

特殊保径结构 PDC 钻头在渤海油田应用

王昆剑¹, 赵少伟¹, 岳文凯²

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452; 2. 中国石油大学(北京), 北京 102200)

摘要:随着石油勘探开发技术的不断进步, 旋转导向钻井系统在现代钻井中的应用越来越多。但当面临更加复杂及曲率更高的井身结构时, 单依靠 Xceed 指向式旋转导向工具不能完全满足钻井作业的要求。针对这一情况, 提出一种特殊保径结构的 PDC 钻头, 其特殊在于上部 1 in 标准保径, 下部 3 in 保径为 0.6° 倒角保径。经过计算机模拟分析, 这种 PDC 钻头相较于常规 PDC 钻头不但可以提高钻具组合的造斜能力还能提高钻具工作稳定性。在渤海油田现场使用表明, 这种特殊保径结构的 PDC 钻头具有更强的造斜能力, 保证旋转导向工具和其它井下工具稳定性, 减缓井下仪器由于井下震动导致的失效。

关键词: 钻井; PDC 钻头; Xceed; 保径结构; 旋转导向钻井系统

中图分类号: TE921⁺.1; P634.4⁺1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2016)08-0058-06

Application of PDC Bit with Special Gauge Structure in Bohai Oilfield/WANG Kun-jian¹, ZHAO Shao-wei¹, YUE Wen-kai² (1. Tianjin Branch of CNOOC China Limited, Tianjin 300452, China; 2. China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102200, China)

Abstract: With the progress of oil exploration and development technology, rotary steerable drilling system is more and more applied in modern drilling. But when faced with more complex and higher curvature wellbore structure, the drilling operation requirements can not be fully met only by Xceed rotary steerable tools. In view of this situation, a special PDC bit with gauge structure was put forward, whose special lies in 1in standard gage in upper gage and 3in in lower gage with 0.6 degree taper. The computer simulation analysis shows that this PDC bit can not only improve the ability of BHA whipstocking, but also improve the drilling tool operation stability compared with conventional PDC bit. The field application in Bohai oilfield indicates the stronger whipstocking capacity of this PDC bit with special gauge structure to ensure the stability of rotary steerable tool and other downhole tools and slow down the downhole instrument failure caused by underground vibration.

Key words: well drilling; PDC bit; Xceed; gauge structure; rotary steerable drilling system

随着石油勘探开发技术的不断进步, 越来越多的先进工具应用到石油钻井作业中, 旋转导向钻井系统在现代的钻井中应用愈加广泛。旋转导向工具分为指向式和推靠式, 指向式旋转导向钻井工具相对于推靠式旋转导向系统钻出的井眼光滑, 但是造斜能力小于推靠式旋转导向工具。Xceed 是一种指向式旋转导向系统, 广泛应用在我国海洋钻井中。但是当面临更加复杂及曲率更高的井身结构时, 光依靠工具的能力不完全能够满足钻井作业的要求。在渤海油田, 会经常遇到这样的技术难题: 地层可钻性很好, PDC 钻头在地层中的钻进速度 ROP 很快, 但井身结构设计得很复杂而且井眼的曲率大, 使用先进的旋转导向系统也难满足要求, 这就需要特殊改进的 PDC 钻头与工具配合, 才能实现更大的钻井“狗腿”度和 PDC 钻头造斜能力。

1 渤海油田 PDC 钻头技术现状

复合片钻头(Polycrystalline Diamond Compact Bit)是随着 PDC 复合材料的发展而发展起来的一类切削型碎岩工具。我国自 20 世纪 80 年代初开始引进 PDC 钻头, 90 年代后各大油田开始使用 PDC 钻头, 取得良好效果。国内科研人员和学者对金刚石钻头的保径结构优化进行大量的研究和实验, 金刚石钻头的保径结构设计近几年来有了较大的发展。

Xceed 工具是目前指向式旋转导向工具中造斜能力较强的工具。前期在渤海油田 QHD32-6-G2H 井 12.25 in 井段, 使用 Xceed 工具配合常规 3 in 保径长度的 PDC 钻头, 在降低转速(从 100 r/min 降至 77 r/min), 100% 导向情况下, 单增造斜率达到 4°/30 m, 刚刚满足设计要求。若能提高钻具组合的造斜能力, 减少调整参数时间, 强化钻井参数, 可达到

收稿日期: 2016-04-11

基金项目: 国家科技重大专项“海上稠油油田高效开发示范工程”(编号: 2011ZX05057)

作者简介: 王昆剑, 男, 汉族, 1983 年生, 工程师, 石油工程专业, 主要从事于钻完井作业技术工作, 天津市滨海新区保税区海滨十五路 199 号海工大厦 B 座, Zhaoshw@cnooc.com.cn。

在满足造斜需求的同时提高机械钻速的目的。

2 特殊保径结构 PDC 钻头方案

Xceed 指向式旋转导向钻井工具一般配合较长保径长度的钻头,这样可以使井眼质量光滑,不会出现键槽、螺旋井眼等井眼质量问题,同时也能减小钻具组合在钻进过程中的震动。但是这样也会造成长保径分担造斜工具的造斜侧向力,使整个钻具组合的导向能力减弱,可能达不到井身设计要求。若单纯减小保径长度,可能会增加井眼质量问题和钻具震动的风险。

根据以上的分析,提出特殊保径结构的 PDC 钻头,如图 1 所示。钻头保径长度为 4 in,其特殊在于上部 1 in 保径为标准保径,下部 3 in 保径为 0.6° 斜角保径。这种具有强造斜能力的钻头,其保径长度大于常规配合 Xceed 工具使用的 PDC 钻头 3 in 保径长度,虽然下部 3 in 保径长度小于钻头规径,但是在半径方向上的减小值不到 1 mm,在保持钻头稳定性方面与 4 in 保径长度相当。在钻进过程中,钻头的实际保径长度为 1 in,也就是只有 1 in 保径会分担钻具组合的侧向造斜了,使钻具组合的造斜能力得到充分的应用。1 in 规径在保证了井眼的尺寸的同时也易于造斜。总之,这种特殊的保径结构的钻头即能提高造斜能力,又能提高井下工具的稳定性的。

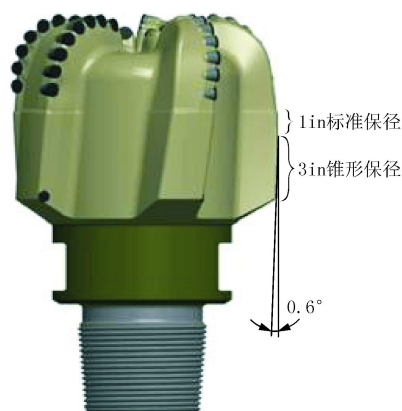


图 1 强造斜能力 PDC 钻头

3 强造斜能力钻头计算机模拟

3.1 模拟参数

计算机模拟使用斯伦贝谢公司史密斯钻头 iDrill 软件,输入参数条件如下。

钻头 1:12.25 in 常规的 3 in 保径钻头;

钻头 2:12.25 in 特殊保径结构的钻头;

BHA1:Xceed 钻具组合;

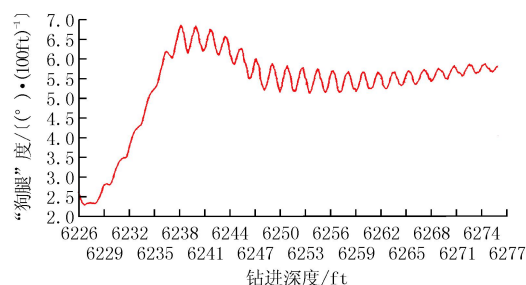
BHA2:常规指向式钻具组合;

软地层:单轴抗压强度 UCS (34.5 ~ 69.0 MPa);

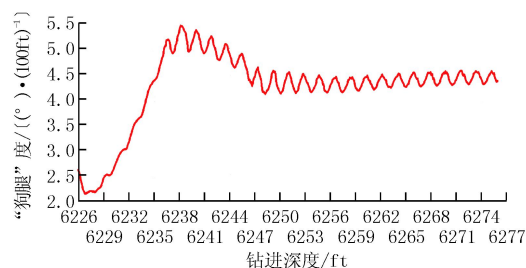
软硬夹层:单轴抗压强度 UCS (103.4 ~ 137.9 MPa)。

3.2 造斜能力模拟结果

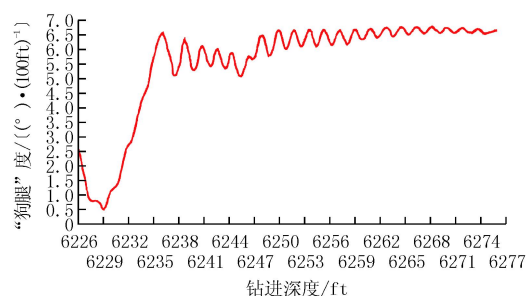
(1) 钻压 40 ~ 60 kN,转速为 90 r/min,在软地层中 100% 增斜以及 100% 降斜。不同钻具组合模拟结果如图 2 所示。



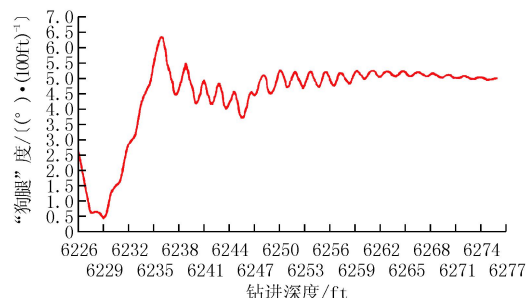
(a)BHA1与BIT2配合单增“狗腿”度模拟结果



(b)BHA2与BIT2配合单增“狗腿”度模拟结果



(c)BHA1与BIT2配合单降“狗腿”度模拟结果

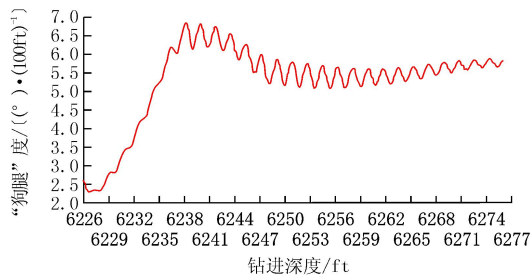


(d)BHA2与BIT2配合的单降“狗腿”度模拟结果

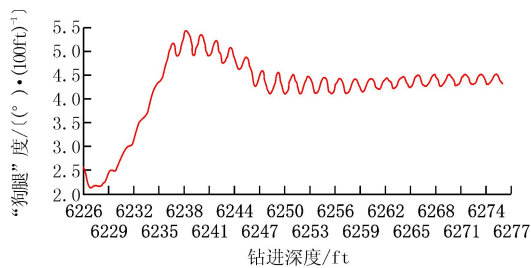
图 2 不同钻具组合模拟结果

从图2可以看出,BHA1与BIT2配合的单增“狗腿”度可以达到 $5^{\circ} \sim 6^{\circ}/30\text{ m}$ 。BHA2与BIT2配合的单增“狗腿”度可以达到 $4^{\circ} \sim 4.5^{\circ}/30\text{ m}$ 。BHA1与BIT2配合的单降“狗腿”度可以达到 $6^{\circ} \sim 7^{\circ}/30\text{ m}$ 。BHA2与BIT2配合的单降“狗腿”度可以达到 $4.5^{\circ} \sim 5.5^{\circ}/30\text{ m}$ 。采用Xceed钻具组合与特殊保径结构的钻头配合使用可有效造斜。

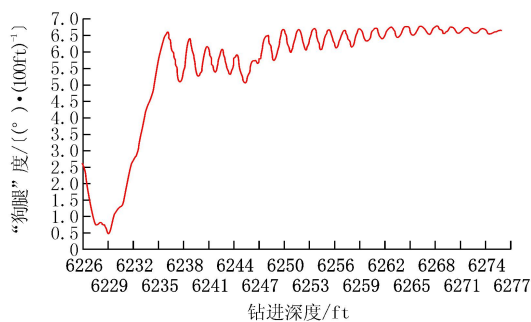
(2) 钻压40~60 kN, 转速为110 r/min, 100%增斜以及100%降斜。不同钻具组合模拟结果如图3所示。



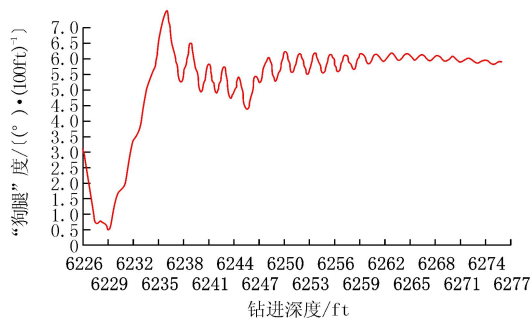
(a) BHA1与BIT2配合单增“狗腿”度模拟结果



(b) BHA2与BIT2配合单增“狗腿”度模拟结果



(c) BHA1与BIT2配合单降“狗腿”度模拟结果



(d) BHA2与BIT2配合单降“狗腿”度模拟结果

图3 不同钻具组合模拟结果

从图3可以看出,BHA1与BIT2配合的单增“狗腿”度可以达到 $5^{\circ} \sim 6^{\circ}/30\text{ m}$ 。BHA2与BIT2配合的单增“狗腿”度可以达到 $4^{\circ} \sim 4.5^{\circ}/30\text{ m}$ 。BHA1与BIT2配合的单降“狗腿”度可以达到 $6^{\circ} \sim 7^{\circ}/30\text{ m}$ 。BHA2与BIT2配合的单降“狗腿”度可以达到 $4.5^{\circ} \sim 5.5^{\circ}/30\text{ m}$ 。

从造斜能力模拟结果可以看出,在特殊保径结构的强造斜能力PDC钻头无论是配合Xceed工具还是常规指向式工具都能达到 $4.5^{\circ} \sim 5.5^{\circ}/30\text{ m}$,能够达到在QHD32-6-G2H井Xceed工具配合常规钻头的造斜能力。特别要指出的是,具有强造斜能力PDC钻头配合Xceed钻具的单增造斜能力更是可以达到 $6^{\circ} \sim 7^{\circ}/30\text{ m}$,完全能够满足对造斜能力的要求。

3.3 输出扭矩结果

模拟在不同的钻井条件下,2种PDC钻头和2种旋转导向钻具输出扭矩的影响。钻进软地层的情况,不同参数的模拟结果见图4。

实验结果表明,2种PDC钻头对2种指向式旋转导向扭矩输出没有太大影响。

钻进软硬夹层地层的情况,不同参数的模拟结果如图5所示。

实验结果表明,2种PDC钻头对两种指向式旋转导向扭矩输出也没有太大影响。

从计算机模拟的输出扭矩得出,特殊长保径钻头Bit2与常规钻头相比不会影响钻具的扭矩输出。

3.4 轴向震动、侧向震动以及Stick & Slip结果

在钻进软地层的情况下,不同参数的模拟结果如图6所示。

从模拟结果得到:在钻进软地层时,特殊保径结构PDC钻头Bit2相对于常规PDC钻头Bit1在配合两种指向式旋转导向工具模拟结果显示出较好的稳定性。

在钻进软硬夹层地层的情况下,不同参数的模拟结果如图7所示。

从模拟结果得到:在钻进软硬夹层地层时,特殊保径结构PDC钻头Bit2相对于常规PDC钻头Bit1在配合两种指向式旋转导向工具模拟结果显示出较好的稳定性。

综合所有计算机模拟结果,有特殊保径结构的4 in保径长度PDC钻头Bit2相对于常规3 in保径长度的PDC钻头在造斜能力和稳定性上表现出明显优势。

WOB & RPM Rating Plot for Mandrel_Torque(lbf-ft)							WOB & RPM Rating Plot for Mandrel_Torque(lbf-ft)						
WOB(klbf)	Bit1与BHA1配合						WOB(klbf)	Bit1与BHA2配合					
13.23	0.76	0.76	0.92	0.92	1.00	1.00	13.23	0.76	0.76	0.92	0.92	1.00	1.00
11.025	0.63	0.63	0.76	0.76	0.83	0.83	11.025	0.63	0.63	0.76	0.76	0.83	0.83
8.82	0.51	0.51	0.62	0.62	0.67	0.67	8.82	0.51	0.51	0.62	0.62	0.67	0.67
RPM	90	90	110	110	120	120	RPM	90	90	110	110	120	120
S.R.	100	100	100	100	100	100	S.R.	100	100	100	100	100	100
Cycle	8	8	8	8	8	8	Cycle	8	8	8	8	8	8
TFA	0	180	0	180	0	180	TFA	0	180	0	180	0	180
ROP values shown above normalized to 29.92(ft/hr) for stable conditions.							ROP values shown above normalized to 29.92(ft/hr) for stable conditions.						
WOB & RPM Rating Plot for Mandrel_Torque(lbf-ft)							WOB & RPM Rating Plot for Mandrel_Torque(lbf-ft)						
WOB(klbf)	Bit2与BHA1配合						WOB(klbf)	Bit2与BHA2配合					
13.23	0.75	0.75	0.92	0.92	1.00	1.00	13.23	0.75	0.75	0.92	0.92	1.00	1.00
11.025	0.66	0.64	0.75	0.75	0.82	0.81	11.025	0.64	0.62	0.75	0.75	0.82	0.82
8.82	0.53	0.49	0.58	0.59	0.64	0.64	8.82	0.53	0.49	0.59	0.58	0.64	0.63
RPM	90	90	110	110	120	120	RPM	90	90	110	110	120	120
S.R.	100	100	100	100	100	100	S.R.	100	100	100	100	100	100
Cycle	8	8	8	8	8	8	Cycle	8	8	8	8	8	8
TFA	0	180	0	180	0	180	TFA	0	180	0	180	0	180
ROP values shown above normalized to 24.58(ft/hr) for stable conditions.							ROP values shown above normalized to 24.48(ft/hr) for stable conditions.						

图 4 钻进软地层不同组合扭矩模拟结果

WOB & RPM Rating Plot for Mandrel_Torque(lbf-ft)							WOB & RPM Rating Plot for Mandrel_Torque(lbf-ft)						
WOB(klbf)	Bit1与BHA1配合						WOB(klbf)	Bit1与BHA2配合					
13.23	0.76	0.76	0.92	0.92	1.00	1.00	13.23	0.76	0.76	0.92	0.92	1.00	1.00
11.025	0.60	0.61	0.73	0.74	0.80	0.80	11.025	0.60	0.61	0.73	0.74	0.80	0.80
8.82	0.47	0.47	0.57	0.57	0.62	0.62	8.82	0.47	0.47	0.57	0.57	0.62	0.62
RPM	90	90	110	110	120	120	RPM	90	90	110	110	120	120
S.R.	100	100	100	100	100	100	S.R.	100	100	100	100	100	100
Cycle	8	8	8	8	8	8	Cycle	8	8	8	8	8	8
TFA	0	180	0	180	0	180	TFA	0	180	0	180	0	180
ROP values shown above normalized to 34.00(ft/hr) for stable conditions.							ROP values shown above normalized to 34.00(ft/hr) for stable conditions.						
WOB & RPM Rating Plot for Mandrel_Torque(lbf-ft)							WOB & RPM Rating Plot for Mandrel_Torque(lbf-ft)						
WOB(klbf)	Bit1与BHA2配合						WOB(klbf)	Bit2与BHA2配合					
13.23	0.75	0.75	0.92	0.92	1.00	1.00	13.23	0.75	0.76	0.92	0.92	1.00	1.00
11.025	0.63	0.60	0.74	0.74	0.80	0.80	11.025	0.62	0.60	0.74	0.73	0.80	0.80
8.82	0.47	0.48	0.57	0.56	0.62	0.61	8.82	0.49	0.48	0.57	0.56	0.63	0.61
RPM	90	90	110	110	120	120	RPM	90	90	110	110	120	120
S.R.	100	100	100	100	100	100	S.R.	100	100	100	100	100	100
Cycle	8	8	8	8	8	8	Cycle	8	8	8	8	8	8
TFA	0	180	0	180	0	180	TFA	0	180	0	180	0	180
ROP values shown above normalized to 28.59(ft/hr) for stable conditions.							ROP values shown above normalized to 28.54(ft/hr) for stable conditions.						

图 5 钻进软硬夹层地层不同组合扭矩模拟结果

4 现场应用

这种特殊保径结构 PDC 钻头配合 Xceed 旋转导向工具在渤海油田 CFD11-6 44H 井和 CFD11-6 D39H 井得到应用。CFD11-6 44H 井和 CFD11-6 D39H 井的井身结构与 QHD32-6-G2H 井井身结构类似,且地层情况也差别不大。

4.1 造斜能力

图 8 为 QHD32-6-G2H 井和 CFD11-6 D39H 井的 PTK 数据图。

从 PTK 数据上看,在前期的 QHD32-6 G2H 井中,Xceed 旋转导向工具配合常规保径 PDC 钻头,在降低转速情况下(从 100 r/min 降至 77 r/min),100% 导向情况下,单增造斜率达到 4°/30 m。(没有 CFD11-644H 井的 PTK 图)在 CFD11-6 D39H 井中(正在着陆),Xceed 旋转导向工具配合特殊保

径结构 PDC 钻头,在不调整转速、排量情况下(转速 120 r/min,排量 3875 L/min),50% 导向情况下,单增造斜率达到 6°/30 m 以上(与之前模拟造斜率吻合)。Xceed 旋转导向工具配合特殊保径结构 PDC 钻头在造斜能力上优于常规 PDC 钻头。

4.2 井下震动

从 PTK 数据上看,在钻进 QHD32-6 G2H 井时,在钻遇中间砂岩层(低伽马)段时,发现高的 Stick Slip(超过 100%),其它层段都显示低 Stick Slip(低于 50%)。在钻进 CFD11-6 D44H 井时,与 CFD11-6 D39H 井发生的情况类似,在钻遇中间砂岩层(低伽马)段时,发现高的 Stick Slip(超过 100%),其它层段都显示低 Stick Slip(低于 50%)。从 PTK 数据上看,在钻进 CFD11-6 D39H 井时,在钻遇中间砂岩层(低伽马)段时,发现高的 Stick Slip(超过 100%),其它层段都显示低 Stick Slip(低于



图6 钻进软地层震动模拟结果



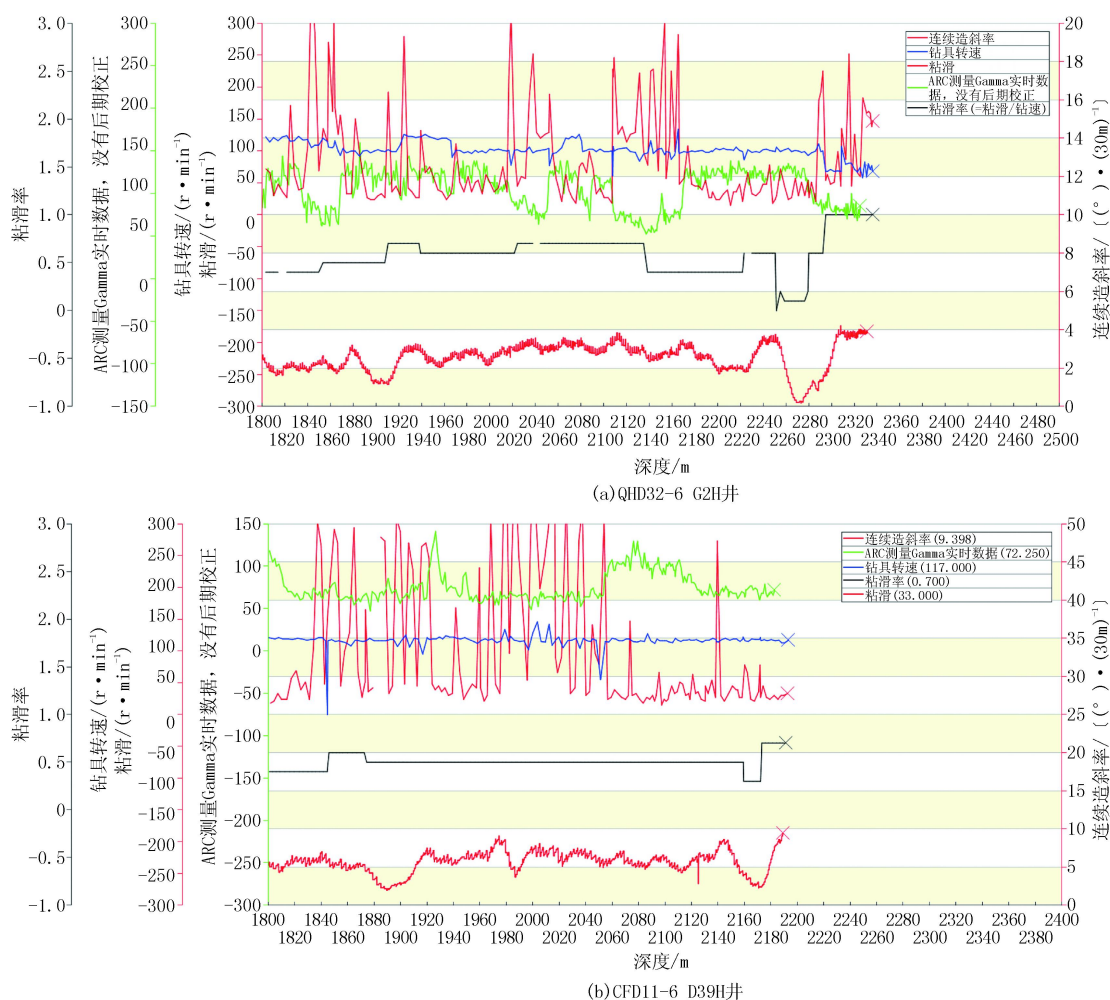


图8 QHD32-6 G2H井与CFD11-6 D39H井PTK数据

20%)。从现场使用和数据上看出,特殊保径结构PDC钻头能够减缓井下震动。

5 结论

(1)特殊保径结构PDC钻头配合指向式旋转导向工具有更强的造斜能力,配合Xceed旋转导向工具造斜率可达 $6^{\circ} \sim 7^{\circ}/30\text{ m}$ 。

(2)特殊保径结构PDC钻头配合指向式旋转导向工具有减缓井下震动,充分保证旋转导向工具和其它井下工具稳定性,减缓井下仪器由于震动导致的失效。

参考文献:

- [1] 刘志鹏,曾恒,周学军.适用于特定地层的PDC钻头个性化设计[J].天然气工业,2013,33(3):59-63.
- [2] 杨庆理.复杂地层PDC钻头个性化设计及应用研究[D].山东东营:中国石油大学(华东),2007.
- [3] 王红波,刘娇鹏,鲁鹏飞,等.PDC钻头发展与应用概况[J].金刚石与磨料磨具工程,2011,31(4):74-78.
- [4] 邹德永,曹继飞,袁军,等.硬地层PDC钻头切削齿尺寸及后倾角优化设计[J].石油钻探技术,2011,39(6):91-94.
- [5] 杨丽,陈康民.PDC钻头的应用现状与发展前景[J].石油机械,2007,35(12):70-72.
- [6] 潘起峰,高德利,孙书贞,等.PDC钻头选型新方法[J].石油学报,2005,26(3):123-126.
- [7] 杨丽,陈康民.改进PDC钻头性能的设计方法[J].石油机械,2005,33(3):25-27.
- [8] 蔡环.PDC钻头关键设计参数优化研究[D].山东东营:中国石油大学(华东),2008.
- [9] 陈国庆.PDC钻头的发展趋势[J].石油机械,2003,31(S1):103-106.
- [10] 孙明光,张云联.新型PDC钻头设计[J].石油钻采工艺,2000,22(2):31-34.
- [11] 孙明光.新型PDC钻头设计与现场试验[J].石油钻采工艺,2006,28(2):21-24.
- [12] 祝效华,汤历平,孟革革,等.PDC钻头粘滑振动机理分析[J].石油矿场机械,2012,41(4):13-16.