

海上高温高压气井关井井底恢复压力计算与应用

陈建华, 楚鹏, 汪来潮, 刘凯, 阮洪江
(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)

摘要: 高温高压气井井底压力的计算必须考虑井筒内温度变化的影响, 压力和温度相互耦合, 必须同时求解。目前考虑井筒传热、温度和压力耦合的计算方法主要适用于稳定流, 对于关井期间的瞬变流动并不适用; 同时, 海上高温高压气井井筒传热需考虑海水的影响, 目前这方面的研究实例较少。针对以上问题, 从基础方程推导, 建立了考虑井筒续流、井筒与周围地层或海水间传热的温度压力耦合计算模型, 并成功应用于南海西部海域M气田M1井关井井底恢复压力计算和试井分析, 为海上高温高压气井井筒温度、压力计算及优化试井设计奠定了基础。

关键词: 高温高压; 海上气井; 瞬变流; 耦合计算

中图分类号: TE357 文献标识码: A

Calculation and application of bottom hole pressure buildup during shut-in period in high temperature and high pressure offshore gas well

Chen Jianhua, Chu Peng, Wang Laichao, Liu Kai and Ruan Hongjiang
(Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang, Guangdong 524057, China)

Abstract: The calculation of the bottom hole pressure (BHP) in the high temperature and high pressure the gas wells with should consider the temperature changes inside the wellbore. The coupling of the pressure and temperature need to be solved simultaneously. The current calculation methods considering the wellbore heat transfer, and the coupling of pressure and temperature mainly apply to the steady flow. However, they don't apply to the transition flow during the shut-in period. Meanwhile, the wellbore heat transmission of the offshore gas well in high temperature and high pressure should consider the effects of sea water. Nevertheless, there are fewer examples of this research. According to the problems above and based on the basic equation, we established a new calculation model, which considers wellbore storage, and the heat transfer among the wellbore, adjacent formation and sea water. This method is successfully applied to the BHP calculation and well testing analysis for the well M1 during the shut-in period in M gas field of the western South China Sea, thus providing the basis for the temperature and pressure calculation and well testing optimization of high temperature and high pressure offshore gas well.

Key words: high temperature and high pressure, offshore gas well, transient flow, coupling computation

井底压力是气井动态分析、试井分析最重要的数据, 目前获取井底压力的方法有两种: 一是下压力计进行实测, 二是通过井口压力进行计算。对于高温高压气井, 由于压力高、产量大, 将压力计下入井底进行监测的难度较大, 因此通过井口压力计算井底压力显得至关重要。常规井底压力计算方法均假设井筒内温度为已知值, 未考虑温度变化对压力的

影响, 对于高温高压气井将产生较大的计算误差。不同于常规气井, 高温高压气井井筒内气体流动过程中与周围地层的传热量不容忽视, 井底压力的计算必须考虑井筒内温度变化的影响, 压力和温度相互耦合, 必须同时求解^[1]。目前考虑井筒传热、温度和压力耦合计算的研究文献虽然较多, 但介绍的方法主要是先分别建立井筒压力计算模型和井筒温度

收稿日期: 2017-05-04。

第一作者简介: 陈建华(1986—), 男, 工程师, 油气田开发与油藏工程研究。

计算模型,然后联立耦合求解,这种方法只适用于稳定流^[2-4],不适用于开井生产或关井恢复期间的瞬变流(井筒储集的影响)。同时,不同于陆上气井,海上高温高压气井井筒传热需考虑海水的影响,由于国内海上高温高压气田刚投入开发,目前在这方面的相关研究较少^[5]。

从基础方程推导,建立了考虑井筒续流、井筒与周围地层或海水间传热的温度压力耦合计算模型,并成功应用于南海西部海域M气田M1井,为海上高温高压气井关井井底恢复压力计算和试井分析奠定了基础。

1 数学模型建立

在建立井筒压力、温度耦合计算模型时,做如下假设:1) 气井关井前已达到稳定流动状态,关井期间气体在井筒中的流动是瞬变的,并只沿流动方向作一维流动;2) 井筒中任一截面上各点的温度、压力相等;3) 井筒和周围地层或海水间的热损失是径向的,不考虑沿井深方向的传热;4) 从井筒到第二界面(水泥环外缘或隔水导管外壁)的传热为一维稳态传热,从第二界面到周围地层或海水中的传热为一维非稳态传热;5) 气体在流动过程中不对外界做功,外界也不对气体做功。

根据以上假设,分别建立连续性方程、动量方程和能量守恒方程,并结合气体状态方程,建立起井筒单相气体瞬变流动时温度、压力耦合计算模型。

对称圆管内的单相流动,采用柱坐标下的基本方程的推导。 z 轴为圆管中心线。建立管内微元控制体如图1所示, z 方向的增量为 dz ,规定向下为正,向上为负。

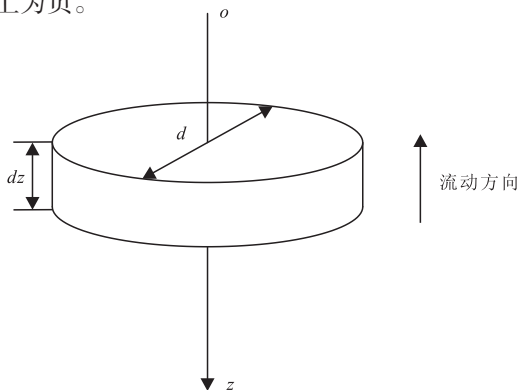


图1 流动单元示意图

Fig. 1 Schematic diagram of flow units

1) 连续性方程:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial z} = 0 \quad (1)$$

2) 动量方程:

$$-\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial z} = 10^6 \frac{\partial p}{\partial z} - \rho g - \frac{2f \rho v^2}{d} \quad (2)$$

3) 能量守恒方程:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left[\rho v \left(H + \frac{v^2}{2} - gz \right) \right] + g H_w \frac{\partial}{\partial z} (\rho v) = -\frac{\tilde{Q}}{A} - \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \left(H - 10^6 \frac{p}{\rho} \right) \right] - \frac{1}{A dz} \frac{\partial}{\partial t} (m' c' T_i) \quad (3)$$

4) 气体状态方程:

$$\rho = \frac{p M_g}{Z R T_i} = \frac{p M_g}{8.314 Z T_i} \quad (4)$$

式中: ρ 为气体密度, kg/m^3 ; v 为气体流速, m/s ; A 为油管横截面积, m^2 ; t 为关井时间, s ; p 为气体压力, MPa ; d 为油管内径, m ; f 为摩擦系数,无量纲; g 为重力加速度, $9.8 \text{ m}/\text{s}^2$; H 为单位质量气体的焓, J/kg ; \tilde{Q} 为单位深度井筒中径向热流量(井筒系统进入井壁的热量), $\text{J}/(\text{m} \cdot \text{s})$; m' 为井筒系统(包括油管、套管和水泥环)质量, kg ; c' 为单位质量井筒系统(包括油管、套管和水泥环)的比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; T_i 为油管内气体温度, K ; M 为气体摩尔质量, kg/mol ; Z 为气体偏差系数,无量纲; H_w 为井深, m 。

式(1)~(4)组成关井井筒单相气体瞬变流动时温度、压力耦合计算数学模型^[6]。

2 热物性参数计算

1) 单位质量气体的焓。烃混合物的焓采用SRK方程导出的计算公式^[7]:

$$\frac{H-H^0}{RT} = Z - 1 - \ln \left(1 + \frac{B}{Z} \right) \left(\frac{A}{B} + \frac{\sqrt{a}}{RTb} \sum_{i=1}^c x_i \kappa_i \sqrt{a_{ci} T_{ri}} \right)$$

式中: H^0 为体系温度下理想气体混合物的焓; x_i 为体系 i 组分的摩尔分数; T_{ri} 为体系 i 组分的对比温度。

焓差可用下式进行计算:

$$dH = \left(\frac{\partial H}{\partial p} \right)_{T_i} dp + \left(\frac{\partial H}{\partial p} \right)_{T_i} dT_i = -C_j C_p dp + C_p dT_i$$

式中: C_j 为焦耳—汤姆逊系数, $(\text{m}^3 \cdot \text{k})/\text{J}$; C_p 为油管内气体定压比热, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ 。

对于单相气体,焦耳—汤姆逊系数计算表达式为:

$$C_p = -\frac{1}{C_p \rho} \left[-\frac{T_f \left(\frac{\partial Z}{\partial T_f} \right)_p}{Z} \right]$$

天然气真实定压比热 C_p 可采取简化的公式计算:

$$C_p = 1.243 + 3.14T_f + 7.931 \times 10^{-4}T_f^2 - 6.881 \times 10^{-7}T_f^3$$

适用范围: $273 \text{ K} < T_f < 1500 \text{ K}$, 误差 $< 1.33\%$ 。

2) 单位深度井筒中径向热流量。单位深度井筒与地层间径向热流量 \tilde{Q} 可用下式表示:

$$\tilde{Q} = wC_p L_R (T_f - T_c)$$

其中:

$$L_R = \frac{2\pi r_{io} U_{io} k_c}{wC_p (k_c + r_{io} U_{io} T_D)}$$

代入得到:

$$\tilde{Q} = \frac{2\pi r_{io} U_{io} k_c}{k_c + r_{io} U_{io} T_D} (T_f - T_c)$$

式中: L_R 为松弛因子, $1/\text{m}$; C_p 为油管内气体定压比热, $\text{J}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$; U_{io} 为总传热系数, $\text{J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{K})$; k_c 为地层的导热系数, $\text{J}/(\text{m} \cdot \text{s} \cdot \text{K})$; w 为气体质量流量, kg/s ; r_{io} 为油管外半径, m ; T_c 为地层温度, K ; T_D 为地层瞬态传热函数。

根据 Ramey 的经验法则, 总传热系数简化为以下计算式:

$$U_{io} = \left[\frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{io} \ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} \right]^{-1}$$

式中: h_c 为环空对流传热系数, $\text{J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{K})$; h_r 为环空辐射传热系数, $\text{J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{K})$; k_{cem} 为水泥环导热系数, $\text{J}/(\text{m} \cdot \text{s} \cdot \text{K})$; r_{wb} 为井眼半径, m ; r_{co} 为套管外半径, m 。

计算 h_c 和 h_r 的方法参见文献[8]。

瞬态传热函数 T_D 可用以下近似公式计算^[9]:

$$T_D = \begin{cases} 1.128 \sqrt{t_D} (1 - 0.3 \sqrt{t_D}), & t_D \leq 1.5 \\ (0.4063 + 0.5 \ln t_D) \left(1 + \frac{0.6}{t_D} \right), & t_D > 1.5 \end{cases}$$

其中: $t_D = \frac{\alpha t}{r_{wb}^2}$

式中: t_D 为无因次热传导时间; α 为地层热扩散系数, m^2/s ; r_{wb} 为井眼半径, m 。

不同于陆上油气井, 海上高温高压气井泥面上存在海水段, 井筒传热量的计算必须考虑井筒与周围海水之间的传热。由能量守恒定律推导得到单位深度井筒与海水间径向热流量 \tilde{Q}_h 计算公式如下:

$$\tilde{Q}_h = \frac{2\pi r_{io} U_{io} k_c'}{k_c' + r_{io} U_{io} T_D'} (T_f - T_h)$$

其中:

$$U_{io}' = \left[\frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{io} \ln(r_{gi}/r_{co})}{k_{cem}} \right]^{-1}$$

式中: U_{io}' 为总传热系数, $\text{J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{K})$; k_c' 为海水的导热系数, $\text{J}/(\text{m} \cdot \text{s} \cdot \text{K})$; T_D' 为海水层瞬态传热函数, 计算方法参考上述 T_D ; T_h 为海水层温度, K ; r_{gi} 为隔水管内半径, m 。

3 数值模型及求解步骤

1) 数值模型

令空间步长 $\Delta z = h$, 时间步长 $\Delta t = \tau$, $r = \frac{h}{2\tau}$ 。

令 i 代表空间节点, n 代表时间节点。在 $(i + \frac{1}{2}, n + 1)$ 点对式(1)~(3)进行隐式差分离散化, 简化后得到:

$$v_{i+1}^{n+1} = \frac{(\rho v)_i^{n+1} - r(\rho_{i+1}^{n+1} + \rho_i^{n+1} - \rho_{i+1}^n - \rho_i^n)}{\rho_{i+1}^{n+1}} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} p_{i+1}^{n+1} = & p_i^{n+1} + 10^{-6} \left[(\rho v^2)_{i+1}^{n+1} - (\rho v^2)_i^{n+1} \right] + \\ & 10^{-6} \frac{h}{d} \left[(f \rho v^2)_{i+1}^{n+1} + (f \rho v^2)_i^{n+1} \right] - \\ & 10^{-6} r \left[(\rho v)_{i+1}^{n+1} + (\rho v)_i^{n+1} - (\rho v)_{i+1}^n - (\rho v)_i^n \right] + \\ & 10^{-6} \frac{h(\rho_{i+1}^{n+1} + \rho_i^{n+1})}{2} g \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} T_{fi+1}^{n+1} = & T_{fi+1}^n + T_{fi}^n - T_{fi}^{n+1} - \frac{h^2}{2rm'c'} \left(\tilde{Q}_{i+1}^{n+1} + \tilde{Q}_i^{n+1} \right) - \\ & \frac{Ah}{m'c'} \left[(\rho H)_{i+1}^{n+1} + (\rho H)_i^{n+1} - (\rho H)_{i+1}^n - (\rho H)_i^n \right] - \\ & \frac{Ah}{rm'c'} \left[(\rho v H)_{i+1}^{n+1} - (\rho v H)_i^{n+1} \right] + \\ & \frac{10^6 Ah}{m'c'} (p_{i+1}^{n+1} + p_i^{n+1} - p_{i+1}^n - p_i^n) - \\ & \frac{AhgH_w}{rm'c'} \left[(\rho v)_{i+1}^{n+1} - (\rho v)_i^{n+1} \right] - \\ & \frac{Ah}{2rm'c'} \left[(\rho v^3)_{i+1}^{n+1} - (\rho v^3)_i^{n+1} \right] + \\ & \frac{Agh}{rm'c'} \left[(\rho v)_{i+1}^{n+1} z_{i+1} - (\rho v)_i^{n+1} z_i \right] \end{aligned} \quad (7)$$

由于井筒周围地层温度随时间发生改变, 因此 \tilde{Q} 也随时间逐渐变化, 根据叠加原理, 可以得到^[10-11]:

$$\tilde{Q}^{n+1} = w^{n+1} C_p^{n+1} L_R^{n+1} (T_f^{n+1} - T_c) + \sigma^n \quad (8)$$

其中:

$$\sigma^n = w^{n+1} C_p^{n+1} L_R^{n+1} \left[\bar{Q}^n T_D^{n+1} (t_D^{n+1} - t_D^n) - \sum_{N=1}^n (\bar{Q}^N - \bar{Q}^{N-1}) T_D^{n+1} (t_D^N - t_D^{N-1}) \right] (2\pi k_e)^{-1} \quad (9)$$

2) 求解步骤:

取空间步长 h 和时间步长 τ , 从井口开始, 对每一段进行迭代计算, 直至井底。

① 由 $n=0$ 时刻(即关井前)井口压力、温度、产量等初值, 计算出井筒各段的压力、温度、密度、流速分布的初值 (p_i^0 、 T_i^0 、 v_i^0 、 ρ_i^0);

② 根据 $n=1$ 时刻(关井后下一时间步)井口 p_0^1 、 T_0^1 、 v_0^1 实测数据, 由气体状态方程得到井口气体密度 ρ_0^1 ;

③ 从井口计算至下一空间节点, 假设 ρ_i^1 初值 $\rho_i^1(0)$, 令 $\rho_i^1(0) = \rho_i^0$;

④ 根据假设的 ρ_i^1 初值 $\rho_i^1(0)$, 由式(5)计算 v_i^1 的初值;

⑤ 根据计算的 v_i^1 初值, 由式(6)计算 p_i^1 的初值;

⑥ 将计算得到的 v_i^1 、 p_i^1 初值, 代入式(7), 计算 T_i^1 初值;

⑦ 根据气体状态方程计算 T_i^1 、 p_i^1 下的 ρ_i^1 , 若 $|\rho_i^1 - \rho_i^1(0)| > 10^{-4}$, 令 $\rho_i^1(0) = \rho_i^1$, 返回步骤④, 重新迭代, 直至满足精度要求为止;

⑧ 记录此空间节点计算数据, 继续往下迭代, 直至井底;

⑨ 继续迭代计算下一时间节点, 直至结束。

4 关井前井筒温度压力剖面计算

关井前经过一段时间的生产, 井筒内气体流动和传热均达到稳定状态(井筒内温度、压力不随时间发生变化), 井筒内温度、压力分布采用下式进行计算:

$$T_{\text{fout}} = T_{\text{eout}} + \frac{1 - e^{-L_R h}}{L_R} \left(-\frac{g}{C_p} + C_j \frac{dp}{dz} - \frac{v}{C_p} \frac{dv}{dz} + g_T \right) + e^{-L_R h} (T_{\text{fin}} - T_{\text{ein}}) \quad (10)$$

$$p_{\text{out}} = \left[p_{\text{in}}^2 e^{2s} + \frac{1.324 \times 10^{-18} f(q_{\text{sc}} \bar{T} \bar{Z})^2}{d^5} (e^{2s} - 1) \right] \quad (11)$$

$$\text{其中: } s = \frac{0.034 15 \gamma_g h}{\bar{T} \bar{Z}}$$

式中: T_{fout} 为计算段终点处气体温度, K; T_{eout} 为计算段终点处地层温度, K; T_{fin} 为计算段起点处气体温度, K; T_{ein} 为计算段起点处地层温度, K; p_{out} 为计算段终点处气体压力, MPa; p_{in} 为计算段起点处气体压力, MPa; g_T 为地层温度梯度, k/m; q_{sc} 为标况下井口产气量, m³/d; \bar{T} 为计算段平均温度, K; \bar{Z} 为计算段平均温压下的气体偏差系数。

由于计算温度时需要已知压力, 计算压力时需要已知温度, 压力和温度相互耦合, 需采用迭代法同时求解^[12]。

5 实例分析

M 气田位于南海北部大陆架西区的莺歌海盆地内, 气田原始地层压力为 53.5 ~ 54.1 MPa, 压力系数为 1.90 ~ 1.94, 地层温度为 138 ~ 143 °C, 为中海油首个开发的异常高温高压气田。气田于 2015 年投产后进行了产能+压恢测试, 取得了关井井口及井底恢复压力数据, 其中 M1 井关井井口恢复压力曲线呈现整体下降的异常趋势, 采用常规方法计算得到的井底恢复压力曲线也呈整体下降的趋势, 与实测关井井底恢复压力曲线差异较大(图 2), 无法用于试井解释。

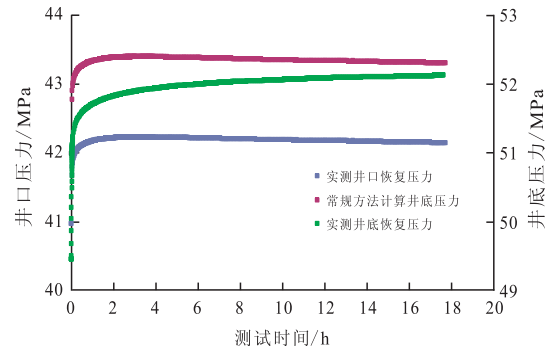


图 2 M1 井常规方法计算井底恢复压力与实测压力对比

Fig. 2 Comparison of BHP buildup and measured pressure by conventional calculation methods of well-M1

基于关井恢复井口压力、温度数据, 采用本文计算方法, 对 M1 井关井井底恢复压力重新进行了计算。M1 井基础数据见表 1, 由于耦合迭代求解过程复杂, 采用 VB 语言编译了相关软件, 软件计算结果如图 3 所示。

计算得到的井底恢复压力曲线与实测关井井底

表 1 M1 井基础数据
Table 1 Basic data of well-M1

参数名称	参数值	参数名称	参数值
油管内径/m	0.058	水泥环导热系数/ ($J \cdot m^{-1} \cdot s^{-1} \cdot K^{-1}$)	0.93
油管外径/m	0.083	海水导热系数/ ($J \cdot m^{-1} \cdot s^{-1} \cdot K^{-1}$)	0.51
套管外径/m	0.244	天然气相对密度	0.885
隔水导管内径/m	0.660	天然气摩尔质量/ ($kg \cdot mol^{-1}$)	25.635
井眼半径/m	0.156	关井前日产气量/ ($10^4 m^3 \cdot d^{-1}$)	50
海水深度/m	60	海床表层温度/ $^{\circ}C$	23
海底以下垂直井深/ m	2 762	地温梯度/ ($^{\circ}C \cdot m^{-1}$)	0.041
地层热扩散系数/ ($m^2 \cdot s^{-1}$)	7.5×10^{-7}	平均海水温度/ $^{\circ}C$	23.5
地层导热系数/ ($J \cdot m^{-1} \cdot s^{-1} \cdot K^{-1}$)	1.717		

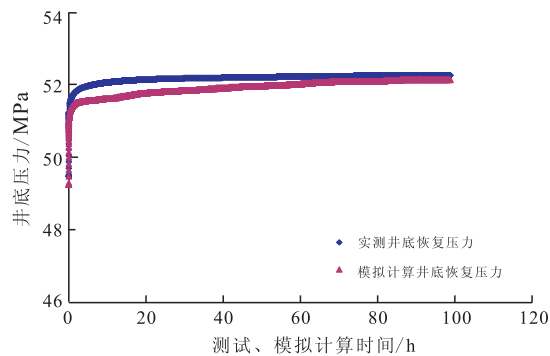


图 3 M1 井井底压力计算与实测对比图

Fig. 3 Comparison of calculated result and measured value of BHP of well-M1

恢复压力曲线趋势一致(整体都呈上升的正常趋势),并且计算误差较小(误差 $<1.0\%$)。由于压力和温度相互耦合,软件模拟计算时,求出压力的同时也得到了井底恢复温度数据,温度计算误差 $<2.9\%$,对比结果见图 4 所示。

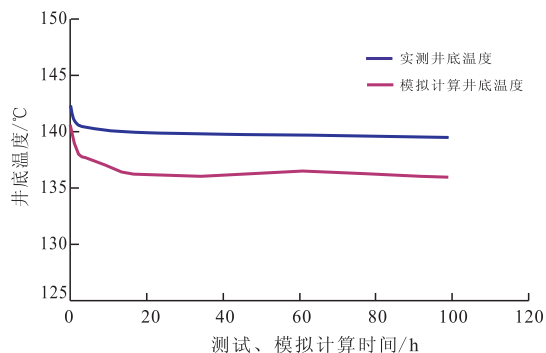


图 4 M1 井井底温度计算与实测对比图

Fig. 4 Comparison of calculated result and measured value of THP of well-M1

图 5 为模拟得到的 M1 井不同深度处关井压力恢复曲线,在井筒不同位置,压力恢复曲线形态不同,井口附近压力恢复曲线整体呈下降趋势,而井底附近呈正常上升趋势。由于井口附近温度变化大,导致井口至某一深度下的压力恢复曲线呈整体下降的异常趋势,而某一深度之后压力恢复曲线逐渐趋向正常。

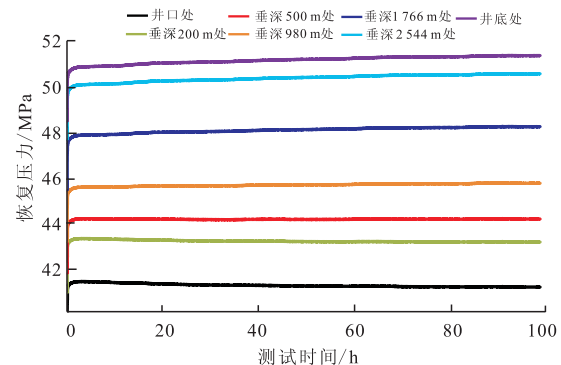


图 5 不同深度处压力恢复曲线

Fig. 5 Build-up curves of different depths

根据计算得到的井底恢复压力数据,利用 Saphir 试井软件,对 M1 井进行试井分析,解释结果与采用实测井底压力分析结果相近,具体对比情况见表 2。

表 2 M1 井井口、井底压力解释结果对比

Table 2 Interpretation results comparison of THP and BHP of well-M1

解释方法	有效渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	K/K_r , f	表皮系数, f	井储系数/ ($m^3 \cdot MPa^{-1}$)	地层压力/ MPa
实测井底压力解释	12.9	0.6	0.42	0.32	52.27
用井口压力 换算成井底 压力解释	11.3	0.5	0.64	0.48	52.16

6 结论

1) 从基础方程推导,建立了考虑井筒续流、井筒与周围地层或海水间传热的温度压力耦合计算模型,并给出了模型求解方法,为海上高温高压气井关井井筒温度、压力分布计算提供了一定的指导作用。

2) 井筒内不同位置关井压力恢复曲线形态不同,由于井口附近温度变化大,井口至某一深度下的压力恢复曲线可能呈整体下降的异常趋势,而某一

深度之后压力恢复曲线逐渐趋向正常。

3) M1井压恢测试时井口恢复压力出现异常,采用本文计算方法,得到了正常的井底恢复压力曲线,并应用于试井分析,解释结果较可靠,为优化海上高温高压气井试井设计奠定了基础。

参考文献

- [1] 毛伟,梁政. 计算气井井筒温度分布的新方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 1999, 21(1): 56-58.
- [2] 宋戈. 气井井筒瞬态温度压力耦合模型研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- [3] 王洪峰,朱卫红,唐明龙,等. 克拉2气田井口压力恢复测试异常分析[J]. 天然气工业, 2008, 28(10): 78-80.
- [4] 陈伟,段永刚,刘柏峰,等. 罗家寨高产能气井测试井口压力异常分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2007, 29(1): 60-63.
- [5] 于继飞,吴晓东,韩国庆,等. 海上油井井口温度计算方法探讨[J]. 中国海上油气, 2009, 21(5): 332-334.
- [6] 毛伟,梁政. 气井井筒压力、温度耦合分析[J]. 天然气工业, 1999, 19(6): 66-69.
- [7] Poling B E, Prausnitz J M. 气液物性估算手册(原著第五版)[M]. 北京: 化学工业出版社, 2006.
- [8] Willhite G P. Over-all heat transfer coefficients in stream and hot water injection wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1967, 19(5): 607-615.
- [9] 贾莎. 高含硫气井井筒温度压力分布预测模型[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
- [10] Kabir C S, Hasan A R, Jordan D L, et al. A wellbore/reservoir simulator for testing gas wells in high temperature reservoirs[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1996, 11(2): 128-134.
- [11] Chen Zhongming, Novotny R J. Accurate prediction wellbore transient temperature profile under multiple temperature gradients: finite difference approach and case history[C]// paper SPE-84583-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 2003, Denver, Colorado, USA.
- [12] 尹邦堂,李相方,李骞,等. 高温高压气井关井期间井底压力计算方法[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 87-91.

(编辑 杨友胜)

(上接第21页)

- [14] Klein J S, Mozley P, Campbell A R, et al. Spatial distribution of carbon and oxygen isotopes in laterally extensive carbonate-cemented layers; implications for mode of growth and subsurface identification[J]. Journal of Sedimentary Research, 1999, 69(1): 184-201.
- [15] Irwin H, Curtis C, Coleman M. Isotopic evidence for source of diagenetic carbonates formed during burial of organic-rich sediments[J]. Nature, 1977, 269(5625): 209-213.
- [16] Epstein S, Mayeda T. Variation of O18 content of waters from natural sources[J]. Geochimica Et Cosmochimica Acta, 1953, 4(5): 213-224.
- [17] Keith M L, Anderson G M, Eichler R. Carbon and oxygen isotopic composition of mollusk shells from marine and fresh-water environments[J]. Geochimica Et Cosmochimica Acta, 1964, 28(10): 1757-1786.
- [18] Keith M L, Weber J N. Carbon and oxygen isotopic composition of selected limestones and fossils[J]. Geochimica Et Cosmochimica Acta, 1964, 28(10): 1787-1816.
- [19] 傅强,孙喜天,刘永斗. 鄂尔多斯晚三叠世湖盆特征恢复及地质意义[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2009, 37(11): 1537-1540.
- [20] Shackleton N J. Paleotemperature history of the Cenozoic and the initiation of Antarctic glaciation: Oxygen and carbon isotope analyses in DSDP sites 277, 279, and 281[J]. Ligament Balancing, 1976.
- [21] 王大锐. 油气稳定同位素地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- [22] 王新民,郭彦如,付金华,等. 鄂尔多斯盆地延长组长8段相对高孔渗砂岩储集层的控制因素分析[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 35-38.
- [23] 罗静兰,刘小洪,林潼,等. 成岩作用与油气侵位对鄂尔多斯盆地延长组砂岩储层物性的影响[J]. 地质学报, 2006, 80(5): 664-673.
- [24] 刘小琦,邓宏文,李青斌,等. 鄂尔多斯盆地延长组剩余压力分布及油气运聚条件[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(2): 143-145.
- [25] 何金先,段毅,张晓丽,等. 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长8烃源岩生烃潜力评价[J]. 兰州大学学报(自科版), 2011, 47(6): 18-22.

(编辑 杨友胜)