

大涝坝凝析油气田气井积液判断与积液深度计算

杨志¹ 赵春立¹ 刘雄伟² 李建伟² 黄成²

1.西南石油大学 2.中国石化西北油田分公司雅克拉采气厂

杨志等.大涝坝凝析油气田气井积液判断与积液深度计算.天然气工业,2011,31(9):62-64.

摘要 大涝坝凝析油气田储层埋藏深,大部分井的生产气液比低,环空装有封隔器,常规方法对其积液情况及积液深度很难给出准确判断,为此,提出了一套适合于该区块的积液判断及深度计算方法。从井筒气液两相管流的理论出发,在对气井井筒压力分布与井筒积液关系的分析基础上,确定了在气井井筒无积液时优选压力分布模型的方法和原则,从而提出了利用计算压力和实测压力的相对比来判断积液并计算积液深度的新方法,并针对该区块的典型井进行了实例计算。综合分析结果表明:此方法不仅使该气藏低气液比井的井筒压力分布计算不准的现象得到了合理解释,还解决了低气液比油套不连通井的积液判断和积液深度的计算难题,深化了对气井积液现象的认识,该方法可以推广应用到其他气藏。

关键词 大涝坝 凝析油气田 气井 气液比 压力 积液 深度 计算

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.09.010

大涝坝凝析油气田储层埋藏深度在 5 200 m 左右,在采用衰竭式开发方式下,随着地层能量的递减,压力、产量持续下降,边、底水锥进,生产气液比较低,如 DLK5 井气液比为 $706.96 \text{ m}^3/\text{m}^3$,DLK9 井只有 $311.90 \text{ m}^3/\text{m}^3$,加之大部分井环空安装封隔器,油、套管不连通,套压不能反映井底生产状况,常规积液判断法^[1-2]很难对该气藏的积液情况及积液深度作出准确的判断。为此,笔者从井筒气液两相管流的理论出发,比较了目前常用的几种压力计算模型,在对该区块各井生产、测试数据跟踪分析的基础上,提出了通过实测压力分布与计算压力分布对比来判断积液并计算积液深度的新方法。

1 井筒压力分布模型的优选

1.1 两相管流基本方程与压力分布模型

在气液两相管流的研究计算中,利用井口压力计算井底压力时,取坐标的正向与流动方向相反,管斜角定义为管子与水平方向的夹角,可得到压力梯度基本方程^[3]:

$$\frac{dp}{dz} = \rho_m g \sin \theta + f_m \frac{\rho_m v_m^2}{2D} + \rho_m v_m \frac{dv_m}{dz} \quad (1)$$

其中: $\rho_m = \rho H_1 + \rho_g (1 - H_1)$

式中 v_m 为两相混合物流速, m/s ; ρ_m 为两相混合物密度, kg/m^3 ; ρ 为液相密度, kg/m^3 ; ρ_g 为气相密度, kg/m^3 。

通常,由于流速增大引起的动能变化较小, $\rho_m v_m dv_m/dz$ 项常被忽略。

持液率和两相摩阻系数是描述两相管流压降特性的重要参数,由于气液两相管流流型的多变性及其原理的复杂性,要寻求适用于一般气井生产系统流动条件的严格的管流压力计算方法是相当困难的,一般采用基于实验研究的某些经验关系式确定^[4]。常见的分布模型有 Duns-ros、Hagedorn & Brown、Orkiszewski、Aziz、Beggs & Brill、Taitel、Hasan、Ansari、Allan、P. Abdvayt、Hong-Q Zhang、M. Vielma 等模型^[5]。这些模型在计算中习惯采用迭代法(按管段长度或压力两种迭代法)。

值得强调的是大涝坝凝析油气田储层埋藏深,平均深度 5 200 m,温度因井深的原因累计误差较大,所以按照流体温度沿井深线性变化的方法来计算井筒压力不适合该区块,必须进行压力—温度的耦合计算。笔者结合大涝坝凝析油气田的实际情况,采用了适于气液两相管流条件的 Shiu & Beggs 计算方法^[3]对井筒

基金项目:中国石化先导项目“轮台凝析气田深层凝析气井积液监测技术及排液技术”(YC2008-122)的部分成果。

作者简介:杨志,1967年生,副教授,硕士,硕士生导师;主要从事采油、采气工程的教学和科研工作。地址:(610500)四川省成都市新都区新都大道8号。电话:13981892159。E-mail:yz_swpi@163.com

温度进行了计算,节点处的温度为:

$$T_i(z) = T_{wf} - g_T z + g_T A - g_T A e^{-z/A} \quad (2)$$

其中: $A = c_1 G_1^{-2} D^3 \left(\frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \right)^{-c_4} \gamma_g^{c_5} \rho^{c_6} p_{wh}^{c_7}$

式中 T_{wf} 为井底流体温度, K; g_T 为井底流体温度, K/m; A 为松弛距离, m; 其余参数详见本文参考文献[3]。

1.2 压力分布模型的优选方法

在利用各种模型对井筒压力分布计算时发现,并不是所有模型计算出的压力曲线都与实测曲线吻合,为此,在计算之前必须选定合适的模型。目前,国内油气田在选用两相管流数学模型时,并没有一套固定方法来参考,通常是针对某一区块分别用各种模型进行计算,然后把与实测压力吻合较好的模型作为该区块的基本模型。然而,由于区块内各井的实际情况差异较大,在跟踪计算时发现,有些吻合较好,但大部分井都有偏差,甚至个别井仅在短时期适用选定模型。为了解决这一问题,笔者提出了一种针对单井的优选方法,基本步骤如下。

(1)以计算井生产数据和压力实测数据较完整、井筒无积液的生产阶段作为优选依据,井筒是否积液可通过持液率判别法^[2]等进行识别。

(2)根据其生产数据:油、水、气产量(q_o 、 q_w 、 q_g)和相对密度(γ_o 、 γ_w 、 γ_g)及井口压力(p_{wh})、温度(T_{wh}),分别用不同的两相管流模型计算并绘出压力分布曲线。

(3)绘出实测压力曲线并与计算的的压力分布曲线对比,如果实测压力曲线落在计算的的压力分布曲线一侧,即选择较靠近的理论模型,如果落在几种理论压力分布曲线之间,则选择两侧的理论模型并对之加权组合,其组合方法为:

$$p_{\text{组合}} = p_A f + p_B (1 - f) \quad (3)$$

式中 $p_{\text{组合}}$ 为组合后压力, MPa; p_A 、 p_B 分别为实测压力分布曲线两侧的管流模型计算压力, MPa; f 为权重值。

2 压力分布与井筒积液的关系分析

利用式(3)选定的模型,笔者在对该区块大量井筒压力分析计算时发现:①井筒不积液时,计算压力分布曲线与实测压力分布曲线吻合较好(图1),其实际持液率小于理论持液率^[2],井筒无积液。大涝坝多口井计算表明,当井筒无积液时,其优选模型的计算压力与实测压力的平均误差2%。②当井筒有积液时,计算压力低于实测压力且误差较大(图2),其实际持液率小于理论持液率,井筒有积液。

过去常将图2计算压力出现的误差简单地归结为

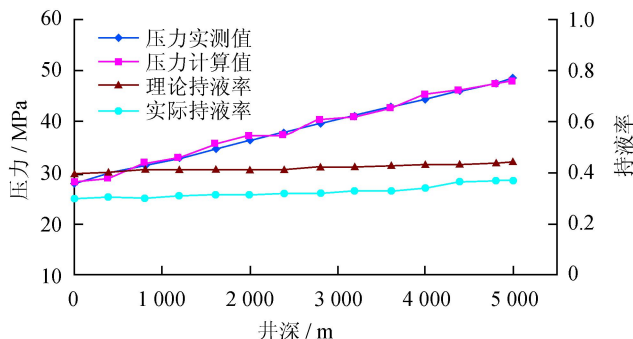


图1 DLK3井(井筒无积液)实测压力与计算压力比较图

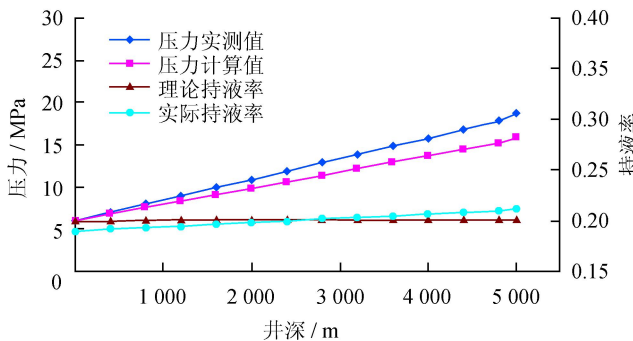


图2 DLK7井(井筒有积液)实测压力与计算压力比较图

两相管流流动计算的复杂性、局限性而忽视了造成这种误差的根本原因:有积液时模型不适用。因为无论哪种两相管流模型或计算方法都隐含了从地层流入井底与流出井口的流体质量流量相等这一基本条件,在此条件下气液间滑脱对压力分布的影响通过持液率来表征,如气水同产井中应用较广的 Hagedorn & Brown 方法^[6]就是如此。

但对于气井而言,并不总是满足该条件。如对于携液困难、井底存在积液的带“病”生产井,其地层流入井底的流体(液相)并不都能及时从井口排出。因此,对于井底存在积液的井,理论压力分布曲线和实测压力曲线出现偏差是必然的。大涝坝凝析油气田气井大量的测试数据表明,如果两种曲线出现了较大偏差,可以认为该井出现了积液,偏差越大,积液越严重。

3 积液判断及积液深度计算

根据以上分析,在存在实测压力的情况下,可根据理论压力曲线和实测压力曲线对比判断积液及积液程度(用积液深度表示)。如果缺乏实测压力,可用持液率对比法^[4]进行判断,但不能判断积液程度。

如前所述,当气井发生积液时,计算得到的井底流

压(p_{wfc})与实测井底流压(p_{wfa})存在一定的差值,而这个差值正是由井底积液引起的,因此得到油管中积液深度的计算公式:

$$L = H - \frac{p_{wfa} - p_{wfc}}{\rho g} \times 10^6 \quad (4)$$

其中: $\rho = f_w \rho_w + (1 - f_w) \rho_o$
 式中 L 为油管中积液的深度, m; H 为产层中部深度, m; p_{wfa} 实测井底流压, MPa; p_{wfc} 为计算得到井底流压, MPa; ρ 为地层产液的密度, kg/m^3 ; ρ_o 为地层产液中油的密度, kg/m^3 ; ρ_w 为地层产液中水的密度, kg/m^3 ; f_w 为地层产液的含水率。

4 计算实例与分析

笔者选择国内外常用的 Hagedorn & Brown (1965)、Orkiszewski (1967)、Aziz (1972)、Beggs & Brill (1973)、Ansari (1990) 5 种经典模型进行了气液两相管流压力分布的计算与对比。

以 DLK9 井为例, 该井产层中部深度 4 994 m, 油管内径 $\varnothing 76$ mm, 完井方式为井下封隔器、油管下端安装固定测压装置; 天然气相对密度为 0.65, 凝析油相对密度为 0.79, 地层水相对密度为 1.03, 井底温度为 135.91 $^{\circ}\text{C}$ 。2 月 12 日前生产稳定, 利用积液判别法可知其井筒无积液。因此在这段时间选择理论压力计算模型是合适的。2 月 12 日井口实测数据为: 产凝析油量 44.01 m^3/d , 产水量 6.32 m^3/d , 产气量 4.81 $\times 10^4$ m^3/d ; 井口压力 21.38 MPa。应用上述的几种压力计算模型, 编程计算结果如图 3 所示。

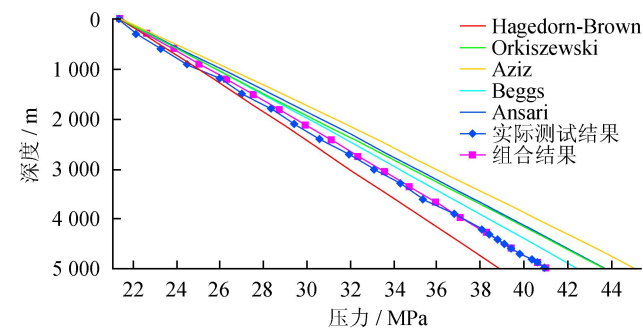


图 3 几种经典模型压力计算图

由图 3 可知, 实际测试结果位于 Hagedorn-Brown 法和 Beggs 法计算结果之间, 将两种方法计算结果按照式(3)进行加权组合发现, 当 $f=0.4$ 时, 组合曲线与实测基本一致, 故把这种组合方式作为 DLK9 井的压力计算模型。

依照该模型, 可进行该井的压力计算和积液判断。

7 月 1 日该井井口实测数据: 产油量 35.90 m^3/d , 产水量 16.63 m^3/d , 产气量 2.83 $\times 10^4$ m^3/d , 井底温度 137.27 $^{\circ}\text{C}$, 井口压力 17.20 MPa, 其计算结果如图 4 所示。由图 4 可知: 计算压力曲线与实测曲线在井底出现了较大偏差, 故判断井底有积液, 由公式(4)计算得积液深度为 4 774.68 m。

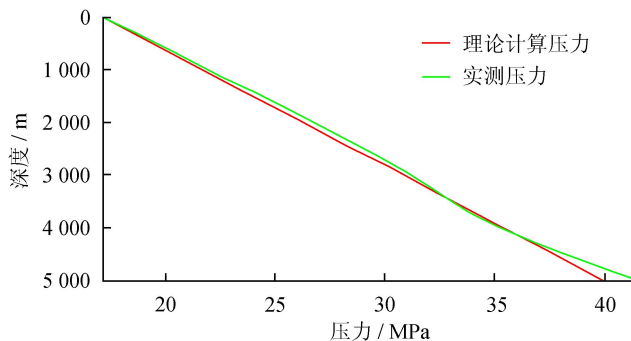


图 4 井筒有积液时积液判断图

5 结论

1) 常用气液两相管流计算模型并不适用于井底有积液的低气液比气井, 这是导致计算压力与实测压力误差较大的根本原因。

2) 应在气井不积液时优选管流计算模型。利用其优选模型对该井跟踪计算, 计算结果与实测压力分布吻合较好, 直至该井出现积液。

3) 根据优选的模型计算结果与实测压力的差异可以判断气井是否积液并计算积液深度。

参考文献

- [1] 李文魁, 周广厚, 毕国强, 等. 涩北气田排水采气优选模式[J]. 天然气工业, 2009, 29(9): 60-63.
- [2] 吴志均, 何顺利. 低气液比携液临界流量的确定方法[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(4): 108-111.
- [3] 李士伦. 天然气工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 130.
- [4] 杨焦生, 王一兵, 王宪花. 煤层气井井底流压分析及计算[J]. 天然气工业, 2010, 30(2): 66-68.
- [5] 郭肖, 杜志敏. 酸性气井井筒压力温度分布预测模型研究进展[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2010, 32(5): 91-95.
- [6] HAGEDORN A R, BROWN K E. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits[J]. JPT, 1965(4): 475-484.