

鄂北工区 PDC 钻头泥包特征分析及预防措施

高明亮

(中国石化集团华北石油局三普钻井公司, 陕西 咸阳 712000)

摘 要:针对鄂北工区钻井工作特点,结合中石化集团华北石油局三普钻井公司各井队近几年钻井生产情况,对 PDC 钻头在现场应用中普遍存在的泥包问题进行了分析,提出了一套可行的预防措施。

关键词:大牛地气田;PDC 钻头;钻井液;泥包

中图分类号:P634 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2009)09-0021-03

Analysis on PDC Bit Balling Characteristics in Erdos Work Area and the Preventive Measures/GAO Ming-liang (Sanpu Drilling Company, SINOPEC North China Company, Xianyang Shaanxi 712000, China)

Abstract: According to the characteristics of drilling operation in north Erdos, analysis was made on common existing PDC bit balling in field application with a set of feasible preventive measures.

Key words: Daniudi gas field; PDC bit; drilling fluid; bit balling

鄂北工区大牛地气田是中石化华北分公司的主力气田,随着 2005 年十亿产能的建成,近几年气田勘探开发的速度不断加快,各施工单位都竭尽所能在不断地引进和创新钻井工艺技术,尤其在钻头设计、选型上更是不断探索,以高效 PDC 钻头不断提高钻井速度、施工效率。但就目前 PDC 钻头使用情况而言,相近或相同型号的 PDC 钻头各施工单位间在使用、效率上却有着明显的差异,导致差异的主要原因有选用的钻进参数和钻井液性能的影响等,其中泥包是制约 PDC 钻头使用和提高机械钻速的最主要问题。

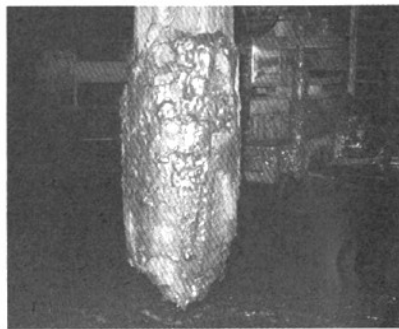


图 1 DK34 井 5 号钻头出井泥包图片

1 鄂北工区 PDC 钻头泥包现状及特征

近几年气田钻井现场应用实践表明,在使用 PDC 钻头的地层的各井段都不同程度地出现过泥包现象,随着气田的定向井、特别是大位移定向井和水平井的增多,泥包现象尤为突出。

通过对三普钻井公司 2006~2008 年在鄂北工区施工的 91 口井进行统计,共发生泥包现象 26 次,其中定向井发生泥包现象 19 次,直井发生泥包现象 7 次,发生泥包现象的井占总井数的 28.6%。DK34 井 5 号钻头出井泥包图片见图 1。

与其它地区相比,本地区发生钻头泥包的主要特点除地层原因之外,直井发生钻头泥包多数为操作方法不当所致,而定向井发生钻头泥包不仅存在操作方面的原因,对钻井液性能维护不当也是引起

钻头泥包的主要原因;钻头泥包一旦形成,要想采取增加排量冲洗、高速开动转盘甩落等措施进行处理,一般不会见效,这时必须进行起钻。

泥包造成 PDC 钻头钻井施工作业条件恶化,泥包后易发生憋跳现象,容易造成脆性 PDC 复合片的先期损坏,导致 PDC 钻头复合片的崩、脱的恶性循环,也会对随后入井的 PDC 钻头构成一定的威胁。同时,无论从钻头使用数量,钻井周期上都形成明显的直接或间接的影响,在很大程度上增加了钻井成本。例如三普钻井公司所属井队在 DK34 井施工中,1440.50~1516.31 m 井段使用的 5、6 号 PDC 钻头均因泥包而起钻,5 号钻头出井后已报废,两只钻头累计进尺仅 75.79 m,由此可见泥包对 PDC 钻头影响非常大。

收稿日期:2009-04-23; 改回日期:2009-08-14

作者简介:高明亮(1961-),男(汉族),陕西府谷人,中国石化集团华北石油局三普钻井公司项目部副主任、工程师,石油工程专业,从事石油钻井技术工作,陕西省咸阳市渭城区毕塬东路 10 号, gml1366@163.com。

2 影响 PDC 钻头泥包的原因分析

导致钻头泥包的因素很多,主要有地质方面的客观因素,技术操作层面的主观因素两大类。为寻求症结、查找事发原因,收集了区域上多口发生 PDC 钻头泥包井的资料。根据钻头发生泥包井段地层情况,钻进时的钻井液性能,现场操作等施工环节,进行归类分析寻找事发原因。

2.1 地质方面的因素

(1)鄂北工区二马营组至上石盒子组段,特别是石千峰组泥岩含量较高,因泥岩吸水后可塑性增强、可钻性差,所钻泥岩地层岩屑直接粘帖于钻头表层,压实后造成钻头泥包。岩屑的水化分散,使井眼内泥质或固相含量大增,吸附于钻头表面造成钻头泥包。客观地质条件是引起 PDC 钻头泥包现象发生的主要因素。

(2)鄂北工区 PDC 钻头试验,鉴于延长组以前因地层含砾石易造成先期损坏,因此一般先用牙轮钻头钻穿延长组以上地层。试验中经常发现 PDC 钻头不能顺利入井,需要大段划眼,下钻到底后多发泥包现象,分析认为渗透性的砂岩地层在压差作用下,吸附井筒内有害固相及未及时携带出的岩屑,形成厚泥饼,起下钻时在 PDC 钻头下方堆积同样会造成钻头泥包,同时不规则的井眼还会造成 PDC 钻头复合片不同程度先期损坏。

2.2 工程技术方面的因素

(1)泥浆性能方面的因素:泥浆的抑制性差,无法控制泥页岩的水化分散;泥浆的固相含量和粘切过高,钻出的岩屑难于清除,易吸附在钻头表面;泥浆密度偏高,失水大,易形成过厚的粗糙泥饼;泥浆的润滑性能差、钻头表面无法形成有效的保护膜,钻井液中的劣质固相易吸附在钻头上。例如 D1-4-152 井,该井是定向井,由于采用了天然高分子钻井液体系,对性能维护把握不够准确,未能及时控制地层造浆,造成钻井液粘切升高,连续发生钻头泥包 3 次,且泥包现象比较严重,不得已中途换牙轮钻头钻进,期间对钻井液性能进行调整,更换部分污染严重的钻井液后,再次下入 PDC 钻头恢复正常钻进。

(2)工程参数方面的因素:钻进中排量小,不能有效清洗井底及钻头,岩屑在井内滞留时间长,粘附于井壁形成厚泥饼,尤其是中上部地层高钻速时更为严重;在软泥岩地层,钻压过大,地层或钻屑与钻头表面形成直接接触,造成钻头泥包;长裸眼下钻未进行中途循环,从井壁上刮下的泥饼或钻屑泥包钻头。例如在 D1-1-164 井,下入北戴河产 F677 钻

头进尺较快,钻时在 2~3 min/m,加单根后由于灌注泵回路蝶阀刺漏,泥浆泵排量变小未能及时发现,未及单根钻完时钻时明显增高至 30 min/m,倒泵后进行冲洗处理无果最终起钻,钻头出井后发现产生了泥包。

(3)钻头选型方面的因素:PDC 钻头水眼水力设计无法满足排屑要求;流道设计不能保障钻屑顺利脱离井底。例如 D28-7 井,在井深 1865.35 m 下入了山东莱州原野有限公司生产的型号为 LY533-1 的试验钻头,开始钻时在 3~5 min/m,后钻时逐渐升高,钻进 16.68 m 因不进尺被迫起钻,钻头出井后发现水道全部泥包,然后下入 P266 钻头恢复正常钻进。

(4)操作水平方面的因素:下钻速度过快,钻头不是在顺着螺旋型井眼向下滑行,而是在井壁上不断刮削泥饼或钻屑造成钻头泥包;下钻时遇阻不是接方钻杆循环环眼冲洗钻头,下压或下冲的操作导致从井壁上刮下的泥饼或钻屑泥包钻头;下钻到底时的先启动转盘、后启动泵的误操作造成钻头泥包;在软地层中钻进时,送钻不均匀等。例如 D1-1-153 井,在井深 2424.85 m 下入第二只 P156 钻头钻进 52.3 m 时钻时一直在 4~6 min/m,加单根后由于下放太快,进尺突然变慢,泵压升高。勉强钻至 2478.92 m,钻时超过 50 min,不得已起钻,钻头出井后发现两个水眼被堵。

3 PDC 钻头泥包的预防措施

通过对引起 PDC 钻头泥包原因分析,“对症下药”归纳总结了一套预防 PDC 钻头泥包的技术措施,并取得了很好的效果。2006 年以后施工发生泥包钻头现象大幅减少,机械钻速明显提高,钻井周期不断缩短,钻头消耗明显降低。其中部分直井二开井段实现了一只牙轮钻头、二只 PDC 钻头完钻。PDC 钻头泥包的预防措施主要有以下几项。

3.1 泥浆性能的调整

(1)混油或增加润滑剂投入量,使钻屑不易粘附到钻头上。

(2)加大钻井液中聚合物含量,控制失水,提高泥饼质量。

(3)提高钻井液抑制性,减少泥页岩的水化分散。

(4)降低钻井液粘度、切力,及时清除劣质固相。

(5)对渗透性砂层,可使用屏蔽暂堵技术,减少

渗透性漏失。

(6) 维护处理好泥浆性能,在 PDC 钻头入井前后对预防钻头泥包都是有效的;PDC 入井后,开泵前,配置一定量的清洁剂(表面活性剂)对钻头加以清洗也有一定效果。

3.2 工程技术预防措施

(1) 首先做好 PDC 钻头的选型工作,钻头水眼、流道设计应利于排屑。

(2) 下入 PDC 钻头之前,应充分循环泥浆,清洗井眼,防止起钻后滞留在井眼内的钻屑继续水化分散。

(3) 下入 PDC 钻头前先短起下钻,对井壁泥饼进行刮削、挤压,将厚泥饼拉薄、压实,尽量保证井眼畅通、消除阻卡;在钻头泥包高发区,如果采用了所有方法也无法避免 PDC 钻头泥包,那么先使用牙轮钻头通一趟井就成了必要手段。

(4) 下钻时在钻头流道表面涂满黄油,形成一层保护膜,减少钻头与泥浆中的劣质固相直接接触的时间,或者把钻头包起来,这样做即便在深井中也是有一定作用的。

(5) 下钻时钻头不断刮削井壁,井壁上的泥饼或滞留于井内的钻屑会在钻头下堆积,到一定程度便会压实在钻头上,那么下钻中途进行循环,将钻头冲洗干净也是有其必要的。

(6) 下钻过程中还应适当控制速度,防止钻头突然冲入砂桥,钻进烂泥中;另外如果速度恰当,PDC 钻头会顺着上一只钻头所钻的螺旋形井眼轨道行进,而不是在井壁上划拉下大量泥饼。

(7) 每次下钻到底时必须先开泵,尽量提高排量充分冲洗井底和钻头,等排量满足要求后再轻压旋转钻进 0.5~1 m,这也是 PDC 钻头造型的基本要求。

(8) 尽量采用大排量钻进,保证 PDC 钻头的充分清洗与冷却;在软泥岩中钻进,应尽量采用低钻压、高转速、大排量,没有必要盲目使用高钻压去追求高一小点的钻速。

(9) 操作要精细,送钻加压一定要均匀,不能忽大忽小。

4 预防 PDC 钻头泥包的钻井实践

处理钻头泥包的第一条原则就是“不要急于打钻,因为越打包的越厉害”,无论预防或处理钻头泥包,调整泥浆性能都是必然的,发现钻头有泥包迹象,应立即停钻并配置清洁泥浆在第一时间打入井

内对钻头进行清洗。停止钻进,提高排量加强水力冲洗效果,上提钻头脱离井底,提高转速增大离心力使泥块易于甩出,并上下大幅度活动几次,然后下压至井底不开转盘循环 5~10 min,将上述过程反复操作,如果在 2 个循环周内无效,就应当考虑起钻了。这些基于预防措施的成功经验,对鄂北工区 PDC 钻头的使用具有很好的借鉴意义。

(1) 二开上部井段使用牙轮钻头钻进时,要考虑带合适直径的扶正器修整井壁,确保 PDC 钻头顺利下入,避免在下钻途中划泥包。通过近年来的实践证明,扶正器直径在 208~213 mm 之间比较合适,直径太大将引起井下复杂情况发生,直径太小又起不到修正井壁的效果。

(2) 根据地质资料提前做好参数调整,通过增大钻井液排量顺利钻穿,目前公认的易引起钻头泥包的井段为石千峰组 and 上石盒子组井段。

(3) 通过调整钻井液性能防止泥包现象的发生。在井壁稳定前提下,尽量采用低粘、低切性能的钻井液,调整好钻井液流动性。

① 增大井浆中大分子包被剂的含量,并适量加入润滑剂。

② 增大井浆中各种抑制剂的含量,控制地层造浆及钻屑分散。

③ 增大降失水剂的加量严格控制失水尽可能低。

④ 充分利用好“四级”固控尽最大可能降低井浆中无用固相含量。

对钻井液的维护要采取措施,能作到以“细水长流”方式,对钻井液按循环周进行补充,做到既利于固控设备使用,又使钻井液性能平稳,利于井壁稳定。另外要改善钻井液体系的流变性,动塑比控制在 0.4 左右,在满足携岩的前提下尽可能的发挥水力破岩的功效,以最大可能地提高钻速。

(4) 在使用 PDC 钻头时,单根打完后续停泵,接单根后下放前先开泵,减少钻头泥包机会。

5 结论及建议

通过分析 PDC 钻头发生泥包的原因,采取有效应对措施以防止 PDC 钻头泥包现象的发生。但是,随着工区定向井特别是大位移井的增多,PDC 钻头泥包现象还未从根本上得以消除,需要在今后的施工中继续努力,找出针对此类特殊井的防泥包技术措施。

(下转第 27 页)

表 3 莺深 2 井施工方案

开钻次序	井深/m	钻进方式	钻头类型
一开	0~350	常规钻进	PDC 钻头
二开	350~3490	复合钻进;3142.19~3223.50 m	PDC 钻头
三开	3490~5520	空气钻进;3490.00~3879.52 m 氮气钻进;3879.52~3900.27 m 欠平衡;3900.27~5520.00 m	HJT617GH 牙轮钻头

3 实钻效果

本井实际完钻井深 5520 m,使用全面钻进钻头共计 34 只,全井平均机械钻速 2.37 m/h,全面机械钻速 2.38 m/h;一开平均机械钻速 65.63 m/h,二开平均机械钻速 2.88 m/h,三开平均机械钻速 1.64 m/h。

本井三开在 3490.00~3900.27 m 采用空气钻进,其中空气钻进段 3490.00~3879.52 m,进尺 389.52 m,纯钻进时间 48.21 h,平均机械钻速 8.08 m/h;氮气钻进段 3879.52~3900.27 m,进尺 20.75 m,纯钻进时间 4.68 h,平均机械钻速 4.40 m/h,莺深 2 井气体钻井井段综合机械钻速 7.76 m/h,而邻井莺深 1 井相同井段钻速 1.22 m/h,因此本井比邻井钻速提高 6.36 倍;莺深 1 井相同井段使用牙轮钻头 8 只,莺深 2 井同比节省牙轮钻头 6 只。

本井三开后期采用水包油钻井液体系进行欠平衡钻进,井底压力较常规的低,同时对井下钻具有较好的润滑作用,单只牙轮使用时间较长,钻进过程中,扭矩平稳。设计实施流体欠平衡钻井井段 3900~5520 m,井段长度 1620 m,纯钻时 1130.47 h,所用钻头数量为 15 只,欠平衡井段单只钻头的平均进尺 108 m,平均机械钻速 1.42 m/h。同比单只钻头进尺增加了 58 m,机械钻速提高了 18.33%。

(上接第 23 页)

(1)在加扶正器钻进时,由于工区地层研磨性强,使得扶正器尺寸难于选择,新的满眼扶正器可能在某些井段引起接单根或起下钻困难,尺寸较小扶正器对修整井壁无效果。因此,要注意对钻井参数进行调整和随时掌握扶正器磨损情况。同时,考虑到使用牙轮钻头并内带扶正器钻进时,接单根和起下钻较为困难,控制钻井液粘度在 30~55 s、密度在 1.07 kg/L 以内、失水量 10 mL 即可。

(2)调整钻井参数和泥浆性能必须和地层情况相适应,对易塌的井段,要及时降低排量,以免影响

在勘探上及时发现保护储层。莺深 2 井 3879.52~3900.27 m 钻进进值 58%,后效 78%,用 6.35 mm 油嘴、38.1 mm 挡板试气日产 11597 m³。

4 结语

(1)本井实际完钻井深 5520 m,钻井周期 208 天,建井周期 238 天,同比 2006 年完成的徐深 22 井相比,在井深增加 200 m 的情况下,建井周期节约了 30 天;

(2)钻头综合选型方法的应用,有效的提高了钻头进尺,减少了钻头用量,节约了钻井成本;

(3)在钻井设计中考虑综合利用气体钻井等提速钻井工艺方式的思路是合理的,能大幅度提高机械钻速,降低了钻头使用数量,缩短建井周期;

(4)钻井设计优化技术采用的提速钻井工艺极大的提高了钻井机械钻速,但是与降低成本存在一定矛盾,还需要进一步开展相关技术的研究。

参考文献:

[1] 李祖光,翟应虎,史海民,等. 优化钻井技术在提高松南地区深井钻井速度中的应用[J]. 钻采工艺,2008,31(5):137~138,141.
[2] 杨明合,翟应虎,韩福彬,等. 提高徐家围子深井钻井速度的优化钻井技术[J]. 天然气工业,2008,28(3):67~69.
[3] 王昌利,刘永贵,杨淑静. 大庆徐深 28 井气体钻井实践[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2008,35(8).
[4] 王昌真,刘永贵. 庆深气田深层勘探钻井配套技术研究与应 [J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2008,35(9).
[5] 孔凡军,刘永贵,张显军,等. 徐深气田深层气体钻井设计及对策[J]. 天然气工业,2008,28(8):64~66.
[6] 李增乐,周庆刚. 庆深气田火山岩地层三个压力预测技术研究[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2008,35(11).

井身质量。各类情况下排量控制参考标准:使用牙轮钻头钻进时,控制排量在 32 L/s,现场实际操作以接单根不遇阻为限;使用 PDC 外头钻进时,控制排量在 28~30 L/s;目的层井段控制排量在 26~28 L/s。

(3)通过利用好固控设备解决各类钻井液现存问题。调整和维护钻井液性能要做到“细水长流”、做到使用好固控设备、做到基本能控制性能,减少放浆,搞好环保。通过配置好的预水化膨土浆,解决失水大的问题,同时,固相的控制有利于流变性的改善,对解决钻头泥包现象有一定效果。