(12):2409-2412.
- [8] 冯国强,俞敦义,金名惠. 中原油田水碳酸钙结垢倾向预测软件及应用[J]. 油田化学, 2000, 17(3):212-214.
FENG Guo-qiang, YU Dun-yi, JIN Ming-hui. A computer software for CaCO_3 scaling tendency prediction and its application to highly mineralized produced waters in Zhongyuan oilfields [J]. Oilfield Chemistry, 2000, 17(3):212-214.
- [9] 俞敦义,冯国强,金名惠,等. 油田水系统碳酸钙结垢倾向的预测[J]. 腐蚀科学与防护技术, 1999, 11(6):360-364.
YU Dun-yi, FENG Guo-qiang, JIN Ming-hui, et al. Prediction of CaCO_3 scaling tendency in oil field water system [J]. Corrosion Science and Protection Technology, 1999, 11(6):360-364.
- [10] 肖曾利,蒲春生,时宇,等. 油田水无机结垢及预测技术研究进展[J]. 断块油气田, 2004, 11(6):76-78.
XIAO Zeng-li, PU Chun-sheng, SHI Yu, et al. Review on inorganic scaling and prediction of field water [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2004, 11(6):76-78.

(编辑 沈玉英)