

CO₂ 气井井筒流动综合模型

叶长青¹ 刘建仪¹ 胡世强¹ 刘正云² 钟飞翔²

(1.“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学 2.中国石化中原油田分公司)

叶长青等.CO₂ 气井井筒流动综合模型.天然气工业,2007,27(7):95-96.

摘要 气井井筒的压力分布计算对于气井设计及其动态分析具有重要意义。CO₂ 气体由于相态变化非常复杂,在高压下具有液体的密度,压力、温度稍微改变,密度与偏差系数等参数可能发生巨大的变化,常规计算气井井筒压力的方法不再适用。为此,优选了能准确描述 CO₂ 气体相态行为的状态方程以及井筒流动方程,并进行了相应改进,以联立状态方程和改进的井筒压力流动方程共同建立了 CO₂ 气井井筒流动综合模型,并把模型计算结果与测试数据进行了对比分析。研究表明,计算结果与测试结果吻合较好,表明本模型可以应用于 CO₂ 气井井筒流动压力分布预测,从而大大减少井下测试压力昂贵的作业费用和 CO₂ 强腐蚀的风险。

关键词 二氧化碳 气藏 井筒流动 数学模型 经济效益

一、引言

随着工农业的发展,地下的 CO₂ 资源日益为人们所重视。中国已在 16 个省市的 31 个地区先后发现了天然 CO₂ 资源,包括江苏黄桥、广东三水、吉林万金塔、河北任丘、天津大港、胜利滨南等。部分地区已对天然 CO₂ 资源进行了开采,并应用于机械、化工、食品、饮料等领域。在提高原油采收率技术中,江苏富名地区已将天然 CO₂ 气体应用于石油开采的吞吐工艺技术,并取得了较好的经济效益。CO₂ 气体和烃类气体在本质上有较大的差别,目前对于 CO₂ 的物性参数的预测均是通过常规天然气模型的修正,并取得了满意的结果,但对于 CO₂ 气井井筒压力、温度分布,由于复杂的相态变化,主要采用实测的手段,有时井筒压力十分高,压力温度计无法下入,因此有必要建立模型来计算井筒压力的分布,这样不但安全而且经济。笔者联立状态方程与改进的井筒压力分布方程,建立了 CO₂ 气井井筒流动模型,并用测试数据对模型进行了检验,发现计算结果与实际测试数据吻合较好,满足了工程需要,可以用于 CO₂ 气井井筒压力分布的计算,从而大大减少井下测试压力昂贵的作业费用和 CO₂ 强腐蚀的风险。

二、相态基本特征

如图 1 所示,纯 CO₂ 的临界压力是 7.39 MPa,

临界温度是 31.15 °C。当压力高于 7.39 MPa、温度高于 31.15 °C 时,处于超临界状态,这时 CO₂ 气体具有类似液体的密度,具有与气体相当的黏度及扩散性。压力高于饱和蒸气压线所对应的温度,即饱和液体线左方是过冷液相区;压力低于饱和蒸气压线所对应的温度,即于饱和蒸气压线右方是过热蒸气区(或叫不饱和蒸气区)。这些复杂的相态变化证明为什么必须用状态方程来模拟而不能直接用梯度变化曲线计算井筒压力分布。

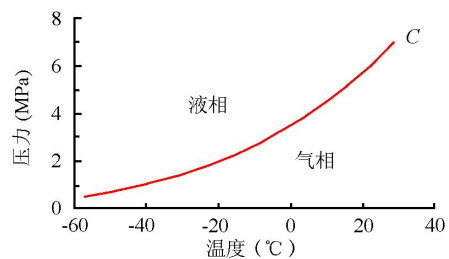


图 1 纯 CO₂ 气体相图

三、数学模型

由于 CO₂ 相态特征复杂,很多常规计算井筒压力的方法不再适用。常规天然气井筒压力计算采用平均温度和偏差系数法,此方法假设温度和 Z 因子在整个井筒中为一个平均值。尽管这种方法能广泛用于油管范围内的中间点,计算中已估计了 Z 因子和黏度。但当 CO₂ 的密度、Z 因子和温度发生复杂

作者简介:叶长青,1976 年生,助理工程师,硕士研究生;现主要从事油气藏相态、采气工艺研究。地址:(610500)四川省成都市新都区。电话:(028)66792094。E-mail:swpim04024ycq@163.com

变化时,平均值方法将给压力带来很大误差。Cullender 和 Smith 方法使用平均温度值并让 Z 因子随压力变化,Cullender 和 Smith 原始计算方法使用相对密度。当 CO_2 在临界点之上,相对密度都大于 1.0。这就使 Cullender 和 Smith 计算方法产生重大偏差。所以需要修正原始公式来提高精度。原始方程如下:

$$p = p_{wh} + \frac{\beta}{I_1 + I_{wh}} \quad (1)$$

原始方程中 $\beta=0.03415 \gamma_g h$,笔者提出对超临界的修正项 $\beta=0.03415 \gamma h$ 。

因此 CO_2 气井井筒流动综合模型为:

$$\begin{cases} p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a\alpha(T)}{v(v+b)+b(v-b)} \\ p = p_{wh} + \frac{\beta}{I_1 + I_{wh}} \\ \frac{dT}{dh} = G_T \end{cases} \quad (2)$$

$$F_1 = \frac{p}{TZ} \quad (3)$$

$$F_2 = \frac{1.324 \times 10^{-18} f q_{sc}^2}{d^5} \quad (4)$$

$$I = \frac{F_1}{F_1^2 + F_2^2} \quad (5)$$

式中: p_{wh} 为井口压力,MPa; h 为深度,m; T 为温度, $^{\circ}\text{C}$; γ_g 为气体相对密度; γ 为相对于水的相对密度; G_T 为地温梯度, $^{\circ}\text{C}/\text{m}$; R 为通用气体常数。

如果处于气态,则 $\beta=0.03415 \gamma_g h$;如果处于超临界或者液态,则 $\beta=0.03415 \gamma h$ 。

流体的黏度由修改的 Peng—Robinson 状态方程求得:

$$T = \frac{rp}{u-b'} - \frac{a}{u(u+b)-b(u-b)} \quad (6)$$

式中: a 、 b 、 b' 、 r 分别为状态方程的相关参数。

四、计算结果与现场数据比较

笔者引用 H-1 井测试数据,把模型计算结果与测试压力进行了对比分析。图 2-a 为 H-1 井筒流动相态特征,在 500~2300 m 为超临界流体,在井深 0~500 m 为过冷液相。图 2-b 为 H-1 井筒压力模型计算值与实测值对比图,计算结果与实测吻合较好,最大相对误差 3.18%。图 2-c 表明,在 500 m 处发生相态转换以后,密度和偏差系数发生了巨大的变化。

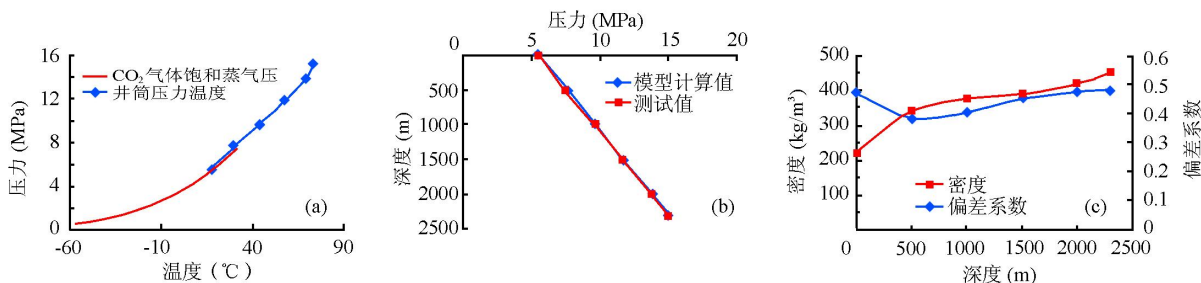


图 2 H-1 井井筒流动相态特征、实测压力与模型计算、密度和偏差系数图

五、结 论

(1) CO_2 气井相态变化复杂,必须联立状态方程与改进的井筒流动方程来模拟井筒压力分布。

(2) 本模型能真实反映 CO_2 气井井筒流动特征,计算结果与测试结果吻合较好,表明本模型可以应用于 CO_2 气井井筒流动压力分布预测。

参 考 文 献

[1] KELLY T R. Utilizing compositional simulation for material balance and bottom hole pressure calculations in

carbon dioxide WAG floods[C].SPE 99714.

[2] 周静. 酸气回注井筒流动模型[J]. 天然气工业, 2005, 25(8).

[3] 郭绪强. 基于 PR 状态方程的黏度模型[J]. 石油学报, 1999, 20(3).

[4] 杨继盛. 采气工艺基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992.

[5] 朱德武. 凝析气井井筒温度分布计算[J]. 天然气工业, 1998, 18(1).

(修改回稿日期 2007-04-02 编辑 韩晓渝)