

导向 PDC 钻头设计及其在临盘地区的应用

罗恒荣¹, 邹德永², 曹继飞³, 唐玉响¹

(1. 中国石油化工工程西南有限公司临盘钻井公司, 山东临邑 251500; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266555;
3. 中国石化胜利石油管理局钻井工艺研究院, 山东东营 257061)

摘要:针对常规 PDC 钻头在胜利油田临盘地区定向井钻进过程中存在的工具面不稳定、井斜角和方位角难以控制、滑动钻进时钻速较低等问题,研究分析了 PDC 钻头的剖面形状、切削结构、保径设计等对钻头导向性能的影响规律,在此基础上,研制出一种适合临盘地区地层特性的 BTM115H 型导向 PDC 钻头。该型 PDC 钻头采用浅内锥、双圆弧剖面形状,特殊双重切削布齿、短保径设计和侧向力平衡设计,能够有效提高钻头的导向性能和机械钻速。多口定向井的现场应用效果表明,BTM115H 型导向 PDC 钻头在定向钻进过程中,工具面可控性好,复合钻井速度和定向机械钻速较常规 PDC 钻头都有大幅度提高,为临盘地区的定向井快速钻进提供了有力保障。

关键词:PDC 钻头 定向井 定向钻井 钻头设计 机械钻速 临盘地区

中图分类号:TE921⁺.1 文献标识码:A 文章编号:1001-0890(2011)05-0101-05

Steerable PDC Bit Design and Its Application in Linpan Area

Luo Hengrong¹, Zou Deyong², Cao Jifei³, Tang Yuxiang¹

(1. Linpan Drilling Company, Sinopec Southwest Company of Petroleum Engineering, Linyi, Shandong, 251500, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266555, China; 3. Drilling Research Institute of Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong, 257061, China)

Abstract: In order to resolve the problems caused by conventional PDC bit in drilling directional wells in Linpan Area of Shengli Oilfield, such as the instable tool face, difficulty to control inclination and azimuth, low drilling speed etc, a new steerable PDC bit was developed based on the analysis of bit profile, cutting structure, gauge design for steerable capability. The new steerable PDC bit was designed with shallow inner cone, double circular section, double cutter structure and short gauge design, and its stability and steerable capacity was improved. The field application shows that the new bit has more stability for controlling tool face, has higher drilling speed and better borehole quality than that of conventional PDC bits. The new bit ensures quick directional drilling in Linpan Area.

Key words: PDC bit; directional well; directional drilling; bit design; penetration rate; Linpan Area

随着石油工业的发展,定向钻井技术在石油钻探中的应用不断增加,定向井的数量也越来越多。PDC 钻头与牙轮钻头相比具有机械钻速高、寿命长的特点,被广泛应用到石油钻探中。但是常规 PDC 钻头在定向钻进时经常出现定向性能不稳定,工具面角变化大、难以控制等现象,甚至会造成井下钻具减速停机、井下钻具损毁等井下故障,使定向控制变得特别困难,钻井周期增长,钻井速度降低,钻井成本增加。因此,研究分析 PDC 钻头定向性能的影响

因素,优化 PDC 钻头结构设计,充分发挥 PDC 钻头在定向钻进中的优势,对提高定向钻井速度、降低钻井成本、加快油气资源的开发具有重要意义。

收稿日期:2011-08-11;改回日期:2011-08-24。

作者简介:罗恒荣(1970—),男,云南云县人,1993 年毕业于石油大学(华东)钻井工程专业,2008 年获中国石油大学(华东)石油天然气专业工程硕士学位,高级工程师,主要从事石油工程技术研究及管理工作。

联系方式:(0534)5051987,13953451809@139.com。

1 PDC 钻头的导向性能

PDC 钻头的导向性能是 PDC 钻头的造斜能力和方位漂移能力的综合反映。

PDC 钻头的造斜能力是指钻头受到轴向力和侧向力时产生侧向位移的能力,可以用侧向钻进能力和轴向钻进能力的比值 n 来表示^[1-2]:

$$n = \frac{D_{\text{lat}}}{D_{\text{ax}}} \quad (1)$$

式中: D_{ax} 为侧向力作用下钻头旋转一周的侧向位移, $\text{mm}/(\text{kN} \cdot \text{r})$; D_{lat} 为钻压作用下钻头旋转一周的轴向位移, $\text{mm}/(\text{kN} \cdot \text{r})$ 。

PDC 钻头的造斜能力直接影响 PDC 钻头的定向钻进速度和造斜率。

PDC 钻头的方位漂移能力是指钻头定向钻进过程中保持固有方位特性的能力,通常用漂移角来表征 PDC 钻头的方位漂移能力。该角度是指施加于钻头上的侧向力和钻头侧向位移之间的夹角,如图 1 所示。其中, x_h , y_h 定义钻头在侧向力作用下钻进的平面, A 方向表示钻头在侧向力作用下的正常钻进方向, F_s 为钻头所受的侧向力, α 表示钻头的漂移角。当 $\alpha < 0$ 时, 钻头向左漂移; $\alpha > 0$ 时, 钻头向右漂移。

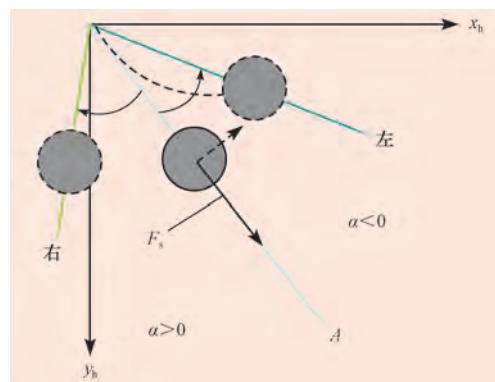


图 1 漂移角示意

Fig. 1 The schematic of drift angle

PDC 钻头的方位漂移能力直接影响工具面的稳定性和方位角的变化率。

2 PDC 钻头结构特征对其导向性能的影响

PDC 钻头的钻头剖面形状、切削结构和保径结构等结构特征,对 PDC 钻头在定向井中的导向性能

具有重要的影响。

2.1 剖面形状

PDC 钻头剖面形状的设计是钻头结构设计的重要部分,直接影响钻头的钻进性能,同时也对钻头的导向性能有重要影响。

研究表明^[3-5],钻头冠部剖面越扁平,钻头的造斜能力越好。Barton 采用数值模拟方法计算了不同剖面形状钻头的造斜性能,结果显示,PDC 钻头的造斜能力随着内锥深度的减小而增强,平底钻头的造斜能力最好^[6]。但是内锥深度变浅会使钻头的切削齿数量受限。如果钻头的切削齿数太少,单个切削齿受力就会变大,使钻头稳定性变差,进而影响钻头的造斜性能。同样,外锥长度对钻头的造斜能力也有重要影响,外锥长度越大,钻头切削剖面对侧向力的灵敏度越低,造斜能力也就越差。因此,应根据钻头的尺寸合理设计内锥和外锥尺寸。

剖面形状对 PDC 钻头的方位漂移能力也有重要的影响,定向钻井实践发现,在造斜钻进过程中 PDC 钻头有的呈左漂趋势,有的呈右漂趋势。根据 IADC 标准,PDC 钻头的冠部剖面结构参数主要包括内锥高度 C 和冠顶高度 G 。PDC 钻头由剖面形状造成的漂移角可表示为:

$$\alpha = \arctan \frac{2(C - G)}{(C + G) \tan(\omega + \theta)} \quad (2)$$

式中: α 为钻头漂移角, $(^\circ)$; ω 为切削齿后倾角, $(^\circ)$; θ 为钻头和岩石的摩擦角, $(^\circ)$; C 为内锥高度, mm ; G 为冠顶高度, mm 。

由式(2)可以看出,PDC 钻头的漂移趋势是由内锥高度 C 和冠顶高度 G 所决定的,即 $G > C$ 呈左偏趋势, $G \approx C$ 呈中性趋势, $G < C$ 呈右偏趋势。因此,要控制 PDC 钻头在定向钻进过程中的漂移趋势,钻头冠部剖面设计过程中应合理设计内锥和冠顶的高度。

2.2 切削结构

单排齿切削结构和双排齿切削结构是目前 PDC 钻头设计中最为常用的 2 种切削结构。与单排齿切削结构相比,采用双排齿切削结构设计的 PDC 钻头在提高钻头的导向性能、钻进速度和使用寿命方面具有独特的优势。

双排齿切削结构设计中后排齿的类型主要有硬质限位齿和 PDC 齿 2 种。硬质限位齿的主要作用是控制前排切削齿的吃入深度,提高钻头的稳定性。

和减小钻头的方位漂移。后排齿采用 PDC 切削齿时,除了能够更好地控制切削齿吃入深度、稳定钻头和减小钻头的方位漂移外,还能够增加钻头的布齿密度,提高破岩效率,从而提高定向钻进过程中钻头的使用寿命和定向钻进速度,降低钻井成本。

另外,切削齿的后倾角也对 PDC 钻头的导向性能具有重要的影响。当后倾角改变时,钻头的侧向和轴向钻进能力不会以同样的比例改变,轴向钻进能力更容易受后倾角改变的影响,但总的来说,增加切削齿的后倾角能够提高钻头的导向性能^[6-9]。

2.3 保径结构

PDC 钻头保径结构参数主要包括保径长度、宽度和保径齿设计等。

PDC 钻头的保径长度对钻头的侧向切削能力影响较大,进而影响钻头的导向性能。钻头保径长度越大,保径与地层的接触面积就越大,越有利于提高钻头的稳定性,减少钻头涡动的发生;但长保径设计会降低钻头的造斜能力,同时随着钻头保径长度的增加,不管使用何种导向钻井系统,钻头向左漂移的幅度都会增大,大大降低钻头的导向性能。保径长度过短,则会造成钻头对井眼的过度切削,使井身质量变差。因此,应该根据钻头的实际尺寸对保径长度进行优化设计,选择合适的保径长度^[10-12]。

钻井过程中,保径宽度的增加不会对钻头的导向性能产生直接影响,但能够增强对工具面的控制,进而改善钻头的导向性能。然而,保径宽度过宽则会减小钻头排屑区域,使岩屑难以排除,容易形成泥包。

保径齿主要包括侵入性保径齿(切削齿)和非侵入性保径齿(保径块)两部分。保径齿的设计是影响 PDC 钻头导向性能的重要因素。一般认为,保径齿的设计能够增加钻头的侧向切削能力,提高钻头的造斜能力;但是过多或过锋利的保径齿会造成钻头对井壁过度切削,使井身质量变差。非侵入性保径的设计对钻头造斜能力的影响较小,但能够改善钻头的方位漂移能力,提高钻头的导向性能。

3 $\phi 215.9$ mm BTM115H 型导向 PDC 钻头设计

3.1 剖面形状设计

针对临盘地区的地层特点,在上述理论分析的基础上,对 $\phi 215.9$ mm 的 BTM115H 型导向 PDC

钻头进行了剖面形状设计,确定出了适合该地区地层的钻头冠部轮廓形状:浅内锥、短外锥的双圆弧冠部轮廓(如图 2 所示)。这种双圆弧轮廓剖面能够使钻头表面布置较多的切削齿,有效提高钻头的破岩效率。同时,浅内锥和短外锥设计能够保证钻头有较好的造斜能力和方位控制能力,提高钻头的定向反应灵敏度,而且可以减小钻头与井壁的接触面积,使钻头与井壁间的摩擦力减小,有效防止钻头涡动的发生,进一步提高定向钻进速度。

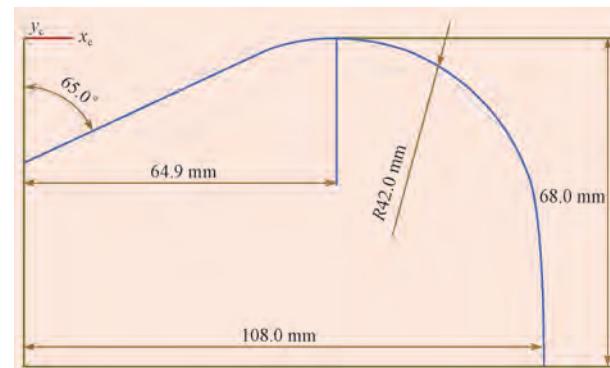


图 2 BTM115H 型导向 PDC 钻头剖面设计

Fig. 2 The profile design of BTM115H-type PDC bit

3.2 布齿设计

布齿设计包括切削齿的尺寸、工作角、布齿密度和布齿方法等^[13-16]。切削齿尺寸和布齿密度的设计主要根据所钻地层软硬程度和岩性特点来选择。

根据临盘地区的地层可钻性,BTM115H 型导向 PDC 钻头采用 $\phi 19.05$ 和 $\phi 16.10$ mm 2 种尺寸的切削齿作为主切削齿, $\phi 13.44$ mm 切削齿作为保径齿,布齿密度采用中密度布齿。钻头的井底覆盖设计如图 3 所示。

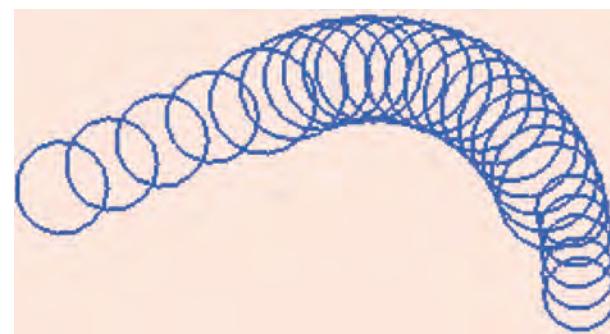


图 3 BTM115H 型导向 PDC 钻头井底覆盖设计

Fig. 3 The downhole coverage design of BTM115H-type PDC bit

BTM115H 型导向 PDC 钻头采用特殊双重布齿设计,后排齿采用 $\phi 13.44$ mm 切削齿,后倾角设计较大。该设计不仅可以有效控制钻头吃入深度,提

高钻头的稳定性和减小钻头的方位漂移,而且能够增加钻头布齿数量,提高钻头钻进速度和使用寿命。

切削齿后倾角的设计是影响 PDC 钻头钻进速度和导向性能的重要因素。综合考虑地层因素和钻头的导向性能,BTM115H 型导向 PDC 钻头前排切削齿从钻头中心向外,后倾角逐渐由 15°增加至 20°。这种设计能够有效降低钻井过程中的反扭矩,使滑动钻进过程中的工具面更加稳定,大大改善了钻头的导向性能。

3.3 力平衡设计

利用自主开发的 PDC 钻头优化设计软件,对 BTM115H 型导向 PDC 钻头进行了受力分析与力平衡设计,侧向力不平衡度为 2.62%。力平衡的设计能够显著减轻钻头井下振动,提高钻头工具面的稳定性,从而改善钻头的导向性能。同时,螺旋刀翼设计能够分散切削齿切削地层时产生的指向井壁的切削力,减少钻头涡动和回旋的发生,有效控制钻头的方位漂移^[17]。

3.4 保径设计

根据理论分析和钻头设计经验,BTM115H 型导向 PDC 钻头采用螺旋短保径设计,保径长度设计为 50.0 mm。螺旋短保径设计可以有效提高钻头的造斜能力和方位控制能力,增强钻头的导向性能,而且能够增加钻头与井壁的接触面积,减轻钻头振动,进而提高钻井速度。保径齿选用 $\phi 13.44$ mm 切削齿,后倾角设计较大,能够增强钻头的侧向切削能力,提高钻头的造斜能力,增强钻头的定向性能。

4 现场应用

临盘地区定向井一般设计为从沙一段开始定向造斜,因此 BTM115H 型导向 PDC 钻头主要在沙一段—沙三段地层进行定向钻进试验。BTM115H 型导向 PDC 钻头在临盘地区临 37-斜 30 井、临 111-斜 3 井、商 88-斜 4 井和夏 37-斜 9 井等 10 余口井进行了现场试验,现以其中 3 口井为例介绍其应用情况。

4.1 临 111-斜 3 井

临 111-斜 3 井设计垂深 3 650.00 m,完钻层位为沙三段。定向钻进井段为沙一段—沙三段,地层岩性以深灰色泥岩、灰质泥岩、灰褐色油页岩不等厚互层夹灰色粉砂岩及薄层白云岩、泥质白云岩为主。

定向钻具组合为: $\phi 215.9$ mm BTM115H 型导向 PDC 钻头 + $\phi 171.5$ mm 单弯螺杆 $\times 1.5^\circ$ + $\phi 158.8$ mm 无磁钻铤 + MWD + $\phi 158.8$ mm 钻铤 + $\phi 127.0$ mm 加重钻杆。该井定向钻进过程较为顺利,工具面比较稳定,单只钻头进尺 743.00 m,机械钻速大大提高,3 133.00~3 143.00 m 滑动钻进井段平均机械钻速为 2.24 m/h,复合钻进平均机械钻速为 12.49 m/h。

4.2 夏 37-斜 9 井

夏 37-斜 9 井设计完钻垂深 2 900.00 m,BTM115H 型 PDC 钻头主要用于沙三段—沙四段地层的定向钻进,地层岩性以深灰色泥岩、灰色砂质泥岩不等厚互层夹灰色灰质砂岩、白云质粉砂岩和辉绿岩为主。定向钻具组合为: $\phi 215.9$ mm BTM115H 型导向 PDC 钻头 + $\phi 171.5$ mm 单弯螺杆 $\times 1.25^\circ$ + $\phi 158.8$ mm 无磁钻铤 + MWD + $\phi 158.8$ mm 钻铤 + $\phi 127.0$ mm 钻杆。该钻头在 2 555.00~2 622.00 m 井段滑动钻进时钻速为 2.14~3.84 m/h,在 2 632.00~2 970.00 m 井段导向钻进时平均钻速为 14.44 m/h。钻进过程中钻头工具面稳定性较好,钻头起出后仍旧较新,可以继续使用。

4.3 夏 504-斜 21 井

夏 504-斜 21 井设计垂深 3 715.00 m,主要设计在沙三段进行定向钻进。定向钻具组合为: $\phi 215.9$ mm BTM115H 型导向 PDC 钻头 + $\phi 171.5$ mm 单弯螺杆 $\times 1.5^\circ$ + $\phi 158.8$ mm 无磁钻铤 + MWD + $\phi 158.8$ mm 钻铤 + $\phi 127.0$ mm 钻杆。钻头在井深 2 981.00 m 开始入井,滑动钻进时工具面比较稳定,在 2 990.82~3 000.34 m 井段滑动钻速为 2.3 m/h,在 3 383.37~3 393.01 m 井段中滑动钻速为 1.14 m/h,其他钻头在该井段滑动钻进钻速仅为 0.88 m/h。导向钻进机械钻速较快,平均为 12.28 m/h。钻头起出后磨损较轻,可继续使用。

表 1 为 BTM115H 型导向 PDC 钻头与其他常规钻头的应用情况对比。从表 1 可以看出,定向钻进过程中 BTM115H 型导向 PDC 钻头可使用的钻压比常规钻头要高,工具面稳定,波动幅度较小,而且复合钻进和导向钻进机械钻速及单只钻头进尺较常规钻头都有大幅度提高,大大降低了钻井成本。同时定向钻进过程中工具面稳定能够减少调整工具面的时间,有效提高钻井效率。

表 1 BTM115H 型导向 PDC 钻头与常规钻头应用情况对比

Table 1 The reference form of field application between BTM115H-type PDC bit and conventional bit

钻头	钻压/kN	井名	平均钻速/m·h ⁻¹		工具面角波动幅度/(°)	单只钻头进尺/m
			复合钻进	滑动钻进		
BTM115H 型钻头	30~40	临 111-斜 3 井	12.49	2.24	±20	743
	30~40	临 37-斜 30 井	13.62	3.12	±15	608
	30~50	夏 37-斜 9 井	14.43	3.84	±20	425
	40~50	夏 503-斜 5 井	9.08	1.97	±15	566
	40~50	夏 504-斜 21 井	12.28	2.30	±20	759
常规钻头	20~40	同区块其他井	10.04	1.28	±40	485

5 结 论

1) PDC 钻头的剖面形状、切削结构和保径结构是影响钻头定向性能的直接因素,合理、准确的结构设计是改善 PDC 钻头导向性能的有效保证。

2) BTM115H 型导向 PDC 钻头采用浅内锥、短外锥的双圆弧剖面、特殊双重布齿结构及螺旋短保径设计,可以提高钻头的造斜能力,控制钻头的方位漂移,而且能够大幅度提高钻头机械钻速和使用寿命。

3) 在 10 余口井的应用效果表明,BTM115H 型导向 PDC 钻头滑动钻进时可使用的钻压比常规钻头要高,工具面较为稳定,可控制性较好。

4) BTM115H 型导向 PDC 钻头与同区块定向钻进使用的常规 PDC 钻头相比,复合钻进机械钻速和滑动钻进机械钻速都有较大幅度的提高,缩短了建井周期,降低了钻井成本。

参 考 文 献

- [1] Barr J D, Clegg J M, Russell M K. Steerable rotary drilling with an experimental system[R]. SPE/IADC 29382, 1995.
- [2] Menand S, Sellami H, Simon C, et al. How the bit profile and gages affect the well trajectory[R]. IADC/SPE 74459, 2002.
- [3] Johnson S. A new method of producing laterally stable PDC drill bits[R]. SPE 98986, 2006.
- [4] Gaynor Tom, Chen David C-K. Making steerable bits: separating side-force from side-cutting[R]. SPE 88446, 2004.
- [5] Stroud D, Peach S, Johnston I. Optimization of rotary steerable system bottomhole assemblies minimizes wellbore tortuosity and increases directional drilling efficiency[R]. SPE 90396, 2004.
- [6] Barton S. Development of stable PDC bits for specific use on rotary steerable systems[R]. IADC/SPE 62779, 2000.
- [7] Cox B, Romo L, Champion B, et al. Extreme drilling environment forces evolution of rotary steerable systems and rotary
- steerable bit technology[R]. SPE/IADC 105906, 2007.
- [8] Chen S, Collins G J, Thomas M B. Reexamination of PDC-bit walk in directional and horizontal wells [R]. IADC/SPE 112641, 2008.
- [9] Al Reda S, Kubaisi A, Nawaz K, et al. Development and optimization of 12-in PDC bit for powered rotary steerable systems in deep gas drilling in Saudi Arabia[R]. SPE 132095, 2010.
- [10] Mensa-Wilmot G, James B, Aggarwal L, et al. Gage design—effects of gage pad length, geometry and activity on PDC bit stability, steerability and borehole quality in rotary steerable drilling applications[R]. SPE 98931, 2006.
- [11] Barton S, May H, Johnson S. Gauge, cutting structure, torque control components—what really counts for optimal tool face control with FC drilling bit[R]. SPE 107289, 2007.
- [12] Clegg J, Barton S. Improved optimisation of bit selection using mathematically modelled bit performance indices[R]. SPE 102287, 2006.
- [13] 王荣,翟应虎,王克雄. PDC 钻头等体积布齿设计的数值计算方法[J]. 石油钻探技术,2006,34(1):42~45.
Wang Rong, Zhai Yinghu, Wang Kexiong. A numerical computational method for designing PDC bits with the equal volume law[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(1): 42~45.
- [14] 邹德永. 新型 PDC 钻头切削齿的发展[J]. 石油钻探技术, 2005, 31(3): 4~6.
Zou Deyong. The development of new PDC cutting elements [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 31(3): 4~6.
- [15] 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.
- [16] 孙明光. PDC 扩眼钻头的研制与试验[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(3): 62~65.
Sun Mingguang. Development and test of a PDC reamer[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(3): 62~65.
- [17] 罗恒荣,唐玉响,徐玉超,等. 新型定向井 PDC 钻头的研制与应用[J]. 石油钻探技术,2007,35(5):86~89.
Luo Hengrong, Tang Yuxiang, Xu Yuchao, et al. Research and application of a new PDC bit in directional drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(5): 86~89.