

基于热力耦合的CO₂注入井管柱失效研究

郑昕,马建杰,姚峰,时维才,崔永亮

(中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院,江苏扬州 225009)

摘要:从热力耦合的角度出发对CO₂注入井管柱失效机理进行研究,重点解释管柱失效发生在井筒上半段的原因,综合考虑温度对CO₂物性和管柱力学性质的影响,使用CO₂注入井管柱热力耦合计算模型,模拟不同注入温度下的井筒温度和应力分布,结果表明:在井筒上半段因温度效应导致管柱纵向总应力大于屈服强度,易发生管柱失效断裂。

关键词:CO₂驱;温度;管柱完整性;失效

中图分类号:TE35

文献标志码:A

Research on failure of CO₂ injection well string based on thermal-mechanical coupling

ZHENG Xin, MA Jianjie, YAO Feng, SHI Weicai, CUI Yongliang

(Petroleum Engineering Technology Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China)

Abstract: The failure mechanism of the tubing string for CO₂ injection wells is studied from the viewpoint of thermal-mechanical coupling, with a focus on explaining why tubing string failure occurs in the upper half of the wellbore. The thermal-mechanical coupling calculation model of the CO₂ injection well string has been used to simulate the wellbore temperature and stress distribution under different injection temperatures, taking into account the effect of temperature on CO₂ physical properties and the mechanical properties of the pipe string. The result indicates that due to the temperature effect in the upper portion of the wellbore, the overall longitudinal stress of the pipe string is greater than the yield strength, and the pipe string is prone to failure and fracture.

Key words: CO₂ flooding; temperature; string integrity; failure

为成功实现我国“双碳”目标,能源行业积极响应国家号召,以CO₂驱油埋存一体化技术为核心,大力推动生产过程低碳化转型。早在20世纪90年代,江苏油田就已开展CO₂驱油技术探索和扩大试验,2021年末总注气量已达17.92×10⁴ t,增油8.15×10⁴ t。但在此过程中陆续有8口井发生管柱失效情况,断裂方式多为脆断(见图1),失效深度多在500 m以内,严重影响现场生产。针对CO₂管柱失效机理已有众多学者进行了研究,傅海荣^[1]通过能谱分析、腐蚀产物结构分析等手段发现失效管柱断口存在S元素,结合现场套管气组分推断管柱失效的原因是H₂S应力腐蚀开裂;张智^[2]基于电化学腐蚀和管柱力学等理论建立了CO₂吞吐井腐蚀预测模型,通过模拟获得了管柱的极限吞吐次数;朱达江^[3]通过室内实验评价了封隔器橡胶在CO₂环境下的耐腐蚀性能;王峰^[4]研究了CO₂-H₂S-Cl⁻共存环境下温度、pH值、H₂S分压等因素对管柱腐蚀的影响规律;韩进山^[5]认为CO₂注采井管柱失效的原因主要包括

物理载荷应变和化学腐蚀损伤。前人的研究多偏重于化学腐蚀方面,而关于温度和应力对管柱结构的影响方面研究相对不足,结合生产现场发现大部分失效管柱无明显腐蚀现象,本文拟从热力学和结构力学的角度去探讨管柱失效原因,为CO₂注采管柱防护措施提供理论基础。



图1 失效并断口形貌

收稿日期:2022-03-11;改回日期:2022-04-18。

第一作者简介:郑昕(1993—),助理工程师,现从事油气田开发工程方面的研究。E-mail: zhengx8888.jsyt@sinopec.com。

基金项目:江苏油田分公司科技攻关项目“CO₂注采井管柱失效机理研究与综合防治”(JS21013)。

1 井筒温度场模型

向下注入过程中,液态CO₂不断与管壁、地层进行换热,逐渐变为高温气态。以CO₂注入方向为正

$$\begin{cases} \frac{dP_L}{dZ} = \frac{\rho_m g \sin \theta + f_m \rho_m v_m^2 / (4r_{ti})}{1 - \rho_m v_m v_{sg} / P_L} \\ \frac{dT_L}{dZ} = -\frac{2\pi r_{to} U_L \lambda_{ear} (T_L - T_e)}{c_p W_m [r_{to} U_L f(t_D) + \lambda_{ear}]} + \alpha_1 \frac{dP_L}{dZ} - \frac{g \sin \theta}{c_p} - \frac{v_m}{c_p} \frac{dv_m}{dZ} - \frac{1}{2} \frac{f_m v_m^2}{c_p D_{flow}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_L 为CO₂压力,Pa; ρ_m 为CO₂密度,kg/m³; g 为重力加速度,m/s²; θ 为管斜角,(°); f_m 为摩擦阻力系数; v_m 为CO₂流速,m/s; r_{ti} 为油管内径,m; v_{sg} 为表观流速,m/s; T_L 为CO₂温度,K; r_{to} 为油管外径,m; U_L 为总传热系数,W/(m²·K); λ_{ear} 为地层热导率,W/

方向,油管轴线为Z轴建立坐标系,由Mukherjee-Brill压力梯度方程和Ramey推荐的井筒传热模型为基础^[6-7],综合考虑传热系数、流体高压物性、相态和流型变化等,建立流体温度压力计算耦合模型:

(m·K); T_e 为地层初温,K; c_p 为CO₂比热容,J/(kg·K); W_m 为质量流量,kg/s; $f(t_D)$ 为Ramey无因次时间函数; α_1 为焦耳汤姆孙系数,K/Pa。

其中,总传热系数 U_L 具体表达式为:

$$U_L = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{to} \lg \left(\frac{r_{to}}{r_{ti}} \right)}{\lambda_{tub}} + \frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{to} \lg \left(\frac{r_{co}}{r_{ci}} \right)}{\lambda_{cas}} + \frac{r_{to} \lg \left(\frac{r_h}{r_{co}} \right)}{\lambda_{cem}} \right]^{-1} \quad (2)$$

式中: h_f 为油管对流换热系数,W/(m²·K); λ_{tub} 为油管导热系数,W/(m·K); h_c 为环空对流换热系数,W/(m²·K); h_r 为环空辐射换热系数,W/(m²·K); r_{co} 为套管外径,m; r_{ci} 为套管内径,m; λ_{cas} 为套管导热

系数,W/(m·K); r_h 为水泥环半径,m; λ_{cem} 为水泥环导热系数,W/(m·K)。

根据圆筒壁传热理论,通过隐式求解法可算出油管壁上每处的温度分布,差分表达式如下:

$$\frac{2\pi r_{to} (h_c + h_r) (T_{n+1,i}^{t+1} - T_{n,i}^{t+1})}{\ln(r_{ci}/r_{to})} \Delta Z - \frac{2\pi \lambda_{tub} (T_{n,i}^{t+1} - T_{L,i-1/2}^{t+1})}{\ln(r_{ci}/r_{ti})} \Delta Z = \frac{\pi \rho_{tub} C_{tub} (r_{to}^2 - r_{ti}^2) (T_{n,i}^{t+1} - T_{n,i}^t)}{\Delta t} \Delta Z \quad (3)$$

式中: $T_{n+1,i}^{t+1}$ 为t+1时刻油管径向n+1纵向i处的温度,K; $T_{n,i}^{t+1}$ 为t+1时刻油管径向n纵向i处的温度,K; $T_{L,i-1/2}^{t+1}$ 为t+1时刻CO₂在(i-1/2)处的温度,K; $T_{n,i}^t$ 为t时刻油管径向n纵向i处的温度,K; ρ_{tub} 为油管密度,kg/m³; C_{tub} 为油管比热容,J/(kg·°C); Δt 为时间步长,s。

2 CO₂注入井管柱热力耦合计算模型

如图2所示,对CO₂注入井管柱取微单元进行纵向受力分析,可以看出管柱除受自身重力和拉力外,还会因温度效应发生膨胀或收缩,从而引起额外的加载力 F_i ,其作用在管柱截面上即为热应力 σ_i ,热应力 σ_i 的大小决定了管柱发生失效的可能性。

引入管材膨胀系数 α 求解热应力 σ_i ,单位1/K,膨胀系数 α 随温度变化的关系式为^[8]:

$$\alpha_i = (-0.0002T_i^2 + 0.0993T_i + 1.5496) \times 10^{-6} \quad (4)$$

式中: T_i 为油管温度,K; α_i 为膨胀系数,1/K。

徐志东^[9]给出了管材在不同温度下的杨氏模量 E 计算公式:

$$E_i = E_0 (1 + 6828.75\alpha_i - 25\alpha_i T_i) \quad (5)$$

式中: E_0 为油管初始杨氏模量,MPa; E_i 为油管在i处的杨氏模量,MPa。

在i处因温度效应导致的热应力 σ_i 可表示为:

$$\sigma_i = \alpha_i E_i \Delta Z (T_e - T_i) \quad (6)$$

式中: σ_i 为油管在i处的热应力,MPa。

将式(4)和(5)代入(6)中整理得:

$$\sigma_i = (10^{-18} T_i^5 E_0 \Delta Z + 7.199 \times 10^{-16} T_i^4 E_0 \Delta Z - 4.022 \times 10^{-14} T_i^3 E_0 \Delta Z - 2.593 \times 10^{-10} T_i^2 E_0 \Delta Z + 9.831 \times 10^{-8} T_i E_0 \Delta Z + 1.533 \times 10^{-6} E_0 \Delta Z) (T_i - T_e) \quad (7)$$

式(3)和式(7)联立即为CO₂注入井管柱热力耦合计算模型。

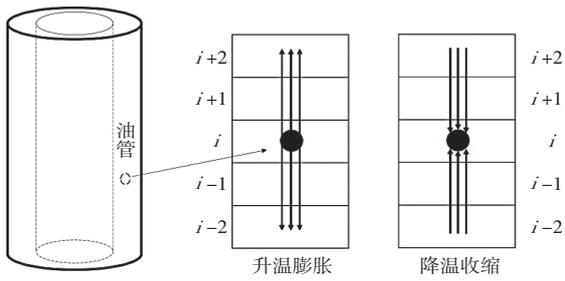


图2 CO₂注入井管柱受力分析

通过管柱低温力学性能实验获得不同温度下管柱抗拉强度和屈服强度的变化规律,对实验结果进行拟合得到温度和力学强度关系式:

$$\sigma_b = -0.016T_i^2 + 8.9063T_i - 334.47 \quad (8)$$

$$\sigma_s = -0.02T_i^2 + 10.651T_i - 753.18 \quad (9)$$

式中: σ_b 为抗拉强度,MPa; σ_s 为屈服强度,MPa。

使用CO₂注入井管柱热力耦合计算模型,结合式(8)和(9)即可对管柱进行失效判定。其中,管柱纵向总应力 $\sigma_{总}$:

$$\sigma_{总} = \sigma_i + \frac{\sum_{x=i}^{L_{well}} G_x}{\pi(r_{to}^2 - r_{ti}^2)} \quad (10)$$

式中, $\sigma_{总}$ 为油管所受纵向总应力,MPa; G_x 为管柱重力,N。

当 $\sigma_{总} < \sigma_s$ 时,热应力不会导致管柱失效;

当 $\sigma_s < \sigma_{总} < \sigma_b$ 时,热应力易导致管柱失效;

当 $\sigma_b < \sigma_{总}$ 时,管柱失效。

3 计算实例

HX26-1井2019年3月28日开始注气,初期注气未加热,2020年8月4日因管柱失效停注,累计注气量6 864.16 t,停注时泵压7.7 MPa,油压5.4 MPa,套压4.9 MPa(见图3)。为研究管柱失效原因,利用CO₂注入井管柱热力耦合计算模型,对HX26-1井进行模拟分析,模拟时所用参数见表1。

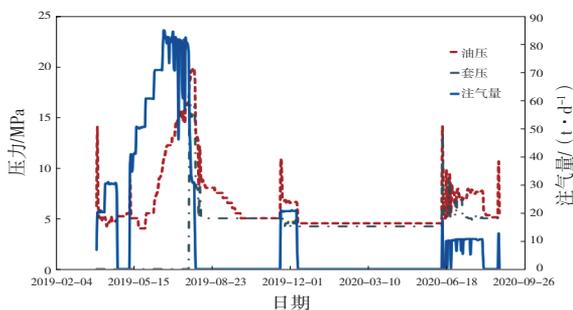


图3 HX26-1井注气曲线

表1 模拟所用参数

井深	3 345 m
油管外径	73 mm
油管壁厚	5.51 mm
原始地层压力	34 MPa
原始地层温度	112℃
油管初始杨氏模量	2.2×10 ⁵ MPa
油管比热容	4.6×10 ² J/(kg·℃)
油管导热系数	45 W/(m·K)
注入压力	7.7 MPa
注入温度	-5℃,0℃,5℃

图4模拟了不同CO₂注入温度下,井筒内流体的温度随井深的变化,可以看出在井深1 500 m以上CO₂初始注入温度对井筒内流体温度影响较大,1 500 m以下影响较小。图5模拟了注气过程中初始注入温度为5℃时,井内流体和油管温度分布情况,结果表明:因井口附近油管与低温CO₂接触时间最长,且原始井筒温度也较低,导致油管温度接近流体温度。随着井深逐渐增加,地层温度逐渐升高,油管温度也越向地层温度靠近。

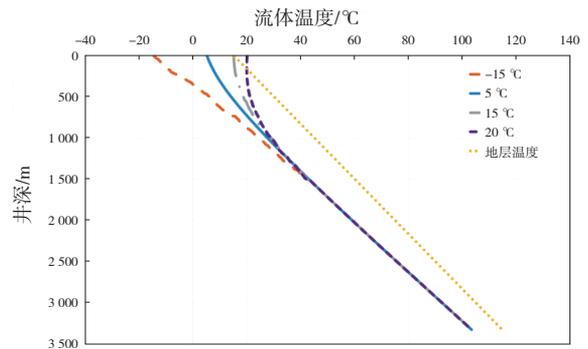


图4 不同注入温度下的流体温度剖面

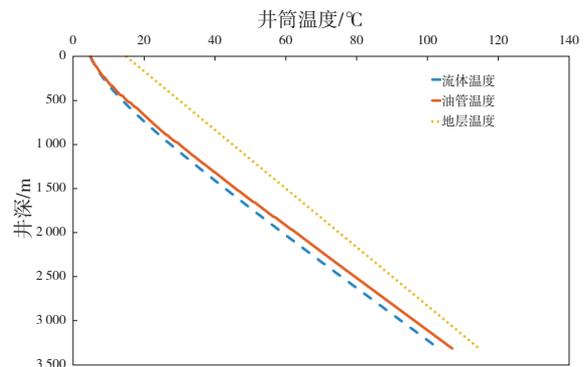


图5 注CO₂过程中井筒温度分布

通过CO₂注入井管柱热力耦合计算模型,计算不同注入温度下的管柱热应力、抗拉强度和屈服强度,结果如图6—图8所示,可以看出:当注入温度为-5℃时,CO₂注入井纵向总应力要高于抗拉强度,说明管柱在此温度下注气会发生失效。当注入温

度为0℃和5℃时,管柱总应力虽小于抗拉强度,但可以明显看出在500~900 m管柱总应力达到峰值,发生失效的概率要高于其他区域,与现场失效均发生在井筒上半段的情况一致。

2020年10月,HX26-1井作业起管柱发现第78根油管本体断,室内模拟结果与现场失效情况吻合。

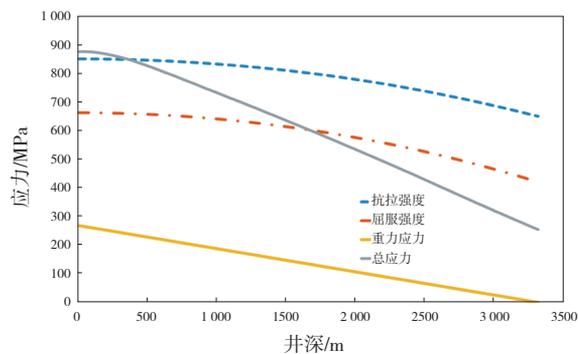


图6 HX26-1井注入温度-5℃的应力剖面

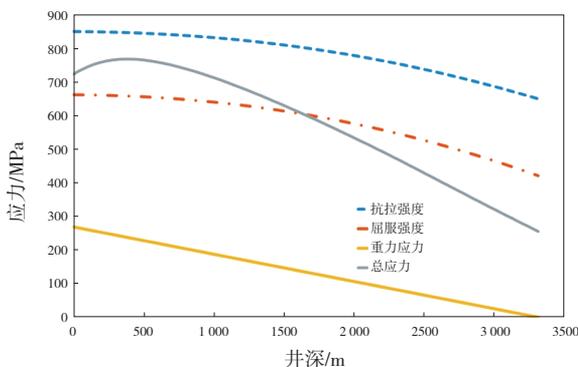


图7 HX26-1井注入温度0℃的应力剖面

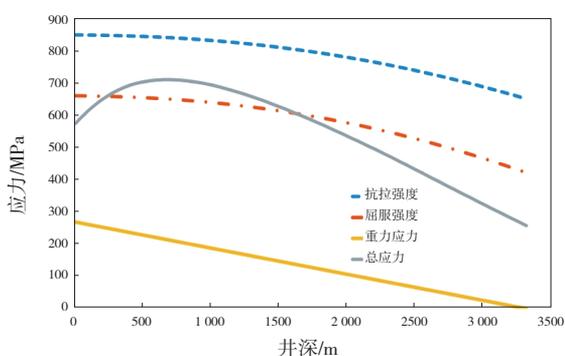


图8 HX26-1井注入温度5℃的应力剖面

此外,为验证规律的普遍性,笔者对不同区块的注入井(T95-14、Z13-4井等)也进行了模拟,模拟结果均一致(见图9、图10),表明注入温度过低对注气管柱性能会造成影响,且主要作用在井筒上半段。目前,现场已使用加热设备提高的井口注气温度,管柱失效问题得到有效缓解,综合数值模拟结果、现场失效管柱情况以及采取措施的效果,证明

注气温度是影响管柱失效的主要因素。

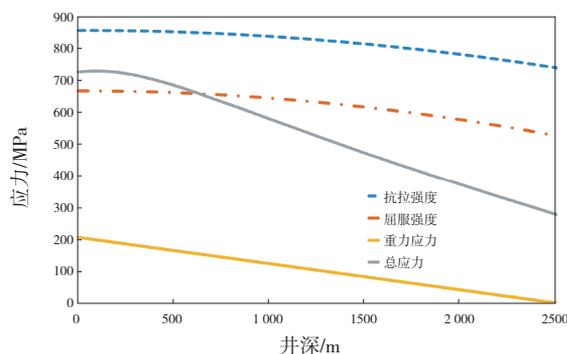


图9 T95-14井注入温度-5℃的应力剖面

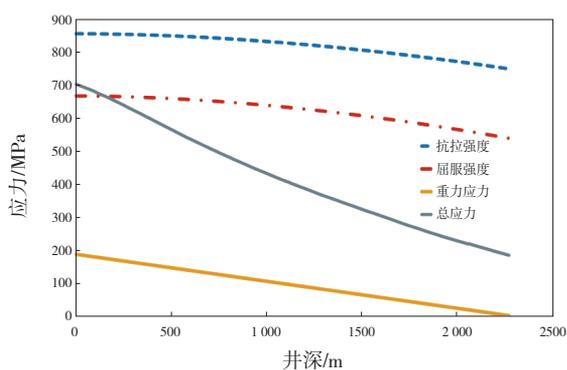


图10 Z13-4井注入温度-5℃的应力剖面

4 结论与建议

(1)CO₂注采管柱失效机理错综复杂,不仅存在着CO₂腐蚀和H₂S腐蚀,温度也是一个重要的影响因素。金属管材的抗拉强度、屈服强度和杨氏模量等都随着温度的变化而改变,同时,管柱因温度效应也会产生热应力,当热应力较大时易引发管柱失效。

(2)数模计算结果表明CO₂初始注入温度对井筒上半段温度场影响较大,而在1500 m以下影响较小。受CO₂持续注入和地层温度的影响,油管本体在井口附近的温度最低。

(3)通过管柱热力耦合计算模型对CO₂注入管柱进行受力分析,结果表明井筒上半段受温度效应影响较大,管柱纵向总应力在此区域达到峰值,若大于管材抗拉强度,管柱会失效,模拟结果与现场实际情况吻合。

(4)现场实际注气过程中还存在间歇注入的情况,温度的反复变化易引起交变载荷,最终发生疲劳损伤,下步工作可从应变疲劳出发进行研究。

参考文献:

(下转第113页)

3 结论与认识

在现场使用 ProMAX 处理软件需要不断地追加地震数据并更新观测系统,如果要经常对之前的数据重新写道头,将会带来很大的重复工作量。通过对地震数据和观测系统数据库的对应关系进行分析研究,采用一些对应措施,避免了地震数据和观测系统数据库不一致的现象,从而不需要对之前的地震数据重新写道头,提高了处理效率。

针对 ProMAX 处理软件定义小宽线观测系统时写数据库不完整,以及节点仪施工中道距加密时 SPS 文件不能正常使用的情况,分析了问题的具体表现形式及对后续处理工作的影响,并提出了解决方法,保证了处理工作的顺利进行。ProMAX 处理软件的观测系统、地震数据和数据库存在密切的联系,我们在分析问题、解决问题的时候要了解它们之间的互相依存又互相影响的关系,把三者作为一

个统一的整体,这样会有利于我们开拓研究问题的思路并找到解决问题的方法。

每种处理软件都有不同的结构方式和自身的特色,这也要求我们在使用过程中要对软件的运行机理有较深入的理解,了解不同的模块参数对应的物理意义,对使用过程中出现的各种反馈信息要认真分析研究,不断地积累使用经验,提高软件应用水平。

参考文献:

- [1] 胡胜军,何丽萍. ProMAX 处理系统常见问题及解决措施[J]. 江汉石油职工大学学报, 2012, 25(1): 57-59.
- [2] 晋为真,朱峰,吕香军,等. 节点仪采集地震数据现场处理监控方法探讨——以 CLFCZ 三维工区为例[J]. 石油物探, 2021, 60(S1): 18-26.
- [3] 杨洲,朱峰,代伟明,等. 节点地震采集系统在江苏地区的应用[J]. 石油物探, 2021, 60(S1): 10-17.

(编辑 韩 枫)

(上接第 104 页)

- [5] 李耀华,宋岩,徐兴友,等. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段凝灰质页岩油层的润湿性及自发渗吸特征[J]. 石油学报, 2020, 41(10): 1229-1237.
- [6] 王桂娟. 低渗透砂岩油藏渗吸规律及特征研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
- [7] 张艳丽,刘涛,孙文昕,等. 低渗透砂岩油藏渗吸采油影响因素研究[J]. 石油化工应用, 2021, 40(4): 18-21.
- [8] 王朝,张艳玉,尉雪梅,等. 低矿化度水驱增产机理研究现状及发展趋势分析[C]//2019 油气田勘探与开发国际会议论文集, 2019: 3330-3341.
- [9] 王平,姜瑞忠,王公昌,等. 低矿化度水驱研究进展及展望[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(2): 106-110.
- [10] 朱云轩,李治平. 彭水地区龙马溪组页岩渗吸规律及渗吸动态分布[J]. 计算物理, 2021, 38(5): 555-564.
- [11] 谢坤,韩大伟,卢祥国,等. 高温低渗油藏表面活性剂

裂缝动态渗吸研究[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(3): 39-43, 66.

- [12] 王国锋. 低渗透油层活性水驱油数值模拟研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2005.
- [13] 刘继梓,巩联浩,卜广平,等. 致密砂岩油藏高温高压动态渗吸特征及影响因素[J]. 特种油气藏, 2021, 28(4): 142-149.
- [14] 梅舜豪,苏煜彬,袁凯,等. 致密油藏渗吸作用影响因素实验——以新疆油田 X 区块为例[J/OL]. 大庆石油地质与开发: 1-6 (2021-12-07). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?FileName=DQSK20211203000&DbName=CAPJ2021>.
- [15] 李侠清,张星,卢占国,等. 低渗透油藏渗吸采油主控因素[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(5): 137-142.

(编辑 韩 枫)