

影响高压注气管柱变形的主要因素及计算方法

曲占庆 董长银 张 琪
(石油大学, 山东东营 257062)

摘要 封隔器解封和管柱永久变形是混相驱油田高压注气过程中遇到的问题之一。高压注气作业过程中温度和压力的剧烈变化引起管柱伸缩或受力变化,其主要影响因素有:温度变化引起的温胀效应;压力变化引起的膨胀、活塞和螺旋弯曲效应。在前人研究的基础上给出了复合管柱的各种计算模型。初始力是预防管柱损坏的可操作性重要因素,它和管柱各种受力及应力之间有密切关系,对此做了定量分析。研究结果对矿场作业具有一定指导意义。

主题词 高压 注气 管柱 温度 变形 计算方法 影响 分析

作者简介 曲占庆,1963 年生。1986 年毕业于华东石油学院,1999 年获油气田开发专业硕士学位,讲师。董长银,1976 年生。1998 年毕业于石油大学石油工程专业,现为油气田开发专业硕士研究生。

油田注气及水气交替混相驱开采过程中,注气前后压力和温度变化很易引起封隔器解封和管柱损坏等,因此有必要对造成管柱损坏的因素进行分析计算,为管柱设计及生产参数调整提供依据。

注气前为初始状态,正进行注气为终了状态,管柱的损坏最易发生在这两个状态之间。井筒温度和压力发生大的变化时可能引起两种情况:(1)若油管在封隔器中可自由移动,油管则会伸缩,伸缩量超出封隔器密封长度时将引起封隔器解封;(2)若油管在封隔器中不能自由移动,封隔器和油管之间就会产生力的作用,从而影响到其它一系列管柱受力。如果这些力超出管柱最大负荷,将导致封隔器损坏或管柱永久变形破坏。温度变化会引起温胀效应;压力变化导致膨胀、活塞和螺旋弯曲效应;还有初始力影响。

实际作业中,为防止油管发生螺旋弯曲或其它变形破坏,常用一个初始力(松弛力或提拉力)作用于油管,这是人为预防管柱损坏的有效措施之一。初始力直接影响管柱受力,根据它们之间的定量关系可确定最佳初始力。

一、热作用力

大量的气体注入使井筒温度分布发生改变,这将引起管柱伸缩,即温胀效应。井筒中流动气柱温度分布用 Ramey 模型。总的能量方程为

$$dH + \frac{gdh}{g_cJ} + \frac{u du}{g_cJ} = dQ - \frac{dw_f}{J}$$

方程的解为

$$T(h, t) = T_0 + g_T h - A \left[g_T + \frac{1}{778C_g} \right] + \left[T_h - T_0 + A \left[g_T + \frac{1}{778C_g} \right] \right] e^{-\frac{h}{A}} \tag{1}$$

有关参数的含义及计算见参考文献^[3]。
温胀效应引起的管柱长度变化 ΔL_1 可由热膨胀系数及温度变化等参数计算得到。

二、压力作用

初始状态时管柱内及环空中为静止液柱,注气时管柱内为高压流动气柱,管柱内外压差发生较大变化。根据不同的作用机理,压力变化在以下方面引起管柱伸缩。

1. 活塞效应 油套环空和油管内部的压力变化作用在面积不同的截面上,使油管封隔器处受到的压差力(即活塞力)发生变化(见图 1)

$$\Delta F_a = \Delta P_i(A_p - A_i) - \Delta P_o(A_p - A_o) \tag{2}$$

由胡克定律,其形变量为

$$\Delta L_2 = - \frac{L_o \Delta F_a}{EA_s} \tag{3}$$

式中, L_o 为计算管段的原始长度; A_p 为封隔器密封胶筒中心管截面积; A_i 、 A_o 为油管内、外径截面积; A_s 为油管壁截面积; ΔP_i 、 ΔP_o 为封隔器处的油管、环

空压力变化; E 为杨氏模量。

对于伸缩量, 正值为伸长, 负值为压缩; 对于力, 正值为压缩力, 负值为拉伸力。所以式(3)中出现负号。对于复合油管柱, 油管变径处的截面差也会产生活塞力的变化(见图 1)。

$$\Delta F_{a(i)} = \Delta P_{o(i)} (A_{o(i)} - A_{o(i-1)}) - \Delta P_{i(i)} (A_{i(i)} - A_{i(i-1)}) \quad (4)$$

对第 i 级管柱, 其活塞力为封隔器处的活塞力与油管变径处的活塞力($F_{a(2)}$)之和。

累加各级管柱的形变量得由活塞效应引起的总形变量。

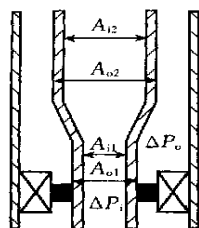


图 1 封隔器活塞力

2. 膨径效应 油管内部加压和有流体流动时, 管柱本身受径向力作用引起径向膨胀使长度变短。膨径效应与管柱内是否有流体流动有关, 有流体流动时产生摩阻, 减小了管柱内压力, 从而减缓了膨径效应。膨径效应引起的管柱长度变化可表示为

$$\Delta L_3 = - \frac{2vL_0}{E} \frac{\Delta P_i - R^2 \Delta P_o}{R^2 - 1} - \frac{vL_0^2}{E} \frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_o - [(1 + 2v)/2v] Bata}{R^2 - 1} \quad (5)$$

式中, R 为管柱外内径比; $\Delta \rho_i$ 、 $\Delta \rho_o$ 为管柱内、外流体密度变化; v 为管柱材料的泊松比; $Bata$ 为流动引起的单位长度压降, 静气柱 $Bata = 0$, 流动气柱 $Bata > 0$ 。

3. 螺旋弯曲效应 管柱自由地悬挂在没有流体的套管中, 若有一个力向上作用在其底部, 这个力超出某一值, 管柱将出现螺旋弯曲。而实际情况是, 由于管柱内压高于外压, 油管内外壁受力不一致, 管体发生自然卷曲, 相当于管柱底部受到力的作用, 称之为虚拟力, 其变化量为作用截面积与内外压力变化差值的乘积。

对复合管柱, 各级管柱底部的虚拟力不是一个常数, 应该用封隔器处虚拟力减去下部所有管柱在液体中的总重量。

管柱上不受压缩也不受拉伸力的点称为螺旋中

和点。在中和点下面, 管柱呈螺旋弯曲状态。从管柱底部到中和点的距离 n 为

$$n = F/W \quad (6)$$

W 为管柱在流体介质中的单位长度重量。如果 n 不在第一级管柱上, 可用下式进行第二级计算

$$n = \frac{F_i - L_1 W_1}{W_2} + L_1 \quad (7)$$

如果 n 大于整个管柱, 则中和点位于井口之上。受螺旋弯曲影响的管柱伸缩量分两种情况计算:

(1) 中和点在整个管柱内。由螺旋弯曲产生的管柱长度变化为

$$\Delta L_4 = - \frac{r^2 \Delta F_i^2}{8EIW} \quad (8)$$

式中, r 为套管和油管间径向间隙; I 为油管界面惯量。

(2) 中和点在整个管柱上方。此时, 式(8)计算出的形变量有一部分不存在, 需对其进行修正

$$\Delta L_4 = - \frac{L}{E(A_o - A_i)} \Delta F_i - \frac{r^2}{8EIW} \Delta F_i^2 \left[\frac{9 \cdot 8LW}{F_i} \left(2 - \frac{9 \cdot 8LW}{F_i} \right) \right] \quad (9)$$

对复合管柱, 分级计算之后相加即得总形变量。

假设管柱在封隔器中可自由移动, 油管在初始和终了状态之间总伸缩量为以上各因素影响的伸缩量的代数和 ΔL_5 。实际上管柱常常不能自由移动, 以上可自由移动的假设是求出自由伸缩量后可方便地反求管柱的各种受力。

三、初始力

1. 初始力与最终形变量的关系 施加初始力 F_s 一般发生在初始状态。封隔器坐封后又下加一初始力, 应计算在此初始力下的管柱伸缩量 ΔL_s , 并在最终伸缩量中扣除这一项

$$\Delta L = \Delta L_5 - \Delta L_s \quad (10)$$

F_s 和 ΔL_s 的关系除胡克定律外, 当 F_s 为压缩力时, 还有螺旋弯曲存在。

初始力上提, $F_s < 0$

$$\Delta L_s = - \frac{LF_s}{E(A_o - A_i)}$$

初始力松弛, $F_s > 0$

$$\Delta L_s = - \frac{LF_s}{E(A_o - A_i)} - \frac{r^2 F_s^2}{8EIW \times 9.8} \quad (11)$$

由初始力 F_s 求出 ΔL_s , 再求出 ΔL 可绘制 F_s - ΔL 曲线。

2. 由初始力和自由伸缩量求油管与封隔器之间的作用力 如果封隔器将管柱固定, 以上计算的管柱伸缩量并不存在, 等效为管柱和封隔器之间的作用力 F_p (对应产生形变 ΔL_p) 与由于流体流动和内外压差引起的虚拟力 F_f (产生形变 ΔL_0)。根据式 (11) 所示的 F 和 ΔL 的关系, F_p 由下式给出

$$F_p = \frac{-A \pm \sqrt{A^2 + 4B(\Delta L_p + \Delta L_0)}}{2B} \tag{12}$$

$$A = -\frac{L}{E(A_o - A_i)} \quad B = -\frac{r^2}{8EIW} \tag{13}$$

3. 由封隔器力求其它受力 管柱底部实际受力由压力和封隔器力共同引起: $F_a^* = F_a + F_p$; 考虑封隔器力, 产生螺旋弯曲的虚拟力 F_f 也发生了改变: $F_f^* = F_f + F_p$; 管柱地面负荷 $F_{ts} = F_a^* - 9.8LW$ 。

4. 初始力与应力关系 高压注气管柱发生螺旋弯曲时, 应力情况更复杂。除受弯曲应力外, 还有纵向应力、切线应力和径向应力。压力在管柱内壁产生最大应力; 弯曲在外壁产生最大应力。当压力和螺旋弯曲都存在时, 屈服只可能出现在内壁或外壁上。因此, 要保证在温度压力条件发生改变后不发生永久性形变, 就必须满足下列条件

$$\sigma_a = \frac{D_{to} r}{4I} F_f^* \quad \sigma_b = \frac{F_a^*}{A_o - A_i} \tag{14}$$

$$s_o = \sqrt{3 \left[\frac{P_i - P_o}{R^2 - 1} \right]^2 + \left[\frac{P_i - R^2 P_o}{R^2 - 1} + \sigma_a \pm \sigma_b \right]^2} \tag{15}$$

$$s_i = \sqrt{3 \left[\frac{R^2(P_i - P_o)}{R^2 - 1} \right]^2 + \left[\frac{P_i - R^2 P_o}{R^2 - 1} + \sigma_a \pm \frac{\sigma_b}{R} \right]^2} \tag{16}$$

上述公式中的+、-号选择要以得出 s_o 、 s_i 的最大值为准。由不同的初始力可计算出相应的应力值并绘制关系曲线。

四、计算实例

葡北油田 PB103 井井深 3600m, 地温梯度 2.26 /100m, 注气压力 35MPa, 井口注气温度 40 , 注气比重 0.6887, 注气量 $19 \times 10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ 。用以上模型按已注气一个月计算得初始状态与终了状态之间管柱自由伸缩量(假设管柱可自由移动, 不考虑初始力)见下表。

实际上管柱并未完全发生这些移动, 因封隔器和管柱连接, 伸缩量转化为力的作用变化。预加初始力或有膨胀伸缩短节存在可减缓这种作用。

管柱自由伸缩量表

温膨效应/m	- 0.122
活塞效应/m	- 1.115
膨径效应/m	- 1.209
螺旋弯曲/m	- 1.136
总伸缩量/m	- 3.582
螺旋中和点/m	- 1167.04

计算得到的终了状态下初始力与管柱底部各种受力的关系曲线见图2。当初始力为负值, 即在井口对油管施加拉伸力时, 井底封隔器受到拉力; 随着拉伸力逐渐减小, 初始力由拉伸力变为松弛力, 封隔器逐渐由受拉变为受压。由图2可看出, 要使封隔器力较小, 必须加大初始力, 即给油管施加较大的松弛力。这就是实际作业中经常“放油管压重”的原因。当松弛力约 150kN 时, 管柱与封隔器之间的力接近于零。其它各种力之间的关系类似。根据各种力之间的关系及实际作业需要, 可确定最佳初始力。

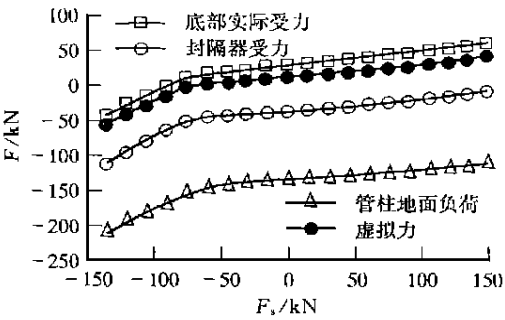


图2 初始力与管柱的受力关系

通过计算还可得到管柱底部的应力与初始力之间的关系曲线如图3所示。估计了初始力之后, 应力曲线可在选择管柱材料时作为参考。

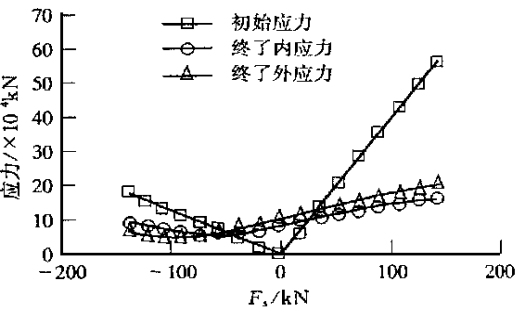


图3 初始力与管柱底部应力关系

五、结论

1. 研究了温膨效应、活塞效应、膨径效应、螺旋弯曲及初始力对高压注气管柱伸缩和受力的影响,

(6) 的曲线做在同一张图上, 如图 5 所示。从图中可看出在 B 点的左侧有较高的泵效, 在 C 点的右侧, 地层有较大的渗流量, 所以 $ABCD$ 为该井合理的工作区域。 C 、 B 两点所对应的时间分别为 $1h$ 和 $3h$, 即 $t_1 = 1h$ 、 $t_2 = 3h$ 。所以该井合理的泵抽时间为: $t = t_2 - t_1 = 2h$ 。

3. 液面恢复时间的确定 在图 2 中找到 t_1 、 t_2 所对应的沉没度 h_1 、 h_2 , 从图中可看出: $h_1 = 920m$, $h_2 = 600m$ 。在图 4 的沉没度曲线上找到沉没度 h_1 、 h_2 所对应的时间 t_3 、 t_4 , 由做图得: $t_3 = 30h$, $t_4 = 60h$ 。则该井的实际恢复时间为 $t = t_4 - t_3 = 30h$ 。

这样, 就完整地确定了该井的合理间抽制度, 其泵抽时间为 $2h$, 泵抽期间沉没度的变化范围为 $600 \sim 920m$, 恢复时间为 $30h$ 。

五、结论

1. 泵抽产量随时间变化曲线是 1 条双平台曲

线, 当泵抽开始和若干时间后, 泵抽产量较为稳定, 中间段变化较大。

2. 地层渗流的流量曲线是 1 条单平台曲线, 当泵抽时间大于一定数值时, 地层的渗流流量趋于平稳, 其渐进线为 $q = q_{max}$ 。

3. 间抽井确实存在着一个“高产”、“高效”区域。

4. 间抽制度能否体现高产高效的原则, 不但与泵抽时间有关, 而且与恢复时间有关。

参 考 文 献

- 1 秦增煌. 电工学(上册)(第 4 版). 北京: 高等教育出版社, 1990—05
- 2 Vogel J V. Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells. Trans. AIME, 1968

(收稿日期 1999-08-24)

编辑 郑秀娟

(上接第 55 页)

并给出了计算方法。研究结果对矿场作业有一定指导意义。

2. 在管柱各种受力和初始力之间建立了定量关系, 依此可确定最佳初始力。

3. 高压注气作业前给油管施加松弛力可减缓封隔器与油管之间的作用力, 以预防管柱损坏。

4. 本文的计算方法对高压注入作业(如压裂、注蒸汽、注水和注空气驱油等)的管柱设计计算具有一定的实用价值。

参 考 文 献

- 1 Lubinski A, Althouse W S, Logan J L. Helical

Buckling of Tubing Sealed in Packers. JPT, 1962-06

- 2 Lubinski A, Bleakarn K A. Buckling of Tubing in Pumping Wells, Its Effects and Means for Controlling It. Trans., AIME, 1957: 210

- 3 Ramey H J. Wellbore Heat Transmission. SPE, 1962: 427~433

- 4 王鸿勋, 张琪. 采油工艺原理. 北京: 石油工业出版社, 1989

(收稿日期 1999-04-22)

(修改稿收到日期 1999-12-24)

编辑 姚晓喻

(上接第 68 页)

设计和制造是成功的; 同时还证明电潜螺杆泵采油系统克服了地面驱螺杆泵采油系统的主要缺点。

参 考 文 献

- 1 万邦烈编著. 单螺杆式水力机械. 山东东营: 石油大学出版社, 1993

- 2 万仁溥, 罗英俊主编. 采油技术手册(第四分册). 北京: 石油工业出版社, 1993

- 3 机械设计手册. 北京: 机械工业出版社, 1992

(收稿日期 1999-03-15)

(修改稿收到日期 1999-11-17)

编辑 姚晓喻

Subject heading horizontal well borehole pressure drop well performance model prediction

RESEARCH AND APPLICATION OF SEPARATE LAYER WATER INJECTION TECHNOLOGY IN DIRECTIONAL WELL

by Shi Jianshe, Gu Chunyuan, Jiang Jiansheng, Tao Xiaoling, Feng Enshan

Abstract Considering the status of separate layer water injection in directional well, the injection tools and pipe string are developed and collocated reasonably. The use of JSY341-115 slant-hole packer and hydraulic centralizer in the separate injection pipe string has solved the non-centered problem of packing element of the conventional packer in the slant hole or in the horizontal well. The use of hydraulic pulling and running principle in the operation of nozzle of water injection mandrel has solved the technical problem of difficult pulling and running of nozzle in the directional well. The anchoring or set to the artificial bottom hole of the separate injection pipe string has solved the creep of the pipe string resulted from the unstable water injection pressure. The test of the actual working condition of individual layer, that is, the test of water injection amount and pressure of individual layer, has been realized by means of separate layer test.

Subject heading directional well separate layer water injection tool test technology

AN IMPORTANT METHOD FOR EXTENDING THE SERVICE LIFE OF CASING IN LONGDONG UNIT: INCREASE ITS THICKNESS

by Hu Wenrui, Liu Hailang, Zhang Fengkui, Gong Wei'an

Abstract Based on the investigation and analysis to the corrosive perforation period of casing with different wall thickness completed in 1970's in the same block of Maling field of Longdong unit, Changqing Oilfield, this paper presents the conception of "basic wall thickness" used in the corrosive perforation of casing, theoretically analyzes and predicts the service life of thick casing, evaluates 3 methods for delaying the corrosion in the casing, and points out that the input/output ratio is the highest if the wall of the casing is thickened in the Longdong unit of Changqing Oilfield. The method of thickening the casing wall has been applied in some adjustment wells and renewed wells in Longdong unit. This is the test firstly conducted at home for extending the service life of the casing by thickening its wall.

Subject heading increase casing thickness corrosion control method prediction analysis economic evaluation

MAIN FACTORS OF CAUSING HIGH PRESSURE GAS INJECTION PIPE STRING DEFORM AND THE CALCULATION METHOD

by Qu Zhanqing, Dong Changyin, Zhang Qi

Abstract One of the main problems encountered in the course of high pressure gas injection in the miscible flood oilfield is the free from setting of packer and the permanent deforming of pipe string. During the high pressure gas injection, the exquisite variation of the temperature and pressure causes the pipe string flexing or results in the change of force exerted on it. This paper presents the main influential factors: swelling effect caused by the variation of temperature; the effect of diameter swelling, plunger and spiral bending caused by the variation of pressure; and the influence of the initial force. This paper presents models for calculating the complex pipe string based on previous study. This paper points out that the initial force is the important operable factors for preventing the pipe string from damaging, and it is closely related to the force and stress exerted on the pipe string.

Subject heading high pressure gas injection pipe string temperature pressure influence

HEATING WELLBORE: USE COILED TUBING/HOLLOW ROD TO CIRCULATE THE HEAT CONDUCTION MEDIA

by Liu Liming, Li Yongyong

Abstract This paper presents a technology of producing heavy oil by means of heating wellbore. The circulating system of the heat conduction media used to heat the fluid in the tubing is composed of coiled tubing and hollow rod, and the heating of the fluid can effectively reduce the resistance to flow. This paper studies the heat transfer of 2 heat conduction media in the conventional coiled tubing and in the adiabatic tubing. The study results indicate: the fluid in the tubing can be heated effectively by use of the adiabatic tubing. When the requirements to the entrance temperature of the heat conduction media is not serious, water can also be used as the media, and better effect can perhaps be achieved compared to that when the high temperature heat conduction oil is used as the media. This paper also points out: apart from ensuring the temperature of the fluid in the tubing higher than the inflection point of the heavy oil in the wellbore, the adiabatic tubing should be chosen as short as possible, so as to reduce the load of the pump on the ground.

Subject heading viscous crude oil borehole heating coiled tubing heat transfer media

DESIGN AND TEST OF SIPHON LINER STRING IN STRIPPER WELL

by Zhang Jian, Liu Zhongyun, Song Bin, Cong Hongliang, Ma Jianjun

Abstract This paper introduces the theoretical study, pipe string structure, and technological characteristics of the siphon liner string used to develop the low permeability reservoir. This paper points out that due to the low production capacity, it is uneconomic to use the existing pump pipe string to produce oil from the low permeability reservoir. The study results indicate that the siphon liner string can reduce the pressure loss while fluid passing through, increase the suction pressure of pump, increase the speed of fluid flowing into the pump, and is beneficial for pulse plug removal. Field test proves that the siphon liner string can not only make the oil well recover production, but also can increase the output of it.