

文章编号: 1000-0747(2018)06-0000-06 DOI: 10.11698/PED.2018.06.00

# 超深井溢流关井钻柱上顶机理及预防方法

尹虎<sup>1</sup>, 司孟菡<sup>1</sup>, 李黔<sup>1</sup>, 蒋宏伟<sup>2</sup>, 戴黎明<sup>3</sup>

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 成都 610500; 2. 中国石油集团钻井工程技术研究院, 北京 102206; 3. University of Regina, Regina S4S0A2, Canada)

基金项目: 国家科技重大专项“钻井工程一体化软件”(2016ZX05020-006)

**摘要:** 针对超深井溢流关井后钻柱在上顶力作用下存在冲出井筒风险的问题, 建立钻柱上顶力计算模型, 分析溢流关井期间钻柱上顶力动态变化特征, 形成超深井溢流关井钻柱上顶风险管理程序。采用截面法和压力面积法分析溢流关井后钻柱受力情况, 发现钻柱上顶力产生的根源是井内流体静液压力产生的虚拟力, 当虚拟力与重力方向相反时, 即为钻柱上顶力。采用环空多相流理论, 考虑井筒续流效应和气体滑脱效应, 分析了溢流关井期间井筒压力、溢流物的变化过程以及钻柱上顶力的动态变化特征。算例分析结果表明, 钻柱上顶力的大小和方向与井筒内钻柱长度和关井时间有关, 当井筒内钻柱长度小于临界钻柱长度、关井时间超过临界关井时间时, 存在钻柱上顶的风险。给出了一套超深井发生溢流后预防钻柱上顶的方法和流程, 使钻柱上顶风险管理更加严谨和科学。图8表2参14

**关键词:** 超深井; 钻井; 溢流; 关井; 钻柱; 上顶力; 轴向载荷

中图分类号: TE21

文献标识码: A

## Mechanism and prevention method of drill string up-lift during shut-in after overflow in ultra-deep well shut-in

YIN Hu<sup>1</sup>, SI Menghan<sup>1</sup>, LI Qian<sup>1</sup>, JANG Hongwei<sup>2</sup>, DAI Liming<sup>3</sup>

(1. School of Oil and Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. CNPC Drilling Research Institute, Beijing 102206, China; 3. University of Regina, Regina S4S0A2, Canada)

**Abstract:** Drill string will sustain large up-lift force during the shut-in period after gas overflow in an ultra-deep well, and in serious case, it will run out of the wellhead. A calculation model of up-lift force was established to analyze dynamic change characteristics of the up-lift force of drill string during the shut-in period, and then a management procedure for the top of the up-lift risk during the shut-in period after gas overflow in the ultra-deep well was formed. Cross section method and pressure area method were used to analyze the force on drill string after shut-in of well, it was found that the source of up-lift force was the "fictitious force" caused by the hydrostatic pressure in the well. When the fictitious force is in the opposite direction to the gravity, it is the up-lift force. By adopting the theory of annular multiphase flow, considering the effect of wellbore flow and gas slippage, the dynamic change of the pressure and fluid in the wellbore and the up-lift force of drill string during the shut-in period were analyzed. The magnitude of up-lift force is related to the length of drill string in the wellbore and shut-in time, and there is the risk of up-lift of drill string when the length of drill string in the wellbore is smaller than the critical drill string length or the shut in time exceeds the critical shut in time. A set of treatment method and process to prevent the up-lift of drill string is advanced during the shut-in period after overflow in the ultra-deep well, which makes the risk management of the drill string up-lift in the ultra-deep well more rigorous and scientific.

**Key words:** ultra-deep well; drilling; overflow; shut-in; drill string; up-lift force; axial load

引用: 尹虎, 司孟菡, 李黔, 等. 超深井溢流关井钻柱上顶机理及预防方法[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 1-6.

YIN Hu, SI Menghan, LI Qian, et al. Mechanism and prevention method of drill string up-lift during shut in after overflow in ultra-deep well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1-6.

## 0 引言

超深井钻井面临地质条件复杂、高温、高压、井深等问题, 地层流体侵入井筒的问题难以避免。较高的地层压力造成溢流关井后套压较高, 井内钻柱在流

体高压作用下承受较大的上顶力。当钻柱的重力和关井密封摩擦力不足以克服溢流造成的上顶力时, 可能造成钻具折断或冲出井筒, 引发井喷失控。新疆某超深井钻井过程中, 起钻至井深 693 m 时发现溢流 0.5 m<sup>3</sup>, 按“五七”动作关井, 关井立压为零, 关井套压

上升至 21.5 MPa, 将井内钻柱上顶 2.7 m。大庆油田某井施工至 211 m 时发生钻具上顶事故<sup>[1]</sup>, 造成钻杆弯曲, 水龙头、游车损坏。现场对于环空憋压造成钻具上顶的现象有一定认识<sup>[2-3]</sup>, 但对于钻柱上顶机理、高压流体作用于钻柱产生上顶力的机理、上顶力与浮力间关系等问题尚缺乏理论分析。为此, 本文从钻柱在液压环境中的基本受力情况出发, 揭示钻柱上顶的力学机理。同时采用非循环多相流理论分析关井期间井筒压力变化, 气液两相流发展过程及密度分布。进而得出溢流关井期间钻柱轴向载荷的变化情况及钻柱上顶的产生条件, 为超深井钻井井筒安全保障提供理论支持。

## 1 溢流关井钻柱上顶机理

### 1.1 钻柱力学模型

假设有 1 套由  $n$  段不同尺寸钻柱组成的钻具组合, 如图 1 所示。钻柱内外钻井液密度不同, 采用材料力学中分析内力的截面法和流体静力学中的压力面积法建立模型, 求解井口以下任意截面  $a$  处轴向力。

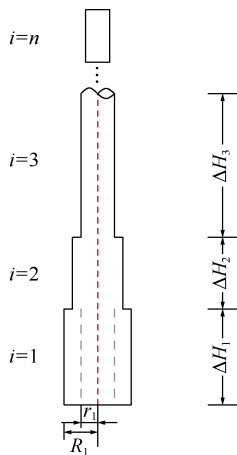


图 1 不同尺寸钻柱组成的组合管柱

将截面  $a$  以下钻具组合看作一个整体 (包括钻柱和钻柱内钻井液) 进行分析, 其受力模型如图 2 所示。各段钻柱的质量由钻柱自身质量和钻柱内流体质量共同组成, 因此第 1、2 段钻柱质量分别为:

$$W_1 = \Delta H_1 \pi (R_1^2 - r_1^2) \rho_s + \Delta H_1 \pi r_1^2 \rho_i \quad (1)$$

$$W_2 = \Delta H_2 \pi (R_2^2 - r_2^2) \rho_s + \Delta H_2 \pi r_2^2 \rho_i \quad (2)$$

对于截面  $a$  以下各段钻柱, 液体作用于钻具侧壁上压力的合力为零, 因此只考虑液压力作用于截面和台肩面的压力, 取与重力相反方向为正。则所受液压力为:

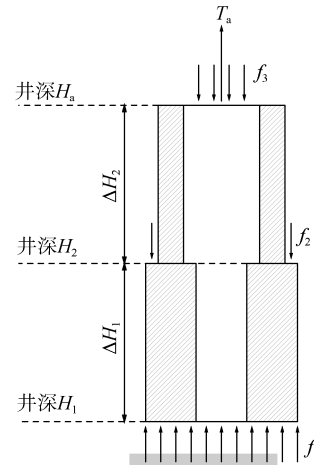


图 2 静液压力中钻柱受力模型

$$f_1 = H_1 \pi R_1^2 \rho_o g \quad (3)$$

$$f_2 = -H_2 \pi (R_1^2 - R_2^2) \rho_o g \quad (4)$$

$$f_3 = -H_a \pi r_2^2 \rho_i g \quad (5)$$

根据静力平衡关系, 可得截面  $a$  处的拉力:

$$T_a = W_1 g + W_2 g - f_1 - f_2 - f_3 \quad (6)$$

将 (1) 式—(5) 式代入 (6) 式, 整理得到:

$$T_a = \sum_{i=1}^n \Delta H_i q_i K_i - H_a \pi g (R_2^2 \rho_o - r_2^2 \rho_i) \quad (7)$$

其中

$$K_i = 1 - \frac{R_i^2 \rho_o - r_i^2 \rho_i}{(R_i^2 - r_i^2) \rho_s}$$

(7) 式中,  $\Delta H_i q_i K_i$  为各段钻柱在钻井液中的重力, 即浮重。由于  $q_i$  是平均线重, 已考虑了接头的重力, 计算浮重时不必再考虑台肩和接头的影响<sup>[4-5]</sup>。

### 1.2 钻柱上顶机理

(7) 式等号右边第 1 项为钻柱浮重, 将第 2 项稍加变形可以得到:

$$F_x = p_{ao} A_{ao} - p_{ai} A_{ai} \quad (8)$$

(8) 式中  $F_x$  为液压力产生的虚拟力, 虚拟力的概念和计算方法来源于液压环境下管柱失稳的力学分析<sup>[6-8]</sup>。虚拟力是真实存在的轴力, 并不虚拟, 美国石油学会将其命名为有效弯曲力 (effective bucking force)。利用虚拟力可以将两种轴力联系起来, 即真实轴力等于有效轴力与虚拟力之差<sup>[9]</sup>。(7) 式中  $T_a$  为截面  $a$  的真实轴力, 因此:

$$T_a = T_e - F_x \quad (9)$$

(9) 式中  $T_e$  为有效轴力, 其为各段钻柱浮重的累加, 方向与重力方向一致。因此, 钻柱上顶力只能由虚拟力产生, 当虚拟力与重力方向相反时, 即为钻柱上顶力。所以, 钻柱上顶力源自液压力, 而非浮力。

### 1.3 防止钻柱上顶的最大套压条件

超深井钻井时，钻柱安装内防喷器，关井立压为零，则(8)式简化为：

$$F_x = p_c A_{a0} \quad (10)$$

此时  $F_x$  为上顶力，但存在钻柱上顶力并不一定出现钻柱上顶现象，只有当井口处钻柱上顶力大于钻柱浮重时，才会出现钻柱上顶现象。因此防止钻柱上顶的条件为：

$$p_c \leq \frac{1}{A_{a0}} \sum_{i=1}^n \Delta H_i q_i K_i \quad (11)$$

假设某井发生溢流并关井，关井时井内剩  $\Phi 120.7$  mm 钻铤 500 m，钻井液密度  $1.5 \text{ g/cm}^3$ ，钻铤线重  $683 \text{ N/m}$ 。采用(1)式—(10)式可计算得到如图3所示的井口轴向载荷与井口套压间关系。

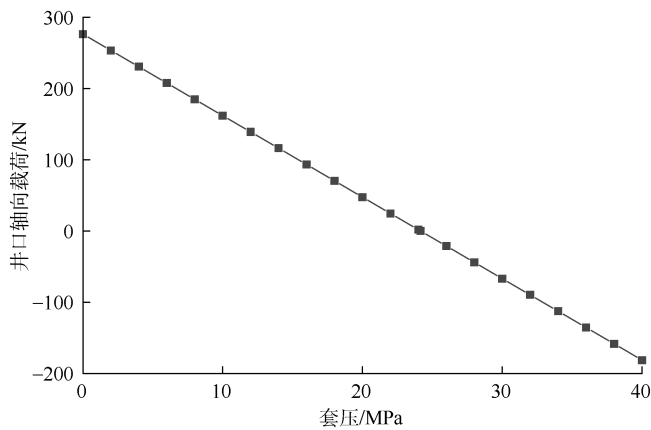


图3 井口轴向载荷随井口套压变化关系

当井口套压大于  $24.16 \text{ MPa}$  时，井口轴向载荷为负，上顶力大于钻柱浮重，将出现钻柱上顶现象。为防止该井出现钻柱上顶现象，应控制关井井口套压小于等于  $24.16 \text{ MPa}$ ，即防止钻柱上顶的最大套压条件为  $24.16 \text{ MPa}$ 。至于何时达到最大套压，需对关井期间井筒内流体运移及井筒压力演变进行动态分析。

## 2 溢流关井钻柱上顶力计算模型

溢流关井期间，井口套压和井筒溢流物状态的变化将导致井口轴向载荷的不断变化。一方面套压上升导致上顶力增加，另一方面井筒混合物密度变化造成钻柱的浮重变化。要准确计算溢流关井期间钻柱轴向载荷的变化，需要分析关井期间井筒压力及气液混合物状态的变化过程。关井之后，井筒压力和井筒溢流物状态的变化是井筒续流效应和气体滑脱上升效应共同作用的结果<sup>[10-12]</sup>。关井初期，井底压力小于地层压

力，在压差作用下，地层气体继续侵入井筒，井筒流体受到压缩，井底压力和井口压力都升高，当井底压力等于地层压力时，地层气体停止侵入井筒，此为井筒续流效应。由于气体密度低于钻井液密度，气体将滑脱上升，气体上升过程中体积膨胀并压缩井筒流体，导致井底和井口压力都增加，此为气体滑脱上升效应。

### 2.1 溢流关井井筒续流计算模型

井筒续流效应下地层流体在压差作用下持续侵入井筒，其侵入量与储集层厚度、渗透率及气体性质等因素有关，可以利用渗流力学理论计算侵入速度：

$$Q_g = \frac{0.538 K_r h_r [p_e^2 - p_w(t)^2]}{TZ_g \mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (12)$$

由于井筒环空体积不变，单位时间内地层流体侵入体积等于单位压力压缩井筒内流体减小的体积，即：

$$Q_g B_g = V_g C_g \frac{dp_w(t)}{dt} + V_1 C_1 \frac{dp_w(t)}{dt} \quad (13)$$

求解可得续流期间  $t$  时刻井底压力值：

$$p_w(t) = p_e \frac{Y-1}{Y+1} \quad (14)$$

$$\text{其中 } Y = \frac{p_e + p_{w0}}{p_e - p_{w0}} \exp \left[ \frac{1.076 p_e K_r h_r B_g t}{(V_g C_g + V_1 C_1) TZ_g \mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \right]$$

### 2.2 溢流关井气体滑脱计算模型

由于地层气体密度低于钻井液密度，气体滑脱上升，井筒各位置处密度、压力随时间、空间不断变化，需采用时间、空间网格法计算，另外气体上升过程中气液两相段位置和长度都随时间变化，因此本文采用两套网格系统。对于井筒环空，采用静态网格分析方法，将井筒环空划分为  $X$  个网格，网格大小和数量不变；对于气液两相段，采用动态网格分析方法，将两相段划分为  $Z$  个网格，网格数量不随时间变化，网格大小  $h_g(t, z)$  随气体上升不断变化。气体膨胀增加的体积等于钻井液受压缩减小的体积与钻井液滤失到地层体积之和，即：

$$\sum_{z=1}^Z A_a(t, z) E_g(t, z) h_g(t, z) - \sum_{z=1}^Z A_a(t - \Delta t, z) E_g(t - \Delta t, z) h_g(t - \Delta t, z) = \sum_{x=1}^X C_1 \frac{p_x(t) - p_x(t - \Delta t)}{2} V_{lx}(t) + V_f(t) \quad (15)$$

气液两相段单元持气率的计算式为：

$$E_g(t, z) = \frac{m_g(z)}{\rho_g(t, z) A_a(t, z) h_g(t, z)} \quad (16)$$

气液两相段单元压力的计算式为：

$$p(t, z) = p_w(t) - \rho_1 g h_{low}(t) -$$

$$\sum_{m=1}^z \left\{ \rho_g(t, m) E_g(t, m) + \rho_1 [1 - E_g(t, m)] \right\} g h_g(t, m) \quad (17)$$

气液两相段单元长度的计算式为：

$$h_g(t, z) = h_g(t - \Delta t, z) + [v_1(t - \Delta t, z) - v_2(t - \Delta t, z)] \Delta t \quad (18)$$

气体滑脱速度的计算式为：

$$v = \begin{cases} 1.53 \left\{ \frac{[\rho_1 - \rho_g(t, z)] g \sigma(t, z)}{\rho_1^2} \right\}^{0.25} & E_g(t, z) \leq 0.25 \\ \left( 0.3 + 0.22 \frac{d_t}{d_c} \right) \sqrt{\frac{g d_c}{\rho_1}} & E_g(t, z) > 0.25 \end{cases} \quad (19)$$

当井筒压力大于地层压力时，钻井液将通过泥饼滤失到地层<sup>[13]</sup>，钻井液滤失量为：

$$V_f(t) = \sum_{k=1}^K 0.01 A_c(k) \times \sqrt{2 K_c \left[ \frac{p_c(t, k) + p_c(t - \Delta t, k)}{2} - p_c(k) \right] \left( \frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1 \right) \frac{\Delta t}{\mu_m}} \quad (20)$$

### 2.3 钻柱上顶力综合计算模型

在整个关井过程中井筒体积守恒，单位时间内，井筒中流体流入体积减去流出体积再加上滑脱上升膨胀的体积等于井筒内流体由于井筒压力增加而减少的体积，即：

$$Q_g B_g - V_f(t) + \Delta V_g = V_g C_g \frac{dp_w(t)}{dt} + V_1 C_1 \frac{dp_w(t)}{dt} \quad (21)$$

联立(12)式—(21)式，采用 Gauss-Seidel 迭代方法求解，得到井筒内流体密度、井筒压力随时间变化的关系，然后将其代入(9)式得到关井期间钻柱上顶力动态变化情况。

## 3 算例分析

新疆某井四开钻进井筒结构如表 1 所示，钻具组合如表 2 所示。起下钻期间发生溢流并关井，关井时溢流量为 3 m<sup>3</sup>。地层参数：已钻气层厚度 2.5 m，气层渗透率 10×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>，地层压力 120 MPa，地温梯度 0.02 °C/m。钻井液及泥饼性能：钻井液密度 1.8 g/cm<sup>3</sup>，钻井液黏度 40 mPa·s，钻井液固相含量 5%，泥饼固相

表 1 四开钻进井筒结构参数

剖面名称	外径/mm	内径/mm	开始井深/m	结束井深/m
套管	196.85	171.45	0	5 250
套管	206.38	174.38	5 250	5 909
裸眼	165.10		5 909	6 170

表 2 钻具组合参数

钻具名称	外径/mm	内径/mm	长度/m	线重/(N·m <sup>-1</sup> )
钻头	165.1	38.10	0.23	620.25
钻铤	120.7	57.20	180.00	683.00
钻杆	101.6	84.83	5 989.77	233.34

含量 15%，钻井液体积系数 0.000 4 MPa<sup>-1</sup>，泥饼渗透率 0.000 2×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。

### 3.1 井筒压力随关井时间变化规律

如图 4 所示，井底压力和套压均随时间增加而增加，前 20 min 内以井筒续流效应为主，之后为气体滑脱效应，经 747 min 后气体滑脱至井口，套压为 25.5 MPa。当气体运移至井口后，因气体不再上升，气体体积将不再变化，套压将维持不变，此时套压为关井最大套压。本文计算的套压变化与 Lage 等<sup>[14]</sup>的实验结果相同。

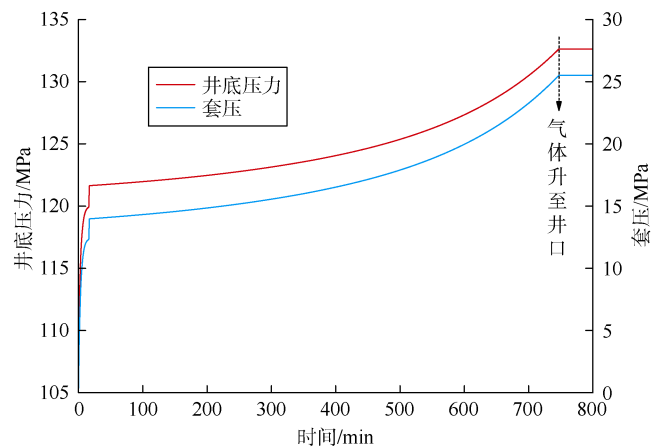


图 4 井筒压力随关井时间变化图

### 3.2 钻柱上顶临界钻柱长度

由于关井套压存在最大值，针对某一特定工况将存在临界钻柱长度，即井内钻柱长度超过临界钻柱长度时，无钻柱上顶风险。最大套压下，井口轴向载荷与井内钻柱长度关系如图 5 所示。

图 5 显示，当钻柱长度减小至 690 m 时，井口轴向载荷为零。之后井口轴向载荷方向由向下转为向上，钻柱上顶，当上顶力超过防喷器密封摩擦力时，钻柱将被顶出井口。故本算例条件下，钻柱上顶临界钻柱

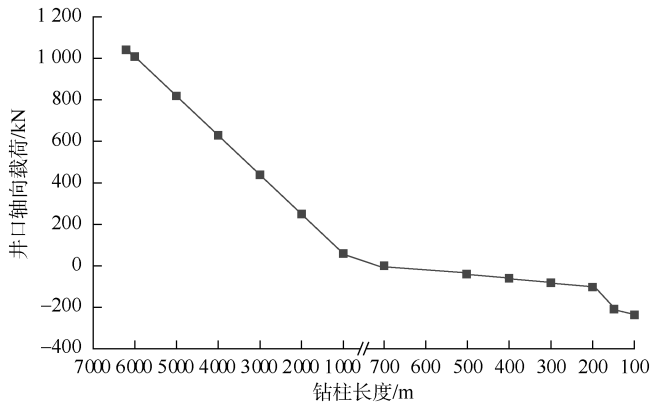


图5 井口轴向载荷随钻柱长度变化关系

长度为 690 m，若井内钻具组合长度大于 690 m，无钻柱上顶风险；反之，则需要分析此算例条件下的临界关井时间。

### 3.3 钻柱上顶临界关井时间

图 6 为井内钻柱长度为 500 m 情况下井口轴向载荷与关井时间关系。在关井 568 min 时，井口轴向载荷为零，此后井口轴向载荷方向由向下转为向上，钻柱上顶。针对本算例溢流情况和井内钻柱长度 500 m 的条件，为防止钻柱上顶，应控制关井时间少于 568 min，即钻柱上顶临界关井时间为 568 min。

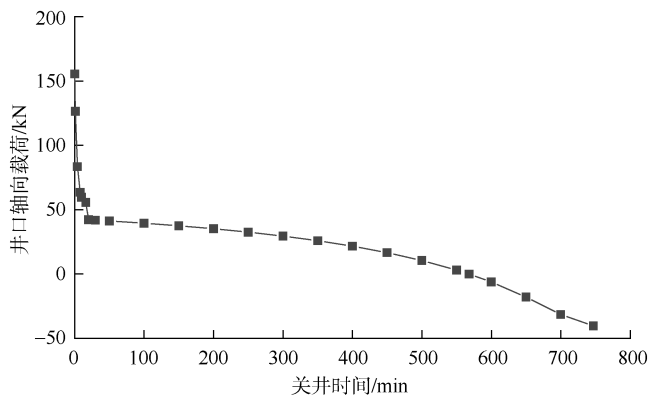


图6 井口轴向载荷随关井时间变化图

### 3.4 钻柱上顶风险分布图

通过计算不同井内钻柱长度下的临界关井时间，可以得到本算例条件下钻柱上顶风险分布图(见图7)，按照临界关井时间和临界钻柱长度将钻柱上顶风险分为 5 个区域。区域①和②内井口轴向载荷为负值，存在钻柱上顶风险；区域③、④和⑤内井口轴向载荷为正值，不存在钻柱上顶风险。其中区域④和⑤中井内钻柱长度大于防止钻柱上顶的临界钻柱长度。在区域①和⑤内，气体已运移至井口，井口套压在最大值处维持恒定，而在区域②、③和④内，气体尚在井筒中

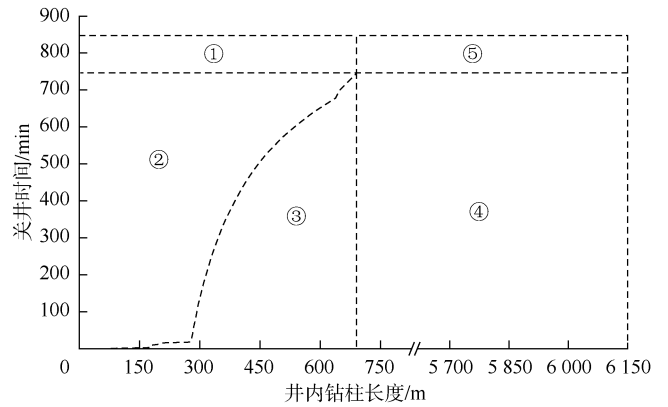


图7 钻柱上顶风险分布图

运移，套压持续升高。为降低钻柱上顶风险，应控制井内钻柱长度和关井时间位于区域③、④和⑤内。

## 4 溢流关井钻柱上顶风险管理程序

超深井溢流关井存在钻柱上顶的风险。井内钻柱长度越短，风险越大；关井时间越长，风险越大。特别是在起钻过程中发生溢流需要关井时，更需要严防钻柱上顶。图 8 给出了一套超深井发生溢流后预防钻柱上顶的管理程序，可以更加严谨和科学地控制钻柱上顶风险。

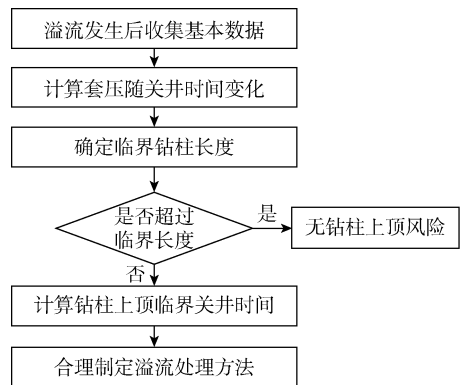


图8 超深井溢流关井钻柱上顶风险管理程序

## 5 结论

钻柱上顶力的来源是井内流体静液压力产生的虚拟力，当虚拟力与重力方向相反时，即为钻柱上顶力。当上顶力大于钻柱浮重时，将出现钻柱上顶现象。

存在临界钻柱长度和临界关井时间两个关键量，当井筒内钻柱长度小于临界钻柱长度、关井时间超过临界关井时间时，存在钻柱上顶的风险。在此基础上可以形成钻柱上顶风险分布图版，将井内钻柱长度和关井时间控制在无风险区域内即可防止钻柱上顶。

推荐了一套超深井溢流关井钻柱上顶风险管理程序，使钻柱上顶风险管理更加严谨和科学。

## 符号注释:

$A_a(t,z)$ ——环空截面积,  $m^2$ ;  $A_{ai}, A_{ao}$ ——钻柱内、外截面积,  $m^2$ ;  $A_c(k)$ ——裸眼段泥饼过滤面积,  $m^2$ ;  $B_g$ ——气体体积系数, 无因次;  $C_g, C_l$ ——气体、钻井液等温压缩系数,  $MPa^{-1}$ ;  $d_c, d_i$ ——环空外、内径,  $m$ ;  $E_g(t,z)$ ——气液两相段单元持气率, %;  $f_1, f_2$ ——第 1 段钻柱所受向上和向下的液压力,  $N$ ;  $f_3$ ——第 2 段钻柱所受向下的液压力,  $N$ ;  $f_{sc}, f_{sm}$ ——泥饼、钻井液固相含量, %;  $F_x$ ——虚拟力,  $N$ ;  $g$ ——重力加速度,  $9.8 m/s^2$ ;  $h_g(t,z)$ ——气液两相段单元长度,  $m$ ;  $h_{low}(t)$ ——气液两相段下端钻井液柱长度,  $m$ ;  $h_r$ ——气层厚度,  $m$ ;  $H_a$ ——截面  $a$  处的井深,  $m$ ;  $H_i$ ——第  $i$  段钻柱底端处的井深,  $m$ ;  $\Delta H_i$ ——第  $i$  段钻柱长度,  $m$ ;  $k$ ——裸眼段网格编号;  $K$ ——裸眼段网格数量;  $K_c$ ——泥饼渗透率,  $\mu m^2$ ;  $K_i$ ——第  $i$  段钻柱浮力系数, 无因次;  $K_r$ ——气层渗透率,  $10^{-3} \mu m^2$ ;  $m_g(z)$ ——气液两相段单元内气体质量,  $kg$ ;  $n$ ——钻柱数目;  $p(t,z)$ ——气液两相段单元压力,  $MPa$ ;  $p_{ai}, p_{ao}$ ——钻柱内、外压力,  $Pa$ ;  $p_c$ ——井口套压,  $Pa$ ;  $p_c(t,k), p_c(k)$ ——裸眼段井筒、地层压力,  $MPa$ ;  $p_e$ ——供给压力,  $MPa$ ;  $p_w$ ——井底压力,  $MPa$ ;  $p_{w0}$ ——初始时刻井底压力,  $MPa$ ;  $p_x(t)$ ——井筒中  $x$  位置处压力,  $MPa$ ;  $q_i$ ——第  $i$  段钻柱线重,  $N/m$ ;  $Q_g$ ——气体流量,  $m^3/min$ ;  $r_c$ ——供给边界,  $m$ ;  $r_i, R_i$ ——第  $i$  段钻柱内、外半径,  $m$ ;  $r_w$ ——井眼半径,  $m$ ;  $t$ ——时间,  $min$ ;  $\Delta t$ ——时间步长,  $min$ ;  $T$ ——地层温度,  $K$ ;  $T_a$ ——截面  $a$  处的真实轴力,  $N$ ;  $T_e$ ——有效轴力,  $N$ ;  $v$ ——气体滑脱速度,  $m/s$ ;  $v_1(t,z), v_2(t,z)$ ——气液两相段单元上、下端气体滑脱速度,  $m/s$ ;  $V_f(t)$ ——单位时间步长内钻井液滤失量,  $m^3$ ;  $V_l$ ——井内钻井液体积,  $m^3$ ;  $V_{lx}(t)$ ——井筒单元钻井液体积,  $m^3$ ;  $V_g$ ——溢流体积,  $m^3$ ;  $\Delta V_g$ ——单位时间内气体滑脱上升膨胀的体积,  $m^3$ ;  $W_i$ ——第  $i$  段钻柱质量,  $kg$ ;  $x$ ——井筒环空网格编号;  $X$ ——井筒环空网格数量;  $z$ ——气液两相段网格编号;  $Z$ ——气液两相段网格数量;  $Z_g$ ——天然气压缩因子, 无因次;  $\mu$ ——气体黏度,  $mPa \cdot s$ ;  $\mu_m$ ——钻井液黏度,  $mPa \cdot s$ ;  $\rho_g(t,z)$ ——气液两相段单元内气体密度,  $kg/m^3$ ;  $\rho_i, \rho_o$ ——钻柱内、外钻井液密度,  $kg/m^3$ ;  $\rho_s$ ——钻柱密度,  $kg/m^3$ ;  $\sigma(t,z)$ ——气液表面张力,  $10^{-3} N/m$ 。

## 参考文献:

- [1] 娄鸣鹤. 预防钻具上顶系统研究与设计[D]. 大庆: 东北石油大学, 2016.  
LOU Minghe. The research and design on the system of preventive drilling tool anti top[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2016.
- [2] 任生军, 丁洁茵, 李学平, 等. 高压气井桥塞钻磨技术[J]. 西部探矿工程, 2012, 24(12): 74-76.  
REN Shengjun, DING Jieyin, LI Xueping, et al. Technology of drilling bridge plug in high pressure gas well[J]. West-China Exploration Engineering, 2012, 24(12): 74-76.
- [3] 江迎军, 肖润德, 刘强. 顶驱钻机用不压井起下钻装置的实验研究[J]. 钻采工艺, 2015(2): 86-88.  
JIANG Yingjun, XIAO Runde, LIU Qiang. Study on snubbing unit used for top drive rig[J]. Drilling & Production Technology, 2015(2):

86-88.

- [4] 韩志勇. 垂直井眼内钻柱轴向力的计算及强度校核问题研究[J]. 石油钻探技术, 1995, 23(增刊 1): 8-13.  
HAN Zhiyong. Study on axial force calculation and strength check of drill string in vertical holes[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1995, 23(Supp. 1): 8-13.
- [5] 陈永明, 阎振来. 钻柱的浮力分析及轴力计算[J]. 中国海上油气(工程), 1997(3): 32-35.  
CHEN Yongming, YAN Zhenlai. Analysis of buoyant force and calculation of axial force of drill string[J]. China Offshore Oil & Gas (Engineering), 1997(3): 32-35.
- [6] 龚伟安. 液压下的管柱弯曲问题[J]. 石油钻采工艺, 1988, 10(3): 11-22.  
GONG Weian. Buckling of pipe under hydraulic pressure[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1988, 10(3): 11-22.
- [7] KLINKENBERG A. The neutral zones in drill pipe and casing and their significance in relation to buckling and collapse[R]. API 51-064, 1951.
- [8] 韩志勇. 液压环境下的油井管柱力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 201-210.  
HAN Zhiyong. Mechanics of tubular string in oil wells subjected hydraulic pressure[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 201-210.
- [9] 韩志勇. 关于内外压力对油井管柱轴向力和稳定性影响问题的讨论[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(6): 12-18.  
HAN Zhiyong. Discussion on effects of internal and external pressure on axial force and stability of pipe string in oil wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(6): 12-18.
- [10] 李相方, 庄湘琦. 关井压力恢复和读取时机分析[J]. 石油学报, 2002, 23(5): 110-112.  
LI Xiangfang, ZHUANG Xiangqi. Analysis on the pressure build-up and its recording time after shut-in[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(5): 110-112.
- [11] 孙士慧, 闫铁, 于国庆, 等. 关井期间连续气侵气泡在井筒的动态运移分析[J]. 数学的实践与认识, 2015, 45(17): 141-146.  
SUN Shihui, YAN Tie, YU Guoqing, et al. Wellbore flow analysis of continuous gas invasion during shut-in[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2015, 45(17): 141-146.
- [12] 任美鹏, 李相方, 刘书杰, 等. 钻井井喷关井期间井筒压力变化特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(3): 113-119.  
REN Meipeng, LI Xiangfang, LIU Shujie, et al. Characteristics of wellbore pressure change during shut-in after blowout[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(3): 113-119.
- [13] 范宜仁, 吴俊晨, 吴飞, 等. 地层模块尺度下的新型钻井液侵入物理模拟系统[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 125-129.  
FAN Yiren, WU Junchen, WU Fei, et al. A new physical simulation system of drilling mud invasion in formation module[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 125-129.
- [14] LAGE A C V, NAKAGAWA E Y, CORDOVIL A. Experimental tests for gas kick migration analysis[R]. SPE 26953-MS, 1994.

第一作者简介: 尹虎(1978-), 男, 四川蓬安人, 博士, 西南石油大学石油与天然气工程学院副教授, 主要从事油气井工程相关的科研及教学工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道 8 号, 西南石油大学石油与天然气工程学院, 邮政编码: 610500. E-mail: huyinswpu@outlook.com

收稿日期: 2018-05-27 修回日期: 2018-09-07

(编辑 胡菁玮)