

天然气水合物试采对接井卡钻事故分析与处理

李鑫森, 张永勤, 李 宽, 刘秀美, 尹 浩, 李小洋, 王志刚
(中国地质科学院勘探技术研究所, 河北 廊坊 065000)

摘要: 2016年,在青海木里盆地顺利完成了陆域天然气水合物试采工作,首次将对接井技术应用于天然气水合物试采,取得了显著的效果。钻井区域复杂地层给对接井钻井施工带来了极大的难度与风险,钻井过程中多次出现卡钻现象,本文主要介绍了天然气水合物试采对接井钻井过程中遇到的卡钻事故,并对主要卡钻原因进行了详细分析,给出了相应的解卡措施。

关键词: 天然气水合物;试采;对接井;复杂地层;卡钻;解卡;木里盆地

中图分类号: P634.8; TE28⁺3 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2017)09-0012-05

Analysis and Processing of Drill Pipe Sticking in Gas Hydrate Trial-produce Horizontally Butted Well/LI Xin-miao, ZHANG Yong-qin, LI Kuan, LIU Xiu-mei, YIN Hao, LI Xiao-yang, WANG Zhi-gang (The Institute of Exploration Techniques, CAGS, Langfang Hebei 065000, China)

Abstract: In 2016, land gas hydrate trial-produce has been carried out successfully in Muli basin, Qinghai. It is the first time that the technology of horizontally butted well has been applied in gas hydrate trial-produce and remarkable results have been achieved. Complex stratum of drilling area brought great difficulty and risk to the horizontally butted well drilling. Drill pipe sticking appeared several times during the drilling process, this paper mainly introduces and analyzes in detail on the main reason of drill pipe sticking with the corresponding jam release methods.

Key words: gas hydrate; trial-produce; horizontally butted well; complex stratum; drill pipe sticking; jam releasing; Muli basin

0 引言

2016年,陆域天然气水合物试采工作顺利完成,试采井首次采用了对接井方案,成功将对接井技术的高效、经济、环保等特点应用于天然气水合物试采^[1-2]。本次试采井由1口主井(SK0)及2口水平对接井(SK1、SK2)组成,井底连通后实现天然气水合物的降压加热开采,水平段穿过天然气水合物主储层,增加了天然气水合物分解释放的自由度,达到了增产的目的^[3],与2011年单直井天然气水合物开采相比,采气量及采气效率均得到了显著提高^[4]。尽管试采工作已经完成,但是在对接井钻井过程中仍然遇到了许多问题。众所周知,对接井进入造斜段及水平段钻井时,上井壁的稳定性下降,加之地层复杂因素影响,极易出现卡钻、埋钻等事故。与直井不同,对接井钻井时钻杆在井内不处于中心位置,在自重及泥浆液柱压力的作用下紧贴下井壁,同时水平段容易形成岩屑床^[5-6],综合因素作用下易出现卡钻等孔内事故,遇到卡钻问题时应及时掌握孔内

情况,快速、准确地分析卡钻原因,制定周密的解决方案。

1 地层情况

天然气水合物试采井钻井区域地层条件相对复杂,断层泥易水化,易出现缩径、坍塌、掉块等现象^[7]。

2 井身结构

SK0井一开孔径311 mm(Ø219.1 mm套管),二开孔径200 mm(Ø177.8 mm套管),三开孔径152 mm(Ø139.7 mm套管),井深386 m。SK1井及SK2井一开孔径311 mm(Ø219.1 mm套管),二开孔径152 mm(Ø139.7 mm套管),三开孔径118 mm(Ø73 mm套管),SK1井井深498 m,SK2井井深620.5 m^[4]。

3 SK1井水平段卡钻

3.1 基本情况^[4]

主要设备包括:HXY-6B II型立轴式钻机、

收稿日期:2017-01-18;修回日期:2017-08-30

基金项目:中国地质调查局国家海洋地质专项子项目“陆域天然气水合物试采技术与工程”(编号:GZH201400307)

作者简介:李鑫森,男,汉族,1985年生,硕士,从事钻探技术研究工作,河北省廊坊市金光道77号,lixinmiaosmile@163.com。

TBW-1200/7B型泥浆泵、YC6MK420L-D20型发电机、150GF型发电机、慧磁中靶引导系统、磁测探管等。

钻具组合:一开直井段为 $\varnothing 311$ mm牙轮钻头+ $\varnothing 120$ mm螺旋钻铤+ $\varnothing 89$ mm石油钻杆;二开直井段为 $\varnothing 152$ mm牙轮钻头+ $\varnothing 120$ mm螺旋钻铤+ $\varnothing 89$ mm石油钻杆;二开造斜段为 $\varnothing 152$ mm PDC钻头+5LZ127 $\times$ 7.0L(1.75°、1.50°)单弯螺杆+定向短节+ $\varnothing 120$ mm无磁钻杆+ $\varnothing 89$ mm石油钻杆;三开水平段为 $\varnothing 118$ mm PDC钻头+强磁接头+5LZ95 $\times$ 7.0L(1.50°)单弯螺杆+定向短节+ $\varnothing 105$ mm无磁钻杆+ $\varnothing 73$ mm钻杆。

卡钻出现在三开水平段,水平段的泥浆配方:1 m³基浆+5 kg广谱护壁剂Ⅲ型+1 kg高粘防塌剂+40 kg褐煤树脂+140 kg重晶石粉+6 kg氯化钾+25 kg酚醛树脂+25 kg石墨。泥浆性能参数:密度1.27 g/cm³、漏斗粘度48 s、失水量4 mL/30 min、泥皮厚0.5 mm、pH值9.0、含砂量4%、含盐量4%、切力10 Pa、胶体率>98%。

3.2 卡钻经过

三开水平段没有设计复合钻进,采用滑动钻进配合孔底动力的方式钻进,孔深485.94 m时,上一次加接单根进尺完毕,正常进行钻具划眼。由于泥浆泵泵头缸体已经出现拉缸现象,检修完毕使用一段时间后会 出现泵压及排量下降的情况,出现卡钻问题时泥浆泵排量600~700 L/min,泵压3~5 MPa。划眼完毕后上提钻具接短单根,加接钻杆下钻正常钻进,短单根打完上提钻具进行划眼,提起一段后发生卡钻,利用动力头液压油缸上下活动钻具无效,泥浆可以正常循环,轻微憋泵,此段地层以砂岩、泥岩为主,初步分析出现压差卡钻的可能性较大。

3.3 原因分析

进入水平段后,钻杆柱弯曲的曲率半径进一步减小,钻杆柱回直弹性大,外加自身重力的作用,压力均作用在下井壁上,极大地增加了压差卡钻的可能性。随着井深逐渐加深,泥浆液柱压力不断升高,出现憋泵现象后孔内泥浆压力进一步提高,增加钻杆柱与下井壁之间的压力,同样会导致压差卡钻的出现。同时,泥浆泵检修过后已经使用了一段时间,泵压与刚检修好时的使用情况相比已经有所下降,排量也在减小,加之进尺速度过快,长期的重复与积

累导致井内产生的岩屑上返不及时,极有可能在孔底形成岩屑床,加之水平段钻进钻具易形成较厚的泥皮,增加了压差卡钻的出现机率^[8]。

3.4 卡钻处理

水平井卡钻处理通常沿用常规卡钻处理方法,根据压差卡钻的成因分析,解决压差卡钻的出发点主要包括减轻或消除卡钻处正压差,减轻钻具与下孔壁之间的压力,去除钻具上的泥皮,消除或减轻吸附力,提升泥浆的携粉及润滑性能等^[9]。有效解决压差卡钻的方法主要包括降压解卡,即在保证井壁稳定的前提下适当降低泥浆密度,减小压差,配合上下活动钻具解卡^[10];泡原油或解卡剂解卡,即利用泥浆泵向井内卡钻部位泵入原油或者解卡剂,对卡钻位置进行浸泡,上下提放钻具解卡^[11-12];通过套铣、倒扣等方式处理压差卡钻^[13-14]。

现场分析认为泡油或解卡剂解卡会造成大量泥浆损失,处理时间长,经济消耗大,不宜作为第一选择。另外,由于现场没有配备合适的套铣及倒扣处理工具,现加工或采购器具会浪费大量时间,容易错过事故处理的最佳时机。综合现有条件,采取降压解卡配合上下活动钻具的方式最为实用,且经济可行。

根据本井的实际情况,将泥浆密度降至1.15 g/cm³,其它性能尽量保证在原来状态,对孔壁的稳定影响不大。现场利用泥浆搅拌罐1 m³清水加入褐煤树脂5 kg、广谱护壁剂Ⅲ型5 kg配制胶液,搅匀后注入到泥浆池中,降低泥浆密度的同时保证润滑及降失水性能,适量添加高粘防塌剂保证粘度,同时测量混合后的泥浆性能参数,直到泥浆密度降至1.15 g/cm³,此时井内液柱压力下降约0.4 MPa。调整泥浆密度的同时,完成泥浆泵的检修工作,保证在事故处理时能够提供足够的泵压和排量。利用泥浆泵将配置好的泥浆泵入到井内,替换井内高密度泥浆,并在另一泥浆池中储存,可在后续钻井时继续使用,避免浪费。泥浆替换完毕后,开泵进行低密度泥浆循环,利用动力头液压油缸配合钻机升降机进行上下强力活动钻具,经过数次钻具上下窜动后解卡成功,迅速提钻检查,钻具功能基本正常,钻具台阶处形成泥包,为诱发本次压差卡钻的原因之一。

4 SK2 井套管内卡钻

4.1 基本情况

SK2井井径及套管规格与SK1井设计相同,使用的钻探设备、钻具组合及水平段泥浆配方均与SK1井一致。

4.2 卡钻经过

钻进至井深560 m左右时,泥浆泵缸套、活塞磨损加剧,造成泵压及排量严重下降,进入后50 m钻井时要实现精准对接,需保证泥浆泵排量稳定,防止螺杆转速不均匀影响旋转磁信号的精准度,现场检修泥浆泵并提钻检查钻具,为水平井对接做好充分准备。上提钻具至380 m左右时发生卡钻,利用升降机强力提拔直至露出钻杆母接手,连接主动钻杆开泵循环,泵压基本正常,利用动力头上下窜动钻具,通畅后继续提钻,提至井深365 m处时,再次发生卡钻,向上向下均无法窜动,此时钻杆接手超过井口约1.1 m,立轴钻机回次进尺行程短,无法连接主动钻杆,不能利用动力头上下窜动钻具及开泵循环,同时也实现不了升降机与立轴油缸共同给压强力提升。

4.3 原因分析

SK2井 $\varnothing 139.7$ mm技术套管下入井内437 m,对井内剩余钻杆及钻具长度进行计算,钻头已经进入 $\varnothing 139.7$ mm套管内部,正常情况下不会出现卡钻问题。对井内情况进行了仔细分析,造成此次卡钻的原因可能包括以下几方面。

(1)孔深365 m处井斜为 60° ,套管弯度较大,螺杆钻具本身具有弯度,并且下端连接有钻头、强磁接头、变丝等,可能是钻具弯曲方向与套管弯曲方向相反,造成套管内部可用空间变小,导致钻具上提不顺畅。为了对此原因进行验证,将测斜仪器下入到钻具内部,对螺杆钻具的方位及工具面进行测量,并与之前钻井时此位置的相关参数进行比对,发现钻具弯曲方向与套管弯曲方向几乎是相反,这也验证了之前的假设。

(2)套管内壁结垢可能比较严重,减小了套管内部空间,导致钻具上提阻力大,钻头及钻具台阶处可能形成泥包,进一步加大了钻具上提阻力,在多种因素综合作用下形成套管内部卡钻。

4.4 卡钻处理

根据对卡钻原因的分析,首先应想办法调整钻具的弯曲方向,令其与套管的弯曲方向相同,提高钻具在 $\varnothing 139.7$ mm套管内部的通过性。钻具在卡点位置上下均不能窜动,向上不能动是因为钻机升降

机的提升能力已经达到极限,向下不能动是因为钻具自重产生的压力小于卡点处产生的阻力及套管给予整个钻柱的摩擦阻力之和,若能够对整个钻柱施加向下的压力,使整个钻柱向下动应该是容易实现的,之后便可以进行钻具弯曲方向的调整。出于此种目的,设计试制了下压工具,工具上端与提引器相连,防止下压作业时钻杆钻具掉入井内,造成新事故,工具下端与钻杆相连,用于传递压力,工具中间部位设计有定滑轮,用于给压,压力的来源为动力头给进液压油缸。下压作业时,先将给进油缸上移至顶部,将下压工具与钻杆及提引器连接好,利用钢丝绳穿过滑轮,钢丝绳一端与主动钻杆下端固定,另一端与机台下部底梁固定,下压时注意油缸与升降机操作动作的配合,仅经过一次尝试便实现了钻具向下移动。井口调整钻具弯曲方向至合适位置,连接钻杆与主动钻杆,开泵循环并上下划动钻具一段时间,待顺畅后提钻,钻具顺利上提,解卡成功。提升过程中阻力也很大,钻具提出后经检查,钻头及钻具台阶处均形成了较大泥包(如图1所示),严重影响了钻具在套管内部的通过性,加之套管内部结垢及弯曲方向相反,诸多影响因素综合作用下导致此次套管内卡钻。泥包形成的主要原因是岩粉上返不及时,在钻具及井内沉淀、积累产生泥包。另外三开钻进开始后一直保持正常,由于地层不稳定,孔内易出现缩径、坍塌,起下钻的抽吸力很有可能造成孔壁失稳,所以没有进行全面提钻,未能及时发现钻具泥包问题。



图1 钻具泥包

5 SK0井扩穴处卡钻

5.1 基本情况

SK0井为本次天然气水合物试采井主井(靶井),首先在SK0井井底扩穴,然后SK1、SK2与SK0在井底扩穴处对接连通,实现对接井方法开采天然气水合物,扩穴的目的是为两口水平井与主井对接留有足够的空间,保证对接成功,扩穴位置在三开 $\varnothing 152$ mm井段,深度342~345 m,孔底余下空间用于下放潜水泵及岩粉沉淀。

主要设备包括:XY-5型立轴式钻机、BW-320型泥浆泵,其余设备与SK1井相同。

扩穴钻具组合: $\varnothing 152$ mm PDC钻头+ $\varnothing 150$ mm PDC双翼式扩穴钻头+ $\varnothing 89$ mm石油钻杆。 $\varnothing 152$ mm PDC钻头起到导向的作用,防止井内扩穴时发生偏离,导致扩穴位置不准,影响对接精度,扩穴钻头的扩穴直径为500 mm。

SK0井扩穴泥浆配方:1 m³基浆+5 kg广谱护壁剂Ⅲ型+3 kg高粘防塌剂+20 kg褐煤树脂+3 kg PAC141+2 kg氯化钾。泥浆性能参数:密度1.18 g/cm³、漏斗粘度42 s、失水量15 mL/30 min、泥皮厚0.2 mm、pH值8.0、含砂量1%、含盐量2%、切力7 Pa、胶体率100%。

5.2 卡钻经过

扩穴钻头下井前先进行试压,调试钻头双翼的张开及回收动作,下钻到扩穴位置上端开泵扩穴。刚开始扩穴时不施加钻压,扩穴一段时间后,待扩穴钻头双翼展开至水平后开始给压钻进,进尺达到3 m后冲孔、提钻,提离扩穴位置上端20 cm时升降机无法拉动钻杆柱,发生卡钻。

5.3 原因分析

经分析,发生本次卡钻的原因可能包括塌孔、掉块导致卡钻及扩穴钻头双翼没有实现正常回收导致卡钻。连接主动钻杆开泵循环,泥浆泵压力及排量基本正常,与扩穴钻进时参数基本一致,但由于卡死无法实现钻杆柱回转。泵压及排量正常说明孔内没有出现大面积塌孔,很有可能是扩穴钻头双翼没有正常回收或井内掉块导致卡钻。正常情况下,停泵后扩穴钻头双翼在复位弹簧及齿轮齿条机构作用下能够实现自行回收,即使弹簧疲劳失效,理论上来说,上提钻具过程中双翼水平状态时受到孔壁向下的作用力后,可以实现钻头双翼的被动回收。对扩穴钻头钻进的实际过程进行了分析,大概分为4步

(如图2所示):第一步,钻头下放到指定位置,开始扩穴;第二步,原位置扩穴直到双翼展开达到水平状态;第三步,扩穴过程中,钻压施加过大,导致钻头双翼展开角度 $>180^\circ$,同时造成双翼回收结构失效;第四步,双翼无法回收,处于倒钩状态,上提钻具时插入到 $\varnothing 152$ mm裸孔井壁内部,造成卡钻。

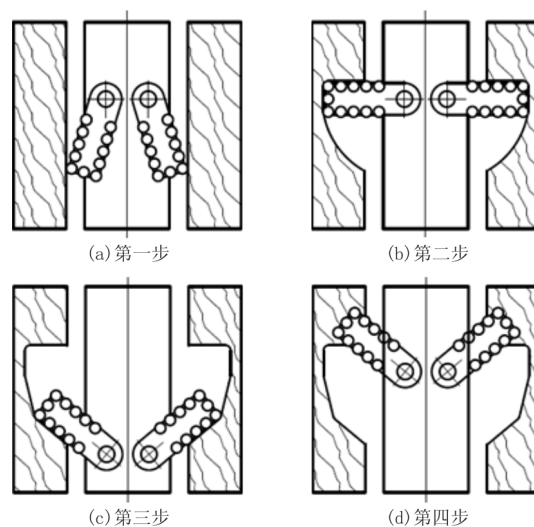


图2 扩穴钻进过程示意图

5.4 卡钻处理

针对卡钻出现的可能原因,首先应将扩穴钻头下放到扩穴腔体内部,开泵循环,另产生的掉块落入扩穴腔内,解决掉块卡钻问题,停泵解除扩穴钻头压力,回转钻杆柱并上下窜动钻具,希望通过震动的方式使双翼展开角度 $<180^\circ$,进而实现钻具上提。本着这个解决思路,利用给进油缸将扩穴钻头下放到扩穴腔内,下入深度控制在1 m以内,因为刚开始扩穴时双翼保持水平效果好,腔体直径能够达到甚至超过500 mm,能给双翼向钻头内回转提供足够的空间,同时也给掉块下落留有足够的空间,开泵循环一段时间,同时观察泵压及上返岩粉情况,停泵、回转钻杆柱并上下抖动钻具,同时尝试长提钻具,经过多次尝试后将扩穴钻头提起,解卡成功。提钻检查钻具发现,扩穴钻头双翼向上展开角度已经达到 200° 左右,形成了倒钩状,钻头双翼回收机构已经完全失效,齿轮齿条已经出现断齿现象,表明扩穴钻进时为了提高进尺效率,钻压施加过大,造成钻头内部结构损坏,本次卡钻原因可以确定为双翼无法正常回收导致卡钻。

6 结论与认识

(1)水平对接井钻井极易出现卡钻现象,出现问题时应对问题发生的原因进行认真分析,根据现场情况快速制定合理、准确、高效的解决方案,避免时间拖延错失最佳处理时机,造成孔内事故进一步加剧。

(2)水平井钻井出现压差卡钻较为常见,降压方法是解决压差卡钻的经济有效方法,降压之前要对井内情况进行仔细分析,在保证井壁稳定的前提下进行合理降压,达到解除压差卡钻的目的。

(3)水平井裸孔钻进,尤其是进入到水平段后,应将井内钻具静止时间降到最低,钻井泥浆应尽量处于循环状态,如果遇到设备维修时间较长的情况,必须提钻至套管内,回次进尺结束后都要进行划眼,使岩屑能够充分上返,降低卡钻出现的机率。

(4)水平井钻井尤其是采用孔底动力及滑动钻进方式钻井时,泥浆应具有良好的携岩、护壁及润滑性能,能够保持井壁稳定,同时高度重视地表除砂工作,防止井内形成岩屑床及钻头、钻具泥包,造成井内及套管内卡钻。

(5)进行扩穴作业时,应充分了解扩穴钻头的性能及使用方法,合理控制进尺速度,避免由于钻压施加过大,造成扩穴钻头损坏,导致卡钻等孔内事故。

参考文献:

[1] 任美洲.大佛寺井田煤层气水平对接井钻井技术研究[D].陕

西西安:西安科技大学,2012.

- [2] 张明,何满潮,王庆晓.河南桐柏采煤对接井施工技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2005,32(5):52-54.
- [3] 张永勤,李鑫森,李小洋,等.冻土天然气水合物开采技术进展及海洋水合物开采技术方案研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(10):154-159.
- [4] 李鑫森,张永勤,尹浩,等.水平对接井钻井技术在天然气水合物试采中的应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(8):13-17.
- [5] 张坤,李明华,万永生,等.有效解除水平井段压差卡钻技术在磨溪地区钻井中的应用[J].天然气工业,2007,27(7):56-58.
- [6] 夏家祥.川西水平井粘附卡钻解卡工艺技术[J].钻采工艺,2012,35(5):113-114.
- [7] 李鑫森,张永勤,梁健,等.冻土区天然气水合物试采对接井冲洗液技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(12):28-32.
- [8] 雍富国.涩北气田水平井卡钻处理技术[J].钻采工艺,2016,39(2):119-122.
- [9] 毛建华,曾明昌,钟策,等.压差粘附卡钻的快速解卡工艺技术[J].天然气工业,2008,28(12):68-70.
- [10] 李春林,陈长卫,严波,等.降压解卡技术在川西特殊工艺井中的应用与认识[J].钻采工艺,2013,36(4):98-100.
- [11] 蔡雨田.塔河油田水平井卡钻事故的分析及处理[J].石油钻探技术,2000,28(4):20-21.
- [12] 耿书肖,张永青,奚国银,等.水平井卡钻事故处理实践及预防措施探讨[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2010,37(2):9-13.
- [13] 苏庆民.注60-H26水平井套铣打捞技术[J].石油钻探技术,2006,34(6):80-82.
- [14] 刑晓峰,许吉瑞,张洪良,等.涩北气田水平井黏附卡钻事故处理技术[J].青海石油,2007,25(3):87-89.