

定向钻井 PDC 钻头三维钻速预测方法

邹德永¹, 王家骏², 卢明³, 陈修平¹, 于金平¹

(1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 辽宁石油化工大学石油工程学院, 辽宁抚顺 113001;
3. 中国石油集团西部钻探工程有限公司钻井工程技术研究院, 新疆克拉玛依 834000)

摘要:综合考虑 PDC 钻头的切削作用、钻具组合的力学作用和地层岩石可钻性各向异性, 根据钻头力平衡原理, 建立一种新的 PDC 钻头三维钻速预测方法。在钻头瞬态力平衡计算中, 不仅考虑钻具组合的力学作用, 还考虑钻头冠部的侧向不平衡力和径程受力对 PDC 钻头切削作用的影响。结果表明: 井眼轨迹的预测结果与实测结果有较高的吻合度, 说明方法合理; 根据具体的钻头结构参数和地层可钻性各向异性, 通过数值计算可获得钻头的轴向和侧向钻速, 不需要取得地层法向钻进效率; 在钻头瞬态力平衡计算中, 钻头侧向不平衡力过大将增大井眼轨迹控制的难度, 对 PDC 钻头布齿参数的进行优化设计可以减小钻头的侧向不平衡力, 进而减小钻头漂移角和工具面变化范围, 增强井眼轨迹控制能力。

关键词: 钻井; PDC 钻头; 可钻性各向异性; 井眼轨迹; 钻速; 定向钻井

中图分类号: TE 21 **文献标志码:** A

引用格式: 邹德永, 王家骏, 卢明, 等. 定向钻井 PDC 钻头三维钻速预测方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2015, 39(5): 82-88.

ZOU Deyong, WANG Jiajun, LU Ming, et al. A novel prediction method of PDC bit's ROP in directional drilling[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(5): 82-88.

A novel prediction method of PDC bit's ROP in directional drilling

ZOU Deyong¹, WANG Jiajun², LU Ming³, CHEN Xiuping¹, YU Jinping¹

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;
2. College of Petroleum Engineering in Liaoning Shihua University, Fushun 113001, China;
3. Drilling Research Institute of Petroleum Engineering, Western Drilling Engineering Company Limited, Karamay 834000, China)

Abstract: In this study, a novel prediction method of PDC bit's ROP during directional drilling was established, in which the cutting action of the PDC bit, the mechanical action of BHA and the drillability anisotropy of rock formations were considered based on the instantaneous force balance principle. In the calculation of the total transient force on the PDC bit, the influence of the lateral unbalanced force on bit crown and the lateral force on bit gauge were accounted. The new method was verified using the experimental results of core drilling, in which the predicted well trajectory has a good agreement with the measured one. In using this method, the axial and lateral drilling rate of the PDC bit can be obtained by numerical calculation based on the parameter of the bit design and the drillability anisotropy of the rock formation, and no need to measure the normal formation drilling efficiency of the bit. In consideration of the transient force balance on the bit, the higher the lateral unbalanced force, the harder for well path control. The lateral unbalanced force on the PDC bit can be decreased by optimizing the PDC bit design, and the drift angle of the bit and the variation of the tool face azimuth can be also decreased.

Keywords: drilling; PDC bits; drillability anisotropy; well trajectory; ROP; directional drilling

在现有的定向钻井三维钻速预测模型中都要用到地层法向钻进效率($D_p[1], c[2], k[3], D_a[4]$)这一关键参数,它是钻头在地层法向的钻速与受力之比,不仅与地层岩性有关,而且与钻头结构密切相关。由于PDC钻头的种类繁多,设计变化多样,很难通过现场钻井数据或室内钻进试验确定其地层法向钻进效率,这限制了模型在现场的推广应用,给井眼轨迹的预测和控制带来困难。Simon和Menand等^[5-6]建立了PDC钻头钻速预测计算方法,但是不够准确详细,有待改进。笔者建立一种新的PDC钻头三维钻速预测方法,并编制定向钻井PDC钻头三维钻速预测软件,根据具体的钻头结构参数和地层可钻性各向异性,通过数值计算获得钻头的轴向和侧向钻速,而不须取得地层法向钻进效率。

1 PDC钻头三维钻速预测方法

建立的PDC钻头三维钻速预测方法是一种数值计算方法,根据钻头瞬态力平衡原理迭代反算出钻头钻速。在钻头旋转过程中,钻头旋转角度 Φ 每隔 1° 计算一次钻头的瞬时受力情况。计算步骤如下:

(1)根据切削齿的切削参数与钻头中心的位移之间的关系模型,输入给定钻头的布齿参数,并且对钻头中心的轴向位移 h_a 和侧向位移 h_l 赋值,可以计算出各切削齿的切削参数。具体算法见文献[7]。

(2)根据地层、井眼和钻头的坐标关系和切削齿作用力方向上的岩石可钻性级值的计算方法,输入地层参数、井眼轨迹参数和钻头参数,可以计算出各切削齿作用力方向上的岩石可钻性级值 K_{di} 。

(3)根据切削齿受力与切削参数、岩石可钻性之间的关系式,可以计算出各切削齿的正压力 F_n 和切削力 F_c ,见文献[8]。

(4)根据钻头受力计算方法可以计算出钻头冠部的轴向力 F_a 和侧向力 F_{lc} 。

(5)令钻头中心的轴向位移 h_a 不变,侧向位移 $h_l=0$,根据上述方法可以计算出钻头的侧向不平衡力 F_{lb} ,见文献[9]。

(6)根据加权余量法,输入钻具组合参数、井眼轨迹参数和钻压 W ,可以计算出钻头受到的侧向力 F_l 。根据钻头冠部与保径在钻头侧向力中所占比例,可以计算出钻头冠部的侧向力 F_{la} ,见文献[10]。

(7)如果 $F_a=W, F_{lc}=F_{la}+F_{lb}$,则对钻头中心的轴向位移 h_a 和侧向位移 h_l 所赋值是正确值,可以输出并保存该值。如果该方程不成立,则须重新对轴向位移 h_a 和侧向位移 h_l 赋值,直到该方程成立

为止。

(8)根据以上在钻头旋转一周过程中钻头旋转角度 Φ 每隔 1° 计算出的轴向位移 h_a 和侧向位移 h_l ,可以计算出钻头的轴向钻速 v_a 和侧向钻速 v_l 。

(9)根据钻头钻速与井眼轨迹的关系模型可以计算出井眼轨迹预测值。

根据上述PDC钻头三维钻速预测方法,使用Visual Basic语言编写定向钻井PDC钻头三维钻速预测软件。

2 可钻性级值的计算方法

尹宏锦^[11]假设横观各向同性地层的可钻性级值在空间内呈椭球体分布,椭球的长轴为平行于岩石层面方向的可钻性级值 K_{dh} ,短轴为垂直于层面方向的可钻性级值 K_{dv} 。钻头钻进方向上的可钻性级值是该方向矢量与椭球面交点到原点的距离。根据文献[12]的地层可钻性级值预测方法,输入声波、密度和伽马测井资料,可以计算出 K_{dh} 和 K_{dv} 。

研究发现,PDC切削齿法向角不同则对应的岩石可钻性级值不同。为了确定切削齿力方向上可钻性级值需要确定切削齿与钻头、井眼、地层之间的坐标关系。

如图1所示,建立5个坐标系描述切削齿与钻头、井眼和地层之间的坐标关系。

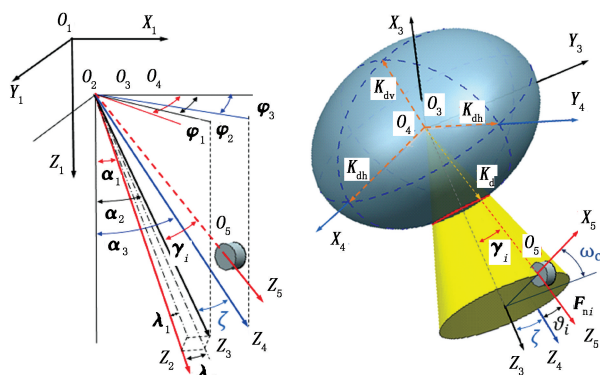


图1 切削齿与钻头、井眼、地层的坐标关系
Fig. 1 Coordinate relations between cutters and bit, wellbore and formation

(1)大地坐标系 $O_1X_1Y_1Z_1$ 。以井口为原点 O_1 ,建立大地坐标系 $O_1X_1Y_1Z_1$, O_1X_1 轴指向正北, O_1Z_1 轴指向地心。

(2)井眼坐标系 $O_2X_2Y_2Z_2$ 。以井眼轴线在井底的切线为 Z_2 轴,以井底高边为 O_2X_2 轴,建立井眼坐标系 $O_2X_2Y_2Z_2$,原点 O_2 在大地坐标系中垂深为 D ,水平位移为 S ,井斜角为 α_1 ,井斜方位角为 φ_1 。

(3) 钻头坐标系 $O_3X_3Y_3Z_3$ 。以钻头中心 O_3 为原点,钻头轴线为 Z_3 轴,以钻头基准线为 O_3X_3 轴,建立钻头坐标系 $O_3X_3Y_3Z_3$ 。钻头轴线 Z_3 与 Z_1 轴的夹角为 α_2 ,钻头轴线 Z_3 在水平面的投影与 X_1 轴的夹角为 φ_2 。根据纵横弯曲连续梁法可得:钻头轴线 Z_3 在变井斜平面的投影与 Z_2 轴的夹角为偏转角 λ_1 , Z_3 在变方位平面内的投影与 Z_2 轴的夹角为偏转角 λ_2 。

(4) 地层坐标系 $O_4X_4Y_4Z_4$ 。以地层层面的法向矢量为 Z_4 轴,建立地层坐标系 $O_4X_4Y_4Z_4$ 。 Z_4 轴与重力线的夹角为地层倾角 α_3 , Z_4 轴投影到水平面上与 X_1 轴的夹角为 φ_3 。

根据几何关系可以得到钻头轴线与地层法向的夹角 ζ 为

$$\zeta = \arccos(\sin \alpha_2 \sin \alpha_3 \cos(\varphi_3 - \varphi_2) + \cos \alpha_2 \cos \alpha_3). \quad (1)$$

其中

$$\alpha_2 = \arctan\left(\frac{\tan \lambda_1}{\cos \lambda_2}\right) + \arccos\left(\frac{\tan \alpha_1 \sin \alpha_1}{\cos \lambda_2}\right),$$

$$\varphi_2 = \varphi_1 - \arccos\left(\frac{\cos \lambda_1 \sin(\alpha_1 + \lambda_1)}{\cos \lambda_2 \sin \alpha_2 \cos[\arctan(\tan \lambda_1 / \cos \lambda_2)]}\right).$$

(5) 切削齿坐标系 $O_5X_5Y_5Z_5$ 。以切削齿中心为 O_5 ,切削齿法向线为 O_5Z_5 轴,建立切削齿坐标系 $O_5X_5Y_5Z_5$ 。

设给定钻头共有 N 个切削齿,其切削齿号码记为 $i \in (1, N)$ 。令第 i 个切削齿的中心 O_5 上的正压力为 F_n ,切削力为 F_c 。 F_n 与 Z_3 轴夹角为切削齿的法向角 γ_i 。

初始时刻切削齿在钻头上的周向角为 ω_i ,当钻头旋转了角度 ω ,切削齿中心 O_5 的径向线与钻头基准线的夹角 $\omega_c = \omega + \omega_i$ 。随着钻头旋转, F_n 围绕钻头轴线旋转,所形成的圆锥面与椭球面的交线为一椭圆。 F_n 与椭球面的交点与 O_3 的距离是该切削齿力方向上可钻性级值 K_d 。

$$K_d = K_{dv} K_{dh} \sqrt{\frac{1 + \tan^2 \vartheta_i}{K_{dh}^2 + K_{dv}^2 \tan^2 \vartheta_i}}. \quad (2)$$

其中 ϑ_i 为 Z_5 轴与 Z_4 轴的夹角:

$$\vartheta_i = \arccos[\cos \zeta \cos \gamma_i + \sin \zeta \sin \gamma_i \cos(\pi - \omega_c)]. \quad (3)$$

式中, K_{dv} 为垂直于层面方向岩石可钻性; K_{dh} 为平行于岩石层面方向岩石可钻性。

3 保径受力的计算方法

在定向钻井时,钻具组合给予钻头钻压 W 和侧向作用力 F_1 ,使钻头冠部的切削齿切削岩石,钻头

冠部受到岩石给予钻头的反作用力,其在轴向上的力为 F_a ,在侧向上的力为 F_{1a} 。在侧向力作用下保径与井壁接触,保径受到井壁给予钻头的反作用力 F_{1m} 。钻头达到力的平衡时:

$$F_a = W, \quad (4)$$

$$F_1 = F_{1a} + F_{1m}. \quad (5)$$

为了分析保径长度对钻头受力的影响,使用剖面形状和布齿参数相同、保径长度不同的 PDC 钻头,在中国石油大学(华东)XY-2B 型定向钻井平台上进行了定向钻进试验(图 2、3)。用轴向加压装置给钻头提供钻压,用侧向加压装置给钻头提供侧向力。用压力传感器、扭矩传感器测定钻头的钻压、侧向力和扭矩,用位移传感器测定钻头的钻速。钻压为 60 kN,侧向力为 6 kN。

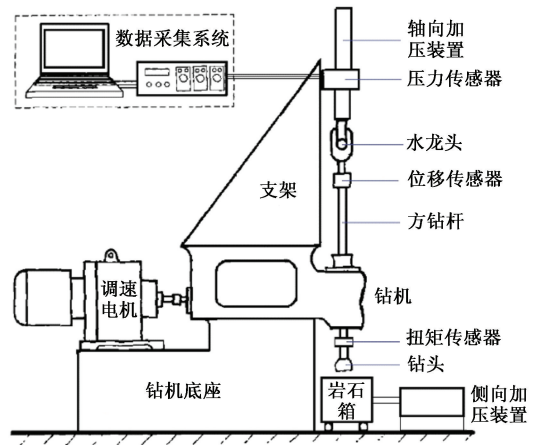


图 2 XY-2B 型定向钻井平台

Fig. 2 XY-2B drilling machine

如表 1 所示,当钻压和侧向力相同时,保径的长度越长,钻头冠部受力越小,保径受力越大。根据表 1 建立保径受力 F_{1m} 与侧向作用力 F_1 的关系模型为

$$F_{1m} = (0.0137L_b + 0.1445)F_1. \quad (6)$$

建立钻头冠部受力 F_{1a} 与侧向作用力 F_1 的关系模型为

$$F_{1a} = (-0.0137L_b + 0.8554)F_1. \quad (7)$$

式中, L_b 为保径长度。

表 1 钻头保径的长度与保径受力的关系

Table 1 Relationship between force and gage length

钻头型号	保径长度 L_b /mm	冠部受力 F_{1a} /kN	保径受力 F_{1m} /kN
1#	0	6	0
2#	12.7	5.133	0.867
3#	38.1	3.045	2.955
4#	50.8	2.003	3.997
5#	63.5	0.956	5.044

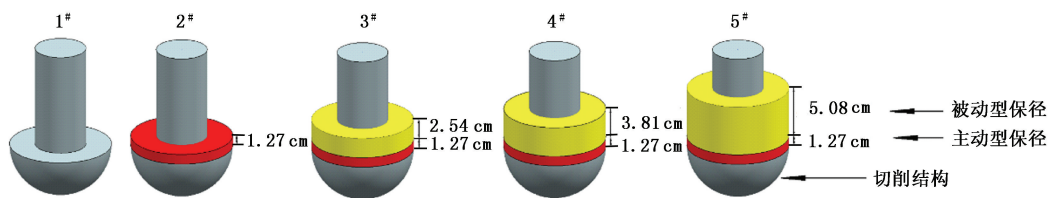


图 3 5 种不同组合形式的钻头示意图

Fig. 3 Five different combinations of bit

4 钻头冠部受力的计算方法

在定向钻井时切削参数随钻头旋转而不断变化^[7],切削齿受力也必然变化,因此有必要建立适用于定向钻井的 PDC 钻头受力模型。

设给定钻头上有 N 个切削齿,第 i 号切削齿的法向角为 γ_i ,侧转角为 β_i ,其接触面的几何中心在钻头坐标系中的坐标为 (R_i, H_i, θ_i) 。钻头受力与切削齿受力的关系如图 4 所示。使用文献[7]的“定向钻井 PDC 钻头的切削参数计算程序”可以计算出第 i 号切削齿的切削面积 A_i 和接触弧长 w_i 。

根据文献[8]中的单个切削齿受力计算公式,

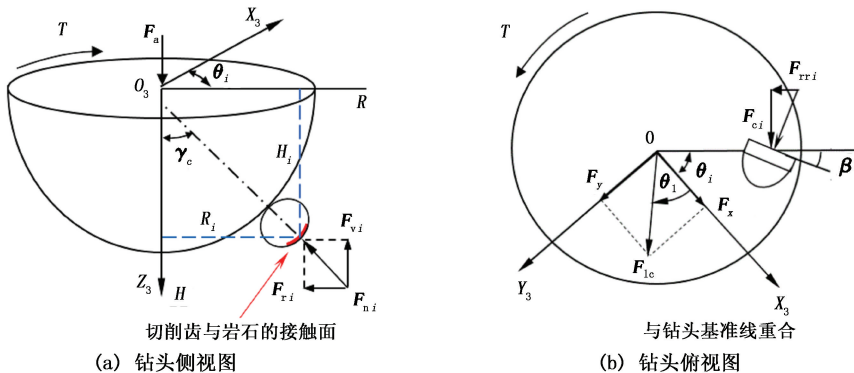


图 4 钻头受力与切削齿受力的关系

Fig. 4 Relationship between force of bit and cutters

对各轴向分力求和,可得到钻头的轴向力 F_a 。各切向分力与切削半径 R_i 的乘积之和为钻头的扭矩 T 。将各径向分力向 X 轴和 Y 轴分解求和,可以得到两个方向的力 F_x 和 F_y ,其合力为钻头侧向力 F_{lc} ,所以 PDC 钻头受力计算模型为

$$F_a = \sum_i^N F_{vi}, \tag{13}$$

$$T = \sum_i^N (F_{vi} R_i), \tag{14}$$

$$F_x = \sum_i^N (F_{ci} \sin \theta_i - (F_{ri} + F_{rri}) \cos \theta_i), \tag{15}$$

$$F_y = \sum_i^N (F_{ci} \cos \theta_i + (F_{ri} + F_{rri}) \sin \theta_i), \tag{16}$$

$$F_{lc} = \sqrt{F_x^2 + F_y^2}, \tag{17}$$

可以计算出该切削齿的受力 (F_{ni}, F_{ci}) ,将其向钻头的轴向、切向和径向分解,就得到轴向分力 F_{vi} 、切向分力 F_{ri} 和径向分力 F_{ri} 。

$$F_{ni} = a_1 A_i + b_1 w_i, \tag{8}$$

$$F_{ci} = a_2 A_i + b_2 w_i, \tag{9}$$

$$F_{vi} = F_{ni} \cos \gamma_i, \tag{10}$$

$$F_{ri} = F_{ni} \sin \gamma_i, \tag{11}$$

$$F_{rri} = F_{ci} \tan \beta_i. \tag{12}$$

式中, F_{ni} 为正压力; F_{ci} 为切削力; a_1, b_1, a_2, b_2 为系数,与切削齿后倾角、线速度和岩石可钻性级值 K_d 有关。

$$\theta_1 = \arctan(F_y / F_x). \tag{18}$$

式中, F_a 为钻头的轴向力; F_x 和 F_y 分别为侧向力 F_{lc} 在 X 轴和 Y 轴分力; R_i 为切削半径; θ_i 为方向角。

5 钻头的侧向力平衡计算方法

在垂直钻井时,由于布齿结构固有的各向异性,对所有切削齿求侧向的合力 F_{lc} 不等于零,称该值为钻头的侧向不平衡力 F_{lb} 。侧向不平衡力过大会导致 PDC 切削齿的冲击损坏。由于钻头的布齿结构决定了侧向不平衡力的大小和方向,所以对布齿结构的优化设计可以降低侧向不平衡力。实验和理论计算表明,对布齿结构的优化设计可以减小侧向不平衡力,但是不能够消除侧向不平衡力。

由于侧向不平衡力由钻头的各向异性产生,所以在定向钻进钻头受力平衡计算时也要将钻头侧向不平衡力考虑在内。根据纵横弯曲梁法,计算出钻具组合给予钻头的造斜力为 F_α , 变方位力为 F_ϕ , 其侧向合力为 F_1 。称 F_1 作用在钻头冠部的力为侧向作用力 F_{1a} 。定向造斜时, $F_a = W$, F_{1c} 是侧向不平衡力 F_{1b} 与侧向作用力 F_{1a} 的合力, $F_{1c} = F_{1a} + F_{1b}$ 。

若侧向不平衡力 F_{1b} 大于侧向作用力 F_{1a} , 则会导致井眼轨迹控制困难, 井壁摩擦阻力增大等问题。须对布齿结构做优化设计, 使侧向不平衡力 F_{1b} 小于侧向作用力 F_{1a} 。邹德永^[13] 针对垂直钻井提出了PDC钻头布齿结构优化设计方法, 可以减小钻头的侧向不平衡力, 该方法对定向钻井 PDC 钻头仍然适用。

在定向造斜时, 侧向作用力 F_{1a} 的方向一直保持不变, 但钻头的侧向不平衡力 F_{1b} 的方向随着钻头旋转而改变, 所以 F_{1c} 是随着钻头旋转而改变的。为了时刻保持上述力平衡状态, 钻头每旋转 1° 计算一次瞬态的钻头轴向力和侧向力, 进而迭代计算出瞬态的钻头中心位移。

6 现场应用实例

在鄂尔多斯盆地的 HH42P38 井中, 使用石大华通公司的 BTM115A9 型 PDC 钻头(图5), 从井深 1664 m 定向钻进到 1695 m 到达造斜点, 之后又复



图5 BTM115A9型PDC钻头出井图片

Fig. 5 BTM115A9 PDC bit

合钻进到井深 2290 m。滑动钻进进尺 339 m, 平均机械钻速 3.46 m/h。复合钻进进尺 288 m, 平均机械钻速 7.78 m/h。钻具组合为: $\Phi 215.9$ mm 钻头 + $\Phi 165$ mm $\times 1.5^\circ$ 螺杆 9 m + 4A11 $\times 410$ 接头 + MWD 短节 + $\Phi 127$ mm 无磁承压钻杆 9.45 m + $\Phi 127$ mm 加重钻杆 260 m + $\Phi 127$ mm 斜台阶钻杆。钻压取 40 ~ 100 kN, 钻盘转速为 45 r/min。因为钻进过程中使用了随钻测量设备, 可以实时测量到钻压、扭矩和钻速。BTM115A9 型 PDC 钻头的外径为 215.9 mm, 五

刀翼双排齿, 剖面形状是直线双圆弧形。主动性保径的长度为 12.7 mm, 被动性保径的长度为 38.1 mm。如图6所示, 使用上述方法预测钻头的钻速, 钻速的预测值与实际测量值之间的平均误差为 9.23%, 说明本文的方法具有实用性。

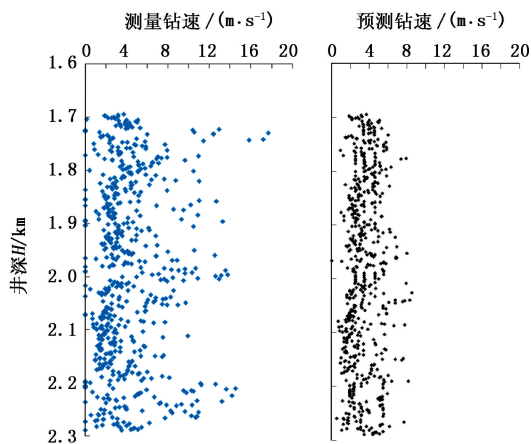


图6 钻速与井深关系

Fig. 6 Relationship between drilling speed and depth

在胜利油田的临 111-斜 3 井中, 使用石大华通公司的 BTM115Hy 型 PDC 钻头(图7)从井深 2950 m 定向钻进到 3470 m, 滑动钻进钻速 2.24 m/h, 工具面方位角为 $-20^\circ \sim 20^\circ$ 。钻具组合为: $\Phi 215.9$ mm 的钻头 + $\Phi 171.5$ mm 弯角 1.5° 的单弯动力钻具 + $\Phi 165$ mm 的无磁钻铤(9 m) + MWD + $\Phi 127$ mm 的加重钻杆(150 m) + $\Phi 127$ mm 的钻杆。钻压为 50 ~ 60 kN, 钻头转速为螺杆马达转速。井斜角及方位角预测值与实际值的对比如图8所示。由图8可知, 井眼轨迹的预测值与实际测井数据相吻合, 说明本文的方法能够较为准确地预测井眼轨迹。



图7 BTM115Hy型钻头出井图片

Fig. 7 BTM115Hy PDC bit

在胜利油田的夏 503-斜 5 中, 使用 BTM115Hg 型 PDC 钻头(图9)从井深 2814 m 定向钻进到 3380 m, 滑动钻进钻速 1.97 m/h, 工具面方位角为 $-40^\circ \sim$

40°。使用的钻具组合和钻进参数同临 111-斜 3 井。

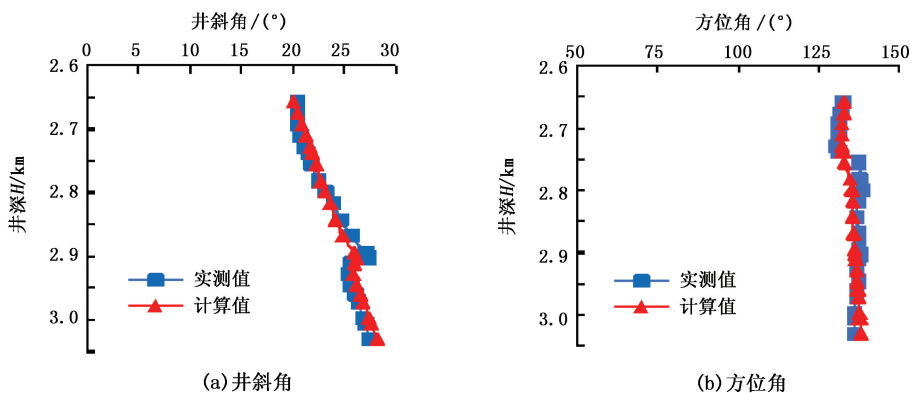


图 8 井斜角及方位角的预测值与实测值对比

Fig. 8 Experimental data and calculated value of well inclination and azimuth

对 BTM115Hg 型钻头的布齿优化设计,得到 BTM115Hy 型钻头。令钻压 60 kN,侧向作用力 6 kN,方向 60°,分别计算两种钻头的中心点的侧向位移(图 10)。钻头布齿优化设计前,BTM115Hg 型钻头的侧向不平衡力为 1582 N,其钻头中心一直在侧向作用力的左侧运动,钻头漂移角较大。优化设计后,BTM115Hy 型钻头的侧向不平衡力为 412 N,其钻头中心在侧向作用力的左右两侧运动,钻头漂移角较小,使工具面方位角变化范围变小。这说明钻头布齿参数的优化设计可以减小钻头的侧向不平衡力,减小钻头漂移角和工具面方位角变化范围。



图 9 BTM115Hg 型钻头出井图片

Fig. 9 BTM115Hg PDC bit

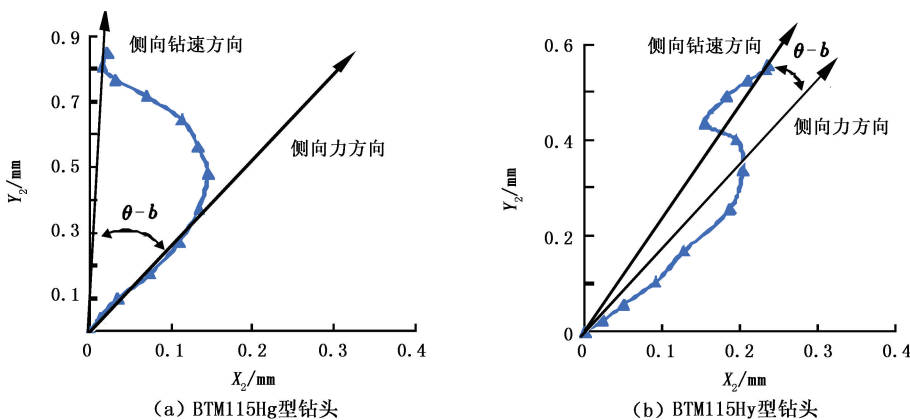


图 10 优化设计前后钻头中心点的侧向位移对比

Fig. 10 Lateral displacement of bit center before and after optimal design

7 结 论

(1) PDC 钻头的三维钻速不仅与钻具组合的力学性能有关,而且与 PDC 钻头的结构参数及地层可钻性各向异性有直接关系。

(2) 根据具体的钻头结构参数和地层可钻性各

向异性,通过数值计算可以获得钻头的轴向和侧向钻速,不须取得地层法向钻进效率。

(3) 在钻头瞬态力平衡计算中,钻头侧向不平衡力过大将增大井眼轨迹控制的难度,通过对 PDC 钻头布齿参数的优化设计,可以减小钻头的侧向不平衡力,减小钻头漂移角和工具面方位角变化范围,

增强井眼轨迹控制能力。

参考文献:

- [1] 高德利,刘希圣,黄荣樽. 钻头与地层相互作用的三维宏观分析[J]. 石油大学学报:自然科学版,1989,13(1):23-31.
GAO Deli, LIU Xisheng, HUANG Rongzun. Three-dimensional macroscopic analysis of interaction with the formation drill [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1989,13(1):23-31.
- [2] 齐林,周大千,江胜宗,等. 用钻头与地层相互作用模式预测井眼轨道[J]. 大庆石油学院学报,1995,19(4):113-116.
QI Lin, ZHOU Daqian, JIANG Shengzong, et al. Prediction of borehole trajectory by interaction model between drilling bit and stratum[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 1995,19(4):113-116.
- [3] 于永南,吕英民. 钻头与地层相互作用三种模型的一致性[J]. 石油大学学报:自然科学版,1992,16(3):60-65.
YU Yongnan, LÜ Yingmin. Identity of three rock-bit interaction models[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1992,16(3):60-65.
- [4] 李子丰,李敬媛. 三维钻速方程及其反演模型[J]. 西部探矿工程,1994,6(2):8-11.
LI Zifeng, LI Jingyuan. Three-dimensional drilling velocity equation and its reverse evolution model [J]. West-China Exploration Engineering,1994,6(2):8-11.
- [5] STUDENT R, SIMON C. Learning curve benefits resulting from the use of a unique BHA directional behaviour drilling performances post-analysis [R]. SPE 110432, 2007.
- [6] MENAND S, SELLAMI H. PDC Bit classification according to steer ability[R]. SPE 87837, 2004.
- [7] 邹德永,王家骏,于金平,等. 定向钻井 PDC 钻头的切削参数计算方法[J]. 石油钻采工艺, 2014,36(5):5-9.
ZOU Deyong, WANG Jiajun, YU Jinping, et al. Method for computing cutting parameters of directional drill bits [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(5):5-9.
- [8] 王家骏,邹德永,杨光,等. PDC 切削齿与岩石相互作用模型研究[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2014,38(4):104-109.
WANG Jiajun, ZOU Deyong, YANG Guang, et al. Study on the interaction model of PDC cutter breaking rock[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014,38(4):104-109.
- [9] 邹德永,张将海,王瑞和. PDC 钻头力学模型的试验研究[J]. 石油钻探技术, 2005,33(2):41-43.
ZOU Deyong, ZHANG Jianghai, WANG Ruihe. The experiment study on mechanical model of PDC bits [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005,33(2):41-43.
- [10] 白家祉,苏义脑. 井斜控制理论与实践[M]. 北京:石油工业出版社,1990.
- [11] 尹宏锦. 地层各向异性-岩石可钻性研究[J]. 石油钻采工艺,1989(1):15-22.
YIN Hongjin. Research on formation anisotropy and rock drill ability [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1989(1):15-22.
- [12] 邹德永,程远方,查永进,等. 利用岩屑波速随钻检测地层可钻性及优选钻头类型[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2005,29(1):37-40.
ZOU Deyong, CHENG Yuanfang, ZHA Yongjin, et al. Rock-drill ability evaluation and bit selection through ultrasonic velocity measurement on cuttings[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2005,29(1):37-40.
- [13] 邹德永. PDC 钻头的数学模型与计算机化设计技术研究[D]. 东营:石油大学石油工程学院,2004.
ZOU Deyong. Study on the mathematical model and the computerizing technique about PDC bit design [D]. Dongying:School of Petroleum Engineering in University of Petroleum, China, 2004.

(编辑 李志芬)