

控压钻井气侵后井口回压的影响因素分析

宋荣荣¹, 孙宝江¹, 王志远¹, 刘晓兰², 马永乾²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东东营 257061; 2. 中国石化胜利石油管理局钻井工艺研究院, 山东东营 257017)

摘要: 控压钻井过程中, 实时控制井底压力主要靠调节和控制井口回压。通过分析控压钻井中的瞬变过程, 建立了各过程中的多相流计算模型, 并利用有限差分法对模型进行了求解。通过仿真算例分析了采取控压钻井时井口回压随时间的变化规律, 讨论了返出钻井液增量、气相渗透率、排量、钻井液密度、初始井底压差、井深和黏度等对井口回压的影响规律。结果表明: 返出钻井液增量越大, 井口施加的回压也越大; 在返出钻井液增量一定的条件下, 气相渗透率、排量、钻井液密度、初始井底压差、井深和黏度对井口回压均有影响, 气相渗透率越大、排量越小、钻井液密度越小、初始井底压差越大、井越深、钻井液黏度越小, 气体到达井口时需要施加的回压峰值也越大。

关键词: 控压钻井 回压 气侵 多相流 排量 渗透率 钻井液密度 钻井液黏度

中图分类号: TE21 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2011)04-0019-06

Analysis of the Influence Factors of Wellhead Back Pressure in Managed Pressure Drilling after Gas Invasion

Song Rongrong¹, Sun Baojiang¹, Wang Zhiyuan¹, Liu Xiaolan², Ma Yongqian²

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Drilling Technology Research Institute, Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong, 257017, China)

Abstract: It is mainly relied on adjusting and controlling wellhead back pressure to control bottom hole pressure in real time during managed pressure drilling(MPD). The MPD wellhead back pressure computational model was established based on multiphase flow theory and principle of MPD, and computed using finite difference method. The variations of wellhead back pressure in MPD were analyzed by simulation examples. Factors impacting the wellhead back pressure were studied, including increment of return drilling fluid, gas phase permeability, discharge capacity, drilling fluid density, well depth, initial bottom hole differential pressure and viscosity. The simulation results showed that the larger increment of return drilling fluid, the greater wellhead back. When increment of return drilling fluid was constant, discharge capacity, drilling fluid density, and initial bottom hole differential pressure impacted wellhead back pressure significantly. The wellhead back pressure is higher with smaller discharge capacity and drilling fluid density, and greater initial bottom hole differential pressure. The effect of gas phase permeability, viscosity and well depth is small.

Key words: managed pressure drilling; gas cut; back pressure; multiphase flow; discharge capacity; permeability; drilling fluid density; drilling fluid viscosity

目前,随着油藏资源的不断勘探,容易发现和开发的油气藏越来越少,复杂油气藏成为资源接替的重要部分。而这些复杂油气藏,应用常规钻井技术易出现地层漏失、卡钻、钻杆脱扣、井涌等井下故障,致使非生产时间增加,从而导致钻井费用大幅度提高。控压钻井(managed pressure drilling, MPD)技术可以很好地解决因钻井安全密度窗口窄而造成的井漏、井涌等井下故障,在国外得到快速发展^[1-2],目前国内已开始研究与应用^[3-4]。控压钻井技术利用封闭的压力循环系统,通过控制钻井液密度、当量循环密度和井口回压,使井底压力保持相对稳定。由

收稿日期:2010-12-04; 改回日期:2011-05-22。

作者简介: 宋荣荣(1979—),女,山东潍坊人,2001年毕业于石油大学(华东)建筑工程专业,油气井工程专业在读博士研究生,主要从事油气井流体力学与工程方面的研究。

联系方式: (0546)8392273, daijia-9701@sohu.com。

基金项目:“十一五”国家科技支撑计划项目“三高气井井筒压力控制技术”(编号:2008BAB37B02)、国家自然科学基金项目“含天然气水合物相变的环空多相流动研究”(编号:50874116)、山东省自然科学基金项目“含天然气水合物相变的三相多组分多相流理论”(编号:Z2007A01)和山东省自然科学基金项目“深水钻探隔水管中的段塞流生成机制与控制方法研究”(编号:Y2007A32)联合资助。

于通过改变钻井液密度调整井底压力的速度较慢,而调整井口回压可以迅速调整钻井过程中的井底压力,因此如何适时适量控制井口回压,既保持井底压力恒定,又能够保证安全连续钻进非常重要。国内外学者对控压钻井的工艺原理及作业方式进行了比较详细的描述^[5-6],但对于钻井过程中如何根据井筒中多相流的特点实时控制井口回压,目前还没有文献给出具体的、适合现场操作的方法,而能否实时控制井口回压,是确保井底压力恒定及减少钻进问题的关键所在。笔者针对气侵过程中井筒多相流动的特点,对井口回压的实时变化规律进行了分析。

1 控压钻井中的瞬变过程分析

实施控压钻井时如果发生气侵一般要经历如下几个过程,即正常钻进过程、气体侵入过程、发现气侵后控压钻井过程及气体排出后继续钻进的过程,其中正常钻进过程及气体排出后继续钻进过程属于稳态过程,气体侵入过程及发现气侵后控压钻井过程属于非稳态过程。在稳态过程中,由于没有气体侵入,环空中只有钻井液和岩屑,回压的调节比较简单,而在非稳态过程中,气侵后由于气液两相之间的相互作用、气体滑脱及流型转化等因素,使回压的调节变得复杂,为了实时控制井底压力,需根据非稳态过程中的瞬变多相流理论对井口回压进行分析计算。

2 控压钻井的瞬变多相流模型

由于控压钻井使用低密度钻井液钻进,利用回压使井底压力略大于孔隙压力,而地层压力又存在不确定性,所以在钻井过程中可能出现气侵、井涌等情况,而气侵一旦发生,整个井筒内就变成气、液、固多相流体系^[7-14],因此需要通过研究环空多相流流动规律,得到多相流动控制方程组,然后对其进行求解,得到井筒中的压力分布,从而求得控压钻井时回压的变化规律,以便合理调整回压,确保正常钻进及是否需要关井等井控操作。笔者针对控压钻井的瞬变过程,分别建立了控压钻井时各过程的瞬变多相流模型。

2.1 正常钻进过程

钻井液和岩屑的连续性方程为:

$$\frac{d}{ds}(\rho_m E_m v_m A) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{d}{ds}(\rho_c E_c v_c A) = q_c \quad (2)$$

钻井液和岩屑动量守恒方程为:

$$\frac{d}{ds}(AE_m \rho_m v_m^2 + AE_c \rho_c v_c^2) + Ag \cos \alpha (E_m \rho_m + E_c \rho_c) + \frac{d(AP)}{ds} + A \left| \frac{dp}{ds} \right|_{fr} = 0 \quad (3)$$

式中: A 为环空截面积, m^2 ; E_c 和 E_m 分别为岩屑和钻井液的体积分数; v_c 和 v_m 分别为岩屑和钻井液的速度, m/s ; ρ_c 和 ρ_m 分别为岩屑和钻井液的密度, kg/m^3 ; q_c 为岩屑生成速度, kg/s ; s 为沿流动方向坐标, m ; f_r 为沿程摩阻压降, Pa ; α 为井斜角, $(^\circ)$; p 为压力, Pa 。

2.2 气侵及控压钻井过程

产出气、钻井液和岩屑的连续性方程为:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_g E_g A) + \frac{\partial}{\partial s}(\rho_g E_g v_g A) = q_g \quad (4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m E_m A) + \frac{\partial}{\partial s}(\rho_m E_m v_m A) = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_c E_c A) + \frac{\partial}{\partial s}(\rho_c E_c v_c A) = q_c \quad (6)$$

式中: E_g 为产出气的体积分数; ρ_g 为产出气的密度, kg/m^3 ; v_g 为产出气的速度, m/s ; q_g 为单位厚度产出气的质量流量, $kg/(s \cdot m)$ 。

在钻井过程中,钻遇油气层时,若地层与井筒之间存在压差,将有气体等地层流体侵入,导致井筒流动规律发生变化,此时,单位时间单位厚度气侵质量 q_g 为:

$$q_g = \frac{8.8 K \rho_{gs} (p_d^2 - p_w^2)}{T \mu_g Z \ln \frac{r_c}{r_w}} \quad (7)$$

式中: K 为气相渗透率, μm^2 ; μ_g 为天然气黏度, $mPa \cdot s$; Z 为天然气压缩系数; T 为气层温度, K ; r_c 为供油半径, m ; r_w 为井眼半径, m ; p_d 为地层压力, MPa ; p_w 为井底流压, MPa 。

当实施控压钻井后,通过施加回压平衡地层压力,地层流体不在进入,此时 q_g 为 0。

产出气、钻井液和岩屑动量守恒方程为:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(AE_g \rho_g v_g + AE_m \rho_m v_m + AE_c \rho_c v_c) + \\ & \frac{\partial}{\partial s}(AE_g \rho_g v_g^2 + AE_m \rho_m v_m^2 + AE_c \rho_c v_c^2) + \\ & Ag \cos \alpha (E_g \rho_g + E_m \rho_m + E_c \rho_c) + \\ & \frac{d(AP)}{ds} + A \left| \frac{dp}{ds} \right|_{fr} = 0 \end{aligned} \quad (8)$$

2.3 气体排出后继续钻进过程

实施控压钻井排出气体后,环空中仅有钻井液和岩屑,其连续性方程和动量方程同正常钻进过程。

3 方程组的求解

3.1 多相流方程组的定解条件

3.1.1 气侵过程中方程组的初始条件和边界条件

钻井过程中,由于地层流体的侵入导致流体运动状态发生改变时,其初始条件为正常钻进结束时刻未发生气侵时井筒内相关各参数,即:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_g(0, j) = 0 \\ E_c(0, j) = \frac{v_{sc}(0, j)}{C_c v_{sl}(0, j) + v_{cr}(0, j)} \\ E_m(0, j) = 1 - E_c(0, j) \\ v_{sc}(0, j) = \frac{q_c}{\rho_c A(j)} \\ v_c(0, j) = \frac{v_{sc}(0, j)}{E_c(0, j)} \\ v_{sm}(0, j) = \frac{q_m}{A(j)} \\ v_m(0, j) = \frac{v_{sm}(0, j)}{E_m(0, j)} \\ p(0, j) = p(j) \end{array} \right. \quad (9)$$

发生气侵后多相流控制方程组的边界条件是指井口的压力边界和井筒温度场边界,此时井口的压力边界为大气压,因此边界条件为:

$$\left\{ \begin{array}{l} p(t, 0) = p_0 \\ T(t, j) = f_T(t, j) \end{array} \right. \quad (10)$$

式中: v_{sc} 、 v_{sm} 分别表示环空中岩屑和钻井液在某一截面的表观速度, m/s; v_{cr} 为环空某一界面岩屑的沉降速度, m/s; v_{sl} 为环空混合物在某一界面的速度, m/s; C_c 为岩屑速度分布系数; j 为环空中的各个节点; p_0 为大气压, Pa; t 为气侵时间, s; f_T 为井筒温度场函数。

3.1.2 控压钻井中方程组的初始条件和边界条件

随着气侵时间的增加,气体不断进入井筒,同时原侵入的气体沿井筒不断上升,由于压力、温度的降低不断膨胀,造成返出钻井液量迅速增加,井底压力不断下降,为防止气侵的进一步加剧,需在井口施加一定的回压平衡地层压力,因此,气侵后采取控压钻

井的初始条件为溢流结束时刻环空各点各种流体分布情况,即:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{ik}(t_0, j) = E_{ic}(t_0, j) \\ v_{ik}(t_0, j) = v_{ic}(t_0, j) \end{array} \right. \quad (11)$$

由于在实施控压钻井过程中井底压力等于或略大于地层压力,并通过实时调节回压使井底压力保持恒定,因此采取控压钻井时的边界条件为:

$$\left\{ \begin{array}{l} p(t'_0, 0) = p_d \\ T(t'_0, j) = f_T(t'_0, j) \end{array} \right. \quad (12)$$

式中: E_{ik} 、 E_{ic} 分别表示调整回压后与调整回压前环空各种流体在某一截面的体积分数; v_{ik} 、 v_{ic} 分别表示调整回压后与调整回压前环空各种流体在某一截面的速度, m/s; i 表示环空内各种流体,包括产出气、钻井液和岩屑; p_d 为地层压力, Pa; t_0 为刚开始采取控压钻井的时刻, s; t'_0 为实施控压钻井的时间, s; T 为 t'_0 时刻 j 节点的温度, K。

3.1.3 气体排出后继续钻进过程

气体排出后井筒内仅有钻井液和岩屑,所以此时的初始条件为气体全部排出时刻井筒内各种流体的压力和分布情况,即:

$$\left\{ \begin{array}{l} p_{iq}(t_1, j) = p_{ikk}(t_1, j) \\ E_{iq}(t_1, j) = E_{ik}(t_1, j) \\ v_{iq}(t_1, j) = v_{ik}(t_1, j) \end{array} \right. \quad (13)$$

由于在实施控压钻井的过程中通过井口回压平衡地层压力,弥补气侵时的井底压差,因此排出井筒内的气体后还存在一定的井口回压,所以此时的边界条件为:

$$\left\{ \begin{array}{l} p(t'_1, 0) = p_a \\ T(t'_1, j) = f_T(t'_1, j) \end{array} \right. \quad (14)$$

式中: p_{iq} 、 p_{ikk} 分别表示气体全部排出后与气体刚好排出时环空各种流体在某一截面的压力, Pa; E_{iq} 、 E_{ikk} 分别表示气体全部排出后与气体刚好排出时环空各种流体在某一截面的体积分数; v_{iq} 、 v_{ikk} 分别表示气体全部排出后与气体刚好排出时环空各相在某一截面的速度, m/s; i 表示环空内各种流体,包括钻井液和岩屑; j 为环空中的各个节点; p_a 为井口回压, Pa; t_1 为气体全部排出的时刻, s; t'_1 为气体排出后继续钻进的时间, s; T 为 t'_1 时刻 j 节点的温度, K。

3.2 求解步骤

对多相流控制方程直接求解解析解是很困难的,可采用有限差分方法求解,其中空间域为整个环空,

时间域为从计算的初始时刻至计算结束的整个时间段。通过有限差分法对数学模型进行离散,将原数学模型在定解域上的解转化为在定解域中网格节点上的离散解,逐时逐步求得空间域上各节点的解,直至覆盖整个时间域,即可求得相应问题的解^[11]。当气侵发生后,通过假设井底压力,依次对空间域上各节点进行估算,直至满足边界条件,即可求得此时空间域中各节点的参数;发现钻井液池增量增加在井口施加回压后,此时的井底压力等于地层压力,依次对空间各节点进行计算,所求得井口处的压力即为实施控制压力钻井时所需施加的回压。

4 计算结果讨论

利用1口假设井进行了模拟计算,该假设井的参数为:井深3 000 m;套管直径244.5 mm; $\phi 127.0$ mm的钻具平均内径为110.0 mm;钻头直径215.9 mm; $\phi 177.8$ mm钻铤200 m;钻井液密度1.2 kg/L,钻井液排量0.03 m³/s,钻井液塑性黏度0.03 Pa·s,钻井液动切力为1.5 Pa;气相渗透率 $800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;井口温度25℃;地温梯度3℃/100m;地层压力37.0 MPa。

4.1 返出钻井液增量对井口回压的影响

图1为不同返出钻井液增量下控压钻井井口回压随时间的变化曲线。从图1可以看出,当钻井过程中发现返出钻井液量增大采取控压钻井后,随着时间的增加井口回压先增大后减小,最后保持不变。这是因为通过在井口施加回压使井底压力略大于或

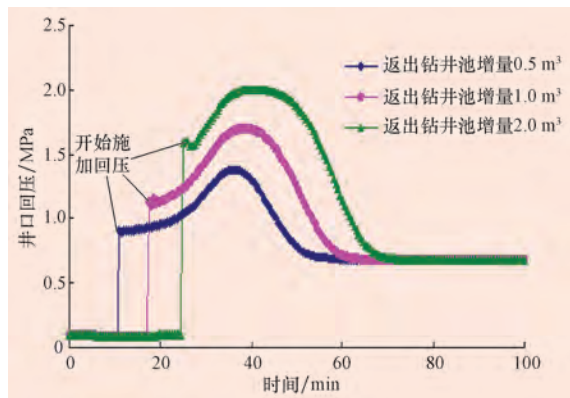


图1 不同返出钻井液增量下井口回压随时间的变化曲线

Fig. 1 Variation of wellhead back pressure with time under different increment of return drilling fluid during MPD

等于地层孔隙压力后,气侵停止。随着井筒内气体的上升,气体体积不断膨胀,使环空内混合物的密度降低,为使井底压力保持恒定防止气侵的再次发生,需在井口施加相应的回压。当气体到达井口时其体积达到最大,施加的井口回压也达到最大。此后随着气体的排出,井口回压逐渐减小,当环空内气体全部排出后,井口回压保持恒定。同时返出钻井液增量越大,在井口需要施加的回压也越大。由于现场应用的钻井设备都是通过节流阀来控制回压,控制能力有限^[14],因此发生气侵后调整回压的时间越早,回压调整的幅度也越小,对回压的控制也越容易。

4.2 气相渗透率对井口回压的影响

图2为返出钻井液增量为1.0 m³、不同气相渗透率条件下,井口回压随时间的变化曲线。由图2可知,当返出钻井液增量相同时,气相渗透率越大,井口所需施加回压的峰值也越大。由于气相渗透率越大,达到预定的返出钻井液增量的时间越短,气体越接近于井底,气体所受的压力越大,气体体积越小,当到达井口时气体膨胀的体积也越大。因此,为保持井底压力恒定,气相渗透率较大时井口施加的回压会略高。

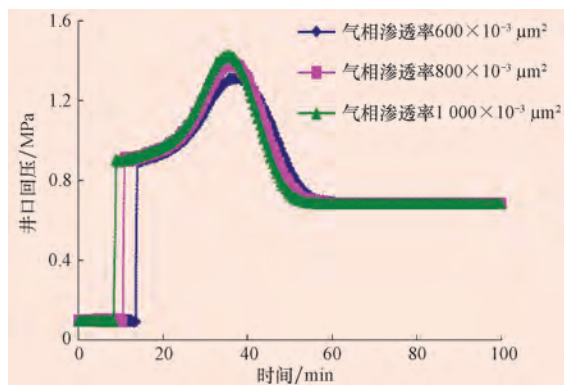


图2 不同气相渗透率条件下井口回压随时间的变化曲线

Fig. 2 Variation of wellhead back pressure with time under different gas phase permeability

4.3 排量对井口回压的影响

图3为返出钻井液增量为1.0 m³、不同排量条件下,井口回压随时间的变化曲线。从图3可以看出,随着排量的增大井口回压逐渐减小。在实施控压钻井时排量越大回压的调节范围越小,对回压的调节越容易。这是因为,随着排量的增大,在其他条件一定时井底压力增大,而地层压力不变,致使地层压力与井底压力间的压差减小,为保持井底压力恒定在井口施加的回压也越小,因此在实施控压钻井的过

程中,在现场钻井设备允许的条件下,采用大排量对井口回压的调节可以更容易。

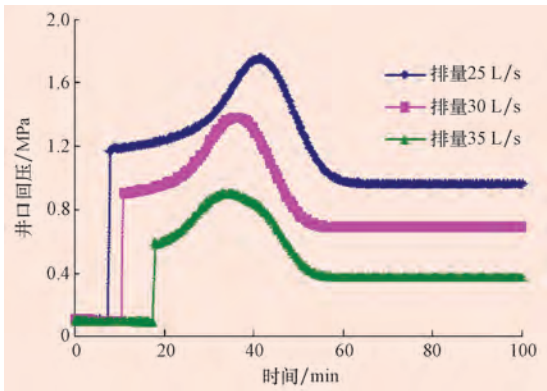


图 3 不同排量条件下井口回压随时间的变化曲线
Fig. 3 Variation of wellhead back pressure with time under different discharge capacity

4.4 钻井液密度对井口回压的影响

图 4 为返出钻井液增量为 1.0 m^3 、不同钻井液密度条件下,井口回压随时间的变化曲线。从图 4 可以看出,钻井液密度对井口回压的影响很大。钻井液密度越大,在井口施加的回压越小,这是因为钻井液所产生的静液柱压力是形成井底压力的主要因素,提高钻井液密度可以从很大程度上提高井底压力,减小井底与地层间的压差。因此,在控压钻井的过程中,在不压开地层的条件下使用较高密度的钻井液可以更方便迅速地调整井口回压。

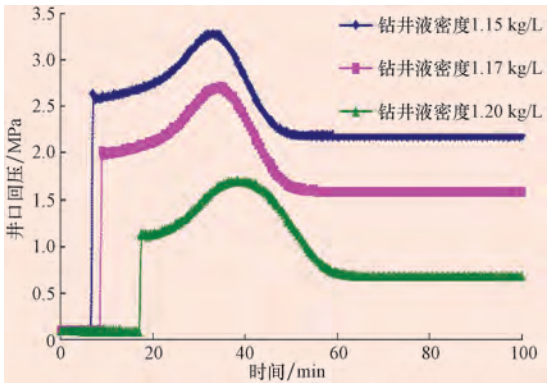


图 4 不同钻井液密度条件下井口回压随时间的变化曲线
Fig. 4 Variation of wellhead back pressure with time under different drilling fluid density

4.5 初始井底压差对井口回压的影响

图 5 为返出钻井液增量为 1.0 m^3 、不同初始井底压差条件下,井口回压随时间的变化曲线。从图 5 可以看出,初始井底压差对于井口回压的调节影响很大,初始井底压差越大,同一时刻需要施加的回压越

大,回压的峰值也越高。初始井底压差为 0.55 MPa 时在井口所需施加的最大回压为 1.70 MPa ,而初始井底压差为 1.55 和 2.55 MPa 时分别增至 2.80 和 3.80 MPa ,因此准确预测地层压力对于实施控压钻井非常重要,对地层压力预测的误差越小,调节回压时的精度也越高。

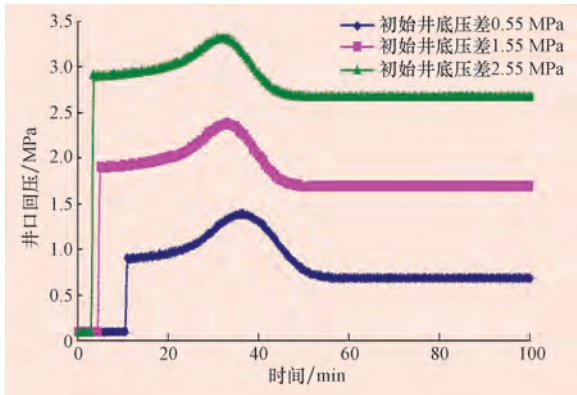


图 5 不同初始井底压差条件下井口回压随时间的变化曲线
Fig. 5 Variation of wellhead back pressure with time under different initial bottom hole differential pressure

4.6 井深对井口回压的影响

图 6 为返出钻井液增量为 1.0 m^3 、初始井底压差相同时,不同井深条件下井口回压随时间的变化曲线。从图 6 可以看出,井深越深,井口回压峰值出现越晚,且井口回压的峰值略有增加但变化不大。井深 3 000 m 时井口需施加的最大回压为 1.70 MPa ,井深 5 000 m 时井口需施加的最大回压仅增大约 0.15 MPa ,这是因为在井底气侵量一定的条件下,井越深井底温度越高、压力越大,气体运移至井口时膨胀也应越大,井底压力下降越快,为保持井底压力恒定,需要施加的回压峰值越大。

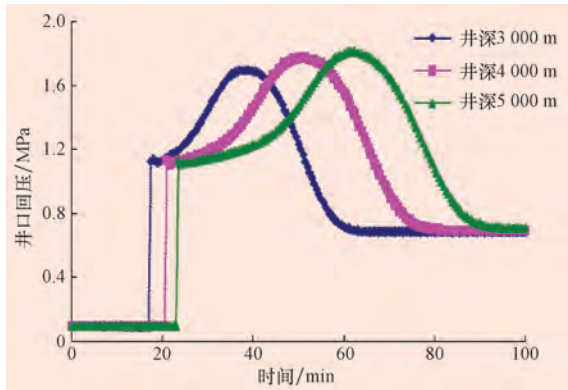


图 6 不同井深条件下井口回压随时间的变化曲线
Fig. 6 Variation of wellhead back pressure with time under different well depth

4.7 钻井液黏度对井口回压的影响

图7为返出钻井液增量为 1.0 m^3 、不同钻井液黏度条件下,井口回压随时间的变化曲线。从图7可以看出,相同情况下钻井液黏度越大,需要施加的回压越小,井口施加回压的峰值也越低。钻井液黏度为 $30\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时井口回压的峰值比黏度为 $50\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时增大约 0.3 MPa 。因此在控压钻井过程中使用较高黏度的钻井液可以更加快速的调节井口回压。

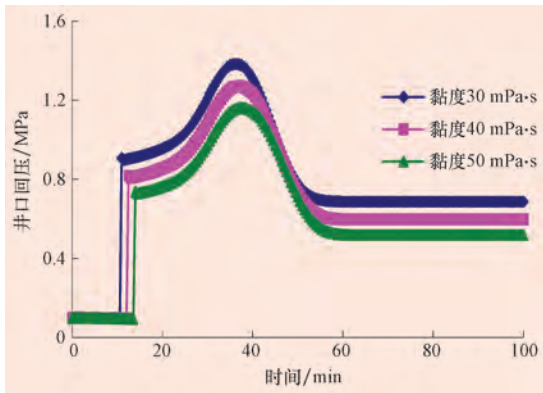


图7 不同黏度条件下井口回压随时间的变化曲线

Fig.7 Variation of wellhead back pressure with time under different viscosity

5 结论

1) 通过对控压钻井中的瞬变过程进行分析,建立了各过程中多相流的计算模型,并采用有限差分法进行了求解,得到了控压钻井井口回压的变化规律。

2) 返出钻井液增量越大,井口施加的回压也越大。

3) 在返出钻井液增量一定的条件下,气相渗透率、排量、钻井液密度、初始井底压差、井深和黏度对井口回压均有影响,气相渗透率越大、排量越小、钻井液密度越小、初始井底压差越大、井越深、钻井液黏度越小,气体到达井口时需要施加的回压峰值也越大。

参考文献

- [1] Hannegan D M. Managed pressure drilling in marine environments; case studies[R]. SPE/IADC 92600, 2005.
- [2] Hannegan D, Fisher K. Managed pressure drilling in marine environments[R]. SPE 10173, 2005.
- [3] Shen Chen, Niu Xinming, Nas Steve, et al. Managed-pressure drilling reduces china hard-rock drilling by half[R]. SPE/IADC 105490, 2007.
- [4] 李刚, 李立宏, 李斌, 等. 海上压力控制钻井技术在渤中 28-1 油

气田的应用[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(1): 95-98.

Li Gang, Li Lihong, Li Bin, et al. Application of offshore pressure-controlled drilling technology to Bozhong 28-1 Oil and Gas Field [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(1): 95-98.

- [5] 严新新, 陈永明, 燕修良. MPD 技术及其在钻井中的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2007, 30(2): 62-66.
Yan Xinxin, Chen Yongming, Yan Xiuliang. MPD and its application to drilling[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2007, 30(2): 62-66.
- [6] 王果, 樊洪海, 刘刚, 等. 控压钻井技术应用研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(1): 34-38.
Wang Guo, Fan Honghai, Liu Gang, et al. Application of managed pressure drilling techniques[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(1): 34-38.
- [7] 侯绪田. 多相流井筒压力分布规律探讨[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(4): 32-34.
Hou Xutian. The study on the wellbore pressure under multiphase flow condition[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(4): 32-34.
- [8] 龙芝辉, 汪志明, 范军. 欠平衡钻井多相流动理论与计算分析[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 749-753.
Long Zhihui, Wang Zhiming, Fan Jun. A dynamic modeling of underbalanced drilling multiphase-flow and numerical calculation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(6): 749-753.
- [9] 周英操, 高德利, 刘永贵. 欠平衡钻井环空多相流动井底压力计算模型[J]. 石油学报, 2005, 26(2): 96-99.
Zhou Yingcao, Gao Deli, Liu Yonggui. New model for calculating bottom hole pressure of multiphase flow in annulus of underbalanced straight well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(2): 96-99.
- [10] 庄湘琦, 李相方, 刚涛, 等. 欠平衡钻井井口回压控制理论与方法[J]. 石油钻探技术, 2002, 30(6): 12-14.
Zhuang Xiangqi, Li Xiangfang, Gang Tao, et al. Theory of controlling wellhead back pressure in UBD [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2002, 30(6): 12-14.
- [11] 高永海. 深水油气钻探井筒多相流动与井控的研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东)石油工程学院, 2007.
Gao Yonghai. Study on multi-phase flow in wellbore and well control in deep water drilling[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), College of Petroleum Engineering, 2007.
- [12] 王志远, 孙宝江, 高永海, 等. 深水司钻法压井模拟计算[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 786-790.
Wang Zhiyuan, Sun Baojiang, Gao Yonghai, et al. Simulation computation of well killing with deepwater driller's method [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 786-790.
- [13] 王志远, 孙宝江, 程海清, 等. 深水钻井井筒中天然气水合物生成区域预测[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 731-735.
Wang Zhiyuan, Sun Baojiang, Cheng Haiqing, et al. Prediction of gas hydrate formation region in wellbore of deepwater drilling[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 731-735.
- [14] 柳贡慧, 胡志坤, 李军, 等. 压力控制钻井井底压力控制方法[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(2): 15-18.
Liu Gonghui, Hu Zhikun, Li Jun, et al. Bottomhole pressure control method in pressure-control drilling[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(2): 15-18.