

注蒸汽井套管应力的数值计算与工业应用

余中红^{*,1)} 刘大伟[†] 王立洋^{*} 郑之初^{*}

^{*}(中国科学院力学研究所工程科学部, 北京 100080) [†](辽河油田公司技术发展处, 辽宁盘锦 124010)

摘要 在注蒸汽吞吐井的井筒应力模型中引入井筒温度场, 利用 ANSYS 软件对不同约束条件下井筒的应力场进行了计算. 结果表明, 最大热应力发生在套管内壁, 超过了 N80 套管的弹性屈服极限, 最大热膨胀发生在温度过渡区. 当套管周围掏空时, 热应变远大于材料的弹性极限应变, 是诱发热采井套管变形损坏的主要原因. 为此提出了相应的套管损坏防治措施, 在油田现场采用厚壁合金钢 TP120TH 套管完井, 试验结果验证了防治措施的有效性.

关键词 蒸汽吞吐井, 套管应力场, 数值模拟, 套管变形, 现场试验

NUMERICAL SIMULATION AND INDUSTRIAL APPLICATION OF THE PRODUCTION CASING STRESS INSIDE STEAM-INJECTION WELLS

YU Zhonghong^{*,1)} LIU Dawei[†] WANG Liyang^{*} ZHENG Zhichu^{*}

^{*}(Division of Engineering Science, Institute of Mechanics, CAS, Beijing 100080, China)

[†](Technology and Development Department of Liaohe Oilfield Company, Liaoning, Panjin 124010, China)

Abstract The production casing stress inside steam-injection wells is analyzed with a casing temperature field. The commercial software, ANSYS, is used to simulate the casing stress under different conditions, and the results indicate that the highest thermal stress is at the internal wall, exceeding the elastic yield ultimate stress of N80 casing, while the maximum thermal expansion occurs in the temperature-transition area. In case that the surrounding area of casings is emptied, the thermal strain will be much higher than the elastic strain limit, and should be mainly responsible for the deformation failure of casings. Based on the results, some preventive measures for casing deformation are proposed, which are verified through the application of TP120TH casings during the well completion in Liao'he oilfield.

Key words steam-injection well, casing stress field, numerical simulation, casing deformation, field experiment

在我国石油产量中, 稠油占有的比例逐年增加. 稠油开采主要采用热力采油工艺, 包括井筒加热、热水驱、热汽驱、蒸汽吞吐和火烧油层等, 其中真正实现大规模应用的是注蒸汽法. 然而, 注蒸汽法在提高开采经济效益的同时, 也伤害了套管周围的岩层结构, 从而降低了油井的使用寿命, 甚至导致油井报废. 因此, 了解注蒸汽过程中套管的损坏原因并提出预防措施是十分重要的.

目前, 普遍认为热采井套管损坏是轴向热胀应力过高引起的^[1~3], 因此以轴向热胀应力不得超过管材屈服极限 σ_s 作为设计准则. 建立模型时, 通常将套管柱和水泥环的界面按照无接箍的圆柱面进

行处理, 计算结果只能分析距接箍处较远管体的应力水平, 而不能反映接箍附近小范围内复杂的应力状况, 因而无法解释我国注蒸汽井套管损坏现象中的许多深层次问题^[4]. 本文采用套管柱嵌入水泥环二维轴对称模型, 考虑了温度场和应力场间的耦合作用, 对井筒的热应力和热膨胀进行了数值模拟. 在此基础上提出了套管损坏防治措施, 并在 TP120TH 套管完井中得到了应用.

1 计算模型

为分析注蒸汽热采井的地层热膨胀及套管热应力状况, 必须求得井筒的温度场.

2007-06-12 收到第 1 稿, 2007-07-31 收到修改稿.

1) E-mail: yuzhh5283@163.com

1.1 温度场模型

对于均质材料，热传导方程可表示为

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + \frac{q}{K} = \frac{\rho c}{K} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1)$$

为简化计算，在求解井筒温度场时假设注汽周期内井口注汽压力保持恒定，且套管内壁的蒸汽温度仅与深度有关。

在求解温度场时，采用了图 1 所示的二维轴对称模型。根据油田实际情况，模型中套管钢级 N80，直径 178.0 mm，壁厚 8.05 mm，水泥环厚度 36.0 mm。

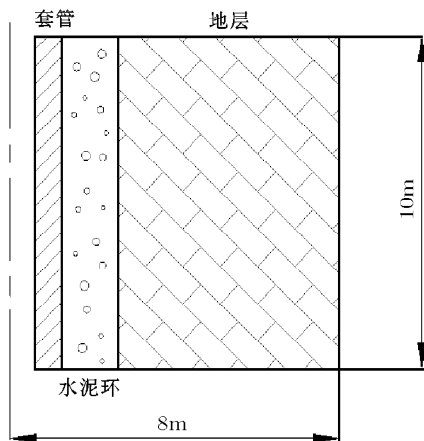


图 1 温度场计算模型

蒸汽与套管之间为对流换热，因此在套管内壁处满足

$$-k \frac{\partial T}{\partial n} \Big|_r = \alpha(T - T_f) \Big|_r \quad (2)$$

注汽开始后，油层加热区的温度在短时间内即达到稳定，因此井底温度在注汽周期内保持不变，设为 350.0°C。其他边界均为绝热边界。根据地温梯度公式得到原始地层温度 t_0 为 50.0°C。

1.2 应力场模型

采用小位移变形弹 - 塑性方程计算套管的应力和变形，即

$$\mathbf{K} \{\Delta \phi\} = \{\Delta P_i\} \quad (3)$$

$$\mathbf{K} = \mathbf{K}^{(e)} + \mathbf{K}^{(p)} + \mathbf{K}^{(ep)} \quad (4)$$

式中， $\{\Delta \phi\}$ 为节点位移向量； $\{\Delta P_i\}$ 为表面力向量； \mathbf{K} 为结构刚度； $\mathbf{K}^{(e)}$ 为弹性区刚度矩阵； $\mathbf{K}^{(p)}$ 为塑性区刚度矩阵； $\mathbf{K}^{(ep)}$ 为过渡区刚度矩阵。

热采井中套管承受的温度载荷较高，其物性参数会发生显著的改变。为计算地层和套管的热膨胀和热应力，本文通过图 2 所示的热胀性能试验装置测量了地层岩石和 N80 套管的热膨胀系数，该装置的

主体结构为密闭筒体，下部是加热炉，通过恒温器实现温度控制。筒体内装有变压器油，以调节恒压和对岩石产生围压。测试时，将岩石试件置于筒体中间，外面包设软铜皮，以密封筒内油液。精密泵的作用是给岩石孔隙内及岩石芯部腔体提供压力油，其进油量通过标尺测定。试验结果如表 1，表 2 所示。

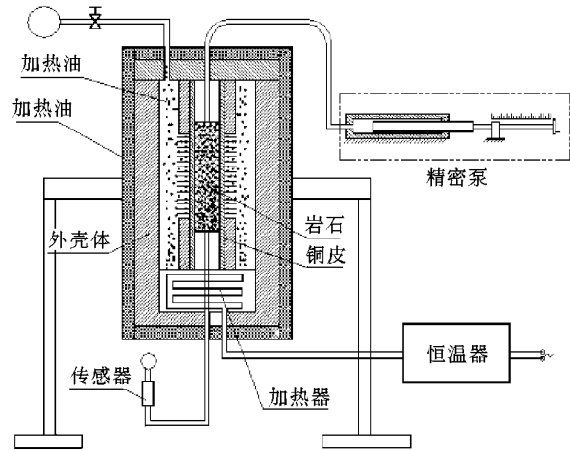


图 2 热膨胀性能试验装置

表 1 地层岩石膨胀试验结果

试验温度 /°C	泥岩样膨胀系数 / (mm/mm·°C)	岩样膨胀系数 / (mm/mm·°C)
260.0	9.970 × 10 ⁻⁶	1.11 × 10 ⁻⁵
300.0	1.004 × 10 ⁻⁵	1.14 × 10 ⁻⁵
350.0	1.015 × 10 ⁻⁵	1.19 × 10 ⁻⁵

表 2 壁厚 8.05 mm，钢级 N80 套管热膨胀系数试验结果

试验温度 /°C	热弹性模量 /MPa	屈服极限 /MPa	强度极限 /MPa	膨胀系数 (mm/mm·°C)
260.0	1.772 × 10 ⁵	509.0	685.6	8.72 × 10 ⁻⁶
300.0	1.66 × 10 ⁵	491.0	679.1	10.36 × 10 ⁻⁶
350.0	1.52 × 10 ⁵	468.5	671.0	12.43 × 10 ⁻⁶

2 结果和分析

2.1 井筒温度场

套管表面对流系数 $\alpha = 10.0 \text{ kw/m}^2 \cdot \text{°C}$ ，蒸汽介质温度 $t_f = 350.0 \text{°C}$ 。图 3 为注汽周期 10 d，14 d 和 20 d 情况下注汽结束后的井筒径向温度分布曲线，其中套管内壁处的蒸汽压力为 12.5 MPa，日注汽量为 150.0 t。随着注汽周期的增加，在同一井筒半径处温度有所上升，温度场影响范围逐渐扩大。

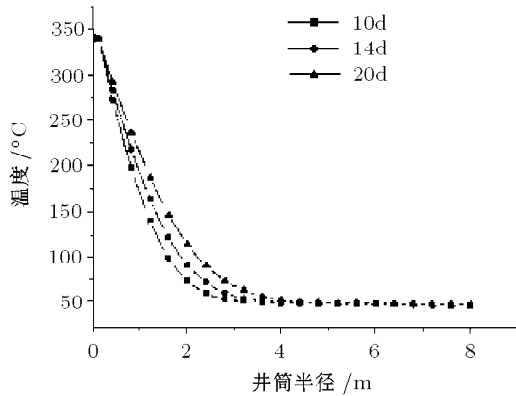


图 3 井筒径向温度分布

2.2 原始地层的热膨胀和热应力

为分析注热蒸汽套管及地层热膨胀和热应力，需要确定原始地层的热膨胀和热应力。设地层初始温度为 50.0°C，计算得到的 Mises 应力和热膨胀如图 4，图 5 所示。井筒最大热应力出现在套管内壁处，达到了 91.4MPa，最大热膨胀为 0.119mm。

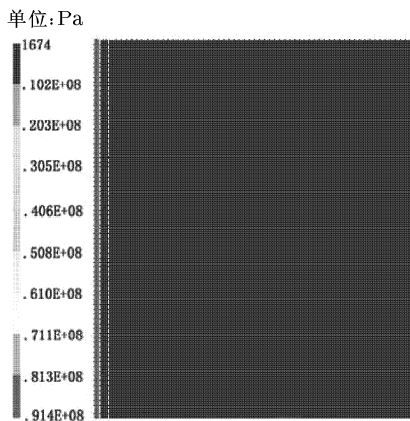


图 4 地层 Mises 应力云图

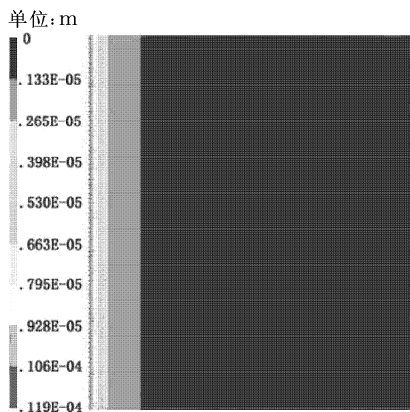


图 5 地层热膨胀云图

2.3 焖井中井筒的热膨胀及热应力

生产中经常需要焖井以扩大地层的有效加热面积，为此本文计算了不同焖井时间下温度场产生的

热膨胀及热应力。以注汽油层厚度 10.0m，注汽时间 14d，加热半径 9.6m 为例，焖井时间 2d，5d 和 7d 时井筒的热膨胀和热应力如表 3 所示。

表 3 不同焖井时间下井筒的热膨胀及热应力

焖井时间 /d	套管最大 Mises 应力 /MPa	地层最大热膨胀 /mm
2	549.0	13.973
5	534.0	12.781
7	532.0	12.589

不同焖井时间下，地层中热应力在径向上的变化曲线如图 6 所示。可以看出，焖井过程中最大热应力出现在套管内壁处，超过了 N80 套管的热弹性屈服极限，最大热膨胀发生在温度过渡区域。焖井时间增加后，热应力和热膨胀的最大值有所下降。在套管内壁附近处井筒热应力随井筒半径增加而急剧下降，在温度变化过渡区内有所增加后又呈缓慢下降趋势。

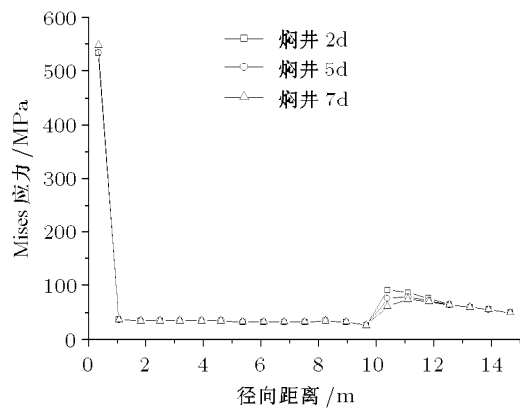


图 6 地层热应力的径向分布曲线

2.4 水泥环掏空时套管的热应力与热变形

为防止热膨胀造成的套管变形损坏，在热采井套管固注水泥时要将水泥返至井口位置。若固井质量不好，如水泥未充满管外间隙、未冲洗掉局部钻井液或者水泥浆不均匀等，则未固结的套管和水泥环之间就可能形成空穴。此外，地层热应力作用诱发油层出砂也会引起空洞。这些空穴或空洞会加剧水泥环的破坏，使套管出现局部热应力集中。

为分析中间段掏空时套管的热应力和热膨胀状况，在图 1 计算模型的基础上假设中间有 0.5m 管段由于掏空而成为自由边界，两端仍被水泥环固定。设注汽温度 300.0°C，注汽压力 16.2MPa，计算得到套管与水泥环的 Mises 应力和热膨胀如图 7，图 8 所示，其中 x 轴沿套管轴线方向。

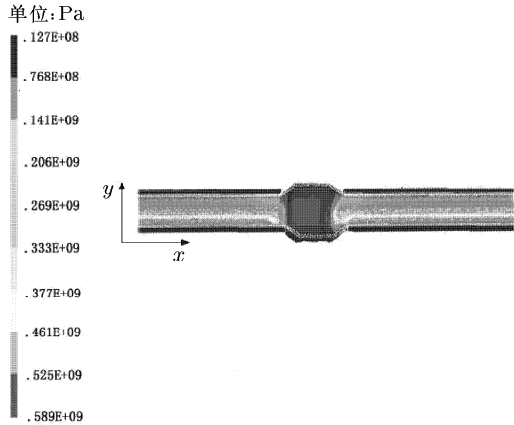


图 7 套管 Mises 应力云图

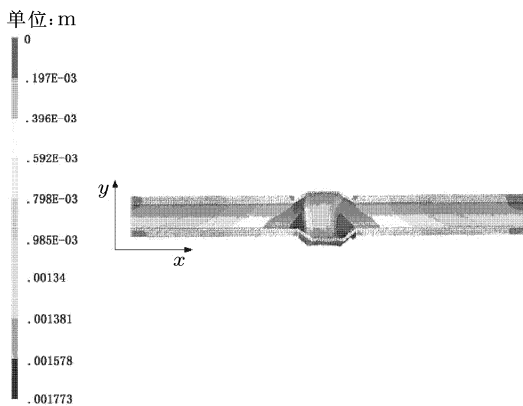


图 8 套管热膨胀变形云图

套管与水泥环的最大 Mises 应力出现在套管内壁处，为 589.0MPa。应力从套管内壁到外壁逐渐减小，在外壁处降至 562.0MPa。掏空段由于失去约束，在热载荷作用下出现了明显变形，最大膨胀量 1.775mm，径向应变值为 2.0%，远大于材料在弹性极限处的应变值 0.3%。此时，周向塑性变形不大，因此不会危及套管柱的安全。但是，如果井底温度继续升高，则塑性变形可能会导致套管损坏。此外，由于注汽吞吐的特殊性，在高温下掏空处的套管易发生塑性疲劳，加剧了套管的应力腐蚀。因此，套管周围掏空是诱发热采井套管变形损坏的主要原因。

2.5 套管损坏的防治措施

基于上述研究，本文提出的热采井套管损坏防治措施如下：

- (1) 采用预应力套管完井方法，且预拉应力要达到耐高温的要求；
- (2) 为保证固井质量，要求注蒸汽固井水泥具有良好的热物理性，即高温下有较高的压缩强度、抗拉强度，以及与钢管的黏结强度、低渗透率和导热系数；

(3) 在生产过程中，通过加装套管伸缩器、橡胶缓冲垫等对水泥环进行保护，同时进行早期防砂，降低油层除砂亏空对水泥环和套管变形的影响；

(4) 在注蒸汽过程中，尽量采用高质量的井筒隔热技术，降低管段局部受到的热应力；

3 现场试验

曙一区超稠油油田采用蒸汽吞吐方式进行开采，油藏埋深 650.0 ~ 1100.0m，注汽压力 13.0 ~ 16.0MPa，蒸汽温度 330.0°C~ 350.0°C，注汽量 $2.0 \times 10^3 \text{t} \sim 3.0 \times 10^3 \text{t}$ /周期。初期全部采用 N80 套管完井，套管变形问题比较严重，后期相继采用了 P110 套管、TP100H 套管和 TP100H+ 地锚方式完井，但套管变形比例仍然较高。

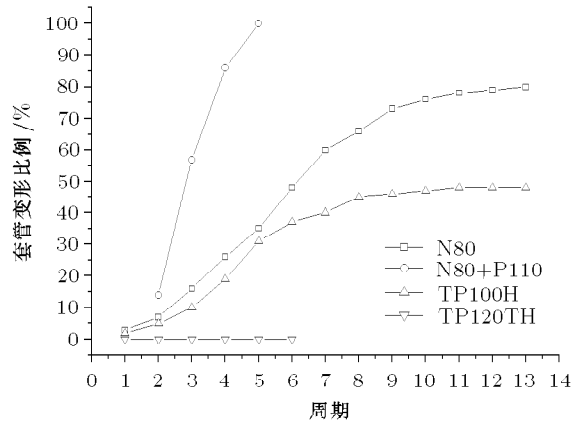


图 9 套管变形比例

通过本文的研究，在现场将套管壁厚由 9.2mm 增至 17.2mm，钢级提高为 TP120TH，共在 11 口井内开展了完井先导试验。试验期间，TP120TH 套管的平均轮次为 5.8。图 9 为套管损坏（主要是套管变形）的统计结果。随着注汽周期的增加，TP120TH 套管没有出现套管变形的情况，表明 TP120TH 套管适合注蒸汽吞吐井的生产。

4 结论

- (1) 蒸汽对套管热应力的影响显著，容易导致套管内壁因热应力超过弹性极限而发生塑性周向变形。
- (2) 注汽加热和焖井过程中，最大热应力发生在套管内壁位置，随径向距离的增大而逐渐降低，在温度过渡区域又有所增加。最大热膨胀发生在温度过渡区域。
- (3) 套管周围掏空时，套管内、外壁的应力值相差很小。当内壁进入屈服时，外壁也接近屈服。套管

热膨胀变形明显, 远超过材料达到弹性极限时的应变, 是诱发热采井套管变形损坏的主要原因。

(4) 现场试验表明, 注蒸汽吞吐井油层段采用厚壁合金钢 TP120TH 套管完井具有较好的效果, 适合注蒸汽吞吐井的生产。

参 考 文 献

- 1 Willhite GP. Design criteria for completion of steam injection wells. *JPT*, 1967, 19(1): 5~21
- 2 Holliday GH. Calculation of allowable maximum casing temperature to prevent tension failures in thermal wells. ASME Paper, 1969
- 3 张允真, 贾忠慧, 朱翠娥等. 注蒸汽井的温度场及其套管的热应力. *石油钻采工艺*, 1992, 14(4): 59~63 (Zhang Yunzhen, Jia Zhonghui, Zhu Cuie, et al. Temperature field of steam-injection well and thermal stress of its casings. *Oil Drilling & Production Technology*, 1992, 14(4): 59~63(in Chinese))
- 4 崔孝秉, 曹玲, 张宏等. 注蒸汽热采井套管损坏机理研究. *石油大学学报 (自然科学版)*, 1997, 21(3): 57~64 (Cui Xiaobing, Cao Ling, Zhang Hong, et al. A study on casing damage mechanism of thermal recovery wells. *Journal of China University of Petroleum*, 1997, 21(3): 57~64 (in Chinese))