

AD401-7 定向井卡钻复杂事故的处理及分析

魏 纳¹, 李蜀涛¹, 陈 亮², 刘金晶³

(1.西南石油大学,四川 成都 610500;2.渤海钻探定向井公司,天津 300280;3.冀东油田钻采工艺研究院,河北 唐山 063000)

摘要:AD401-7 井属于吐哈盆地鲁克沁油田 AD-I 块构造。该区块在勘探开发初期极少出现因井下坍塌而发生的卡钻事故,AD401-7 井在井身结构设计时,参考的是前期地质勘探资料和邻井数据资料,未考虑到钻井过程中出现薄煤层夹层的情况,原有设计在该井段易导致井壁不稳,所以实际钻井过程中发生了卡钻事故。本文通过对 AD401-7 井卡钻事故的研究,从地质因素、物理化学因素、工艺因素等几方面,深入分析了该井发生坍塌卡钻可能存在的原因及机理,并对这些原因导致的卡钻事故提出了针对性的预防措施和处理方法。

关键词:定向钻井;卡钻事故;井壁坍塌

中图分类号:P634.7;TE28 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2018)04-0010-07

AD 401-7 Directional well's Processing and Analysis of Drilling Complex Accident/WEI Na¹, LI Shu-tao¹, CHEN Liang², LIU Jin-jing³(1.Southwest Petroleum University, Chengdu Sicuan 610500, China; 2.Bohai Drilling Directional Well Company, Tianjin 300280, China; 3.Jidong Oilfield Drilling Technology Research Institute, Tangshan Hebei 063000, China)

Abstract: AD 401-7 well, located Lukeqing oil field in Tuha basin, belong to I block structure in AD. There is rarely a precedent of drilling accident caused by downhole collapse in the early exploration and prospection of the block. The well structure design of AD401-7 well, is designed by referencing the preliminary geological exploration data and design data of adjacent wells, It is not considered the situation that there is a thin coal bed in the drilling process. The original design is easy to lead to the instability of the well wall in this well, so the drilling accident occurred in the actual drilling process. The article through research of drilling stuck accident for AD 401-7 well, deeply analysis the well collapse mechanism and reason of stuck may exist from the geological factors, physical and chemical factors, technology factors etc, which put forward preventive measures and treatment methods of pertinence for those factors lead to the sticking accident.

Key words: sticking accident; geological; borehole wall sloughing

1 概述

AD401-7 井是吐哈油田采用 ZJ-50 型钻机完钻的一口采油定向井,属吐哈盆地鲁克沁油田 AD-I 块构造。设计垂深 3172.5 m,靶点 A 设计垂深 3036.37 m,该井的实钻指标为:实际垂深 3172.71 m,靶点 A 垂深 3063.44 m。造斜点井深 2237 m,井底水平位移 56.76 m,闭合方位 69.48°,闭合位移 56.76 m,靶点 A 水平位移 50.71 m,最大井斜角 3.95°,对应井深 2325 m,最大“狗腿度”1.88°,对应井深 2275 m。分段水平位移 62.86 m,造斜率 3°/25 m。

AD401-7 井钻井周期 34.17 d,建井周期

42.55 d,动用钻机 1.14 个台月,钻机月速度 2061.69 m,平均机械车速 15.27 m/h。

该井在实际钻井过程中,由于复杂的地质情况,地层预测不准等原因,钻遇夹煤层泥页岩时发生上提遇阻,反活动钻具无效,最终引起井壁坍塌卡钻等复杂情况^[1-2]。现场作业人员通过对该地层的地质资料分析和返出的岩屑监测,制订了合理的解卡方案,即采用井下精确定位,爆破松扣,连接井下震击器,反复震击解卡,成功地解决了该井在卡钻后的复杂情况,确保了该井顺利钻达目的层,总计损耗时间 83.25 h。同时,也为该区块后期钻井施工作业提供重要的指导意义。

收稿日期:2017-10-29; 修回日期:2017-12-04

基金项目:国家自然科学基金(编号:51334003);油气藏地质及开发工程国家重点实验室开放基金(编号:PLN1309,PLN1418)

作者简介:魏纳,男,汉族,1980年生,副教授,副院长,油气井工程专业,博士,从事海洋天然气水合物绿色钻采技术、控压钻井、欠平衡钻井与气体钻井系列技术井下流动控制理论及实验评价法研究工作,四川省成都市新都区新都大道8号,weina8081@163.com。

2 AD401-7 井基本情况

2.1 井身结构设计

AD401-7 井井身结构设计、定向井水平投影、定向井垂直投影分别见图 1~3。

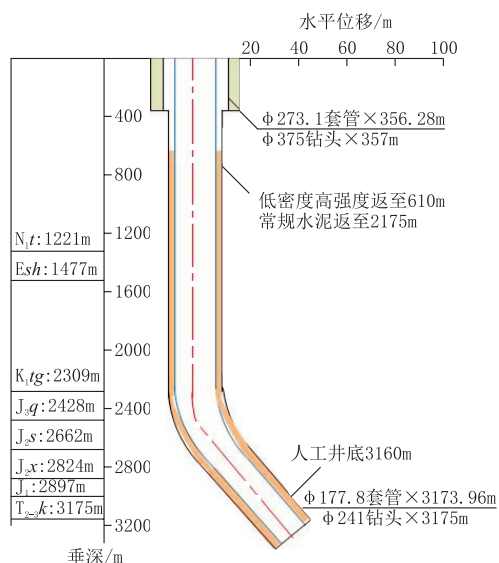


图 1 AD401-7 井井身结构设计

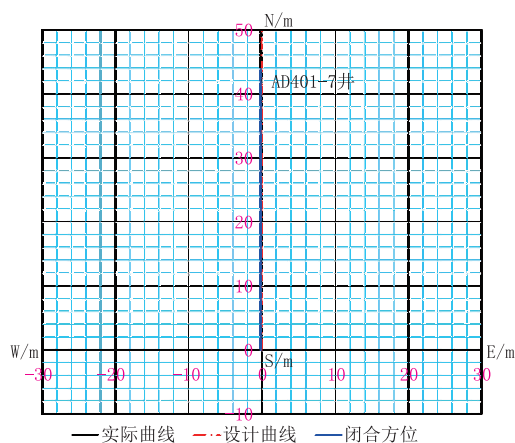


图 2 定向井水平投影

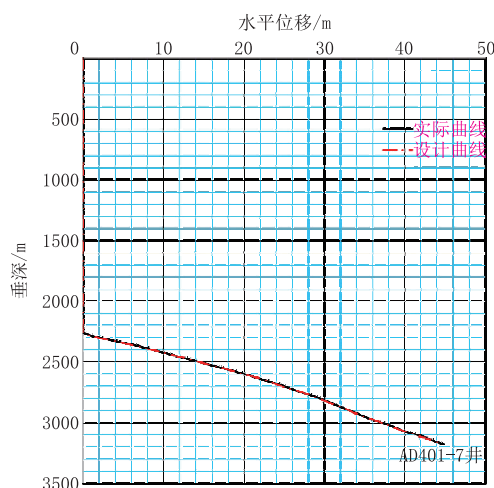


图 3 定向井垂直投影

2.2 井身剖面设计

表 1 为 AD401-7 井井剖面设计参数。

2.3 当前井内钻具组合

Ø241 mm PDC 钻头 + Ø197 mm 螺杆 (1.25°) + Ø238 mm 扶正器 + 回压阀 + Ø178 mm 无磁钻铤 × 1 根 + MWD 悬挂接头 + Ø178 mm 钻铤 × 6 根 + Ø127 mm 加重钻杆 × 11 根 + Ø127 mm 钻杆。

2.4 钻井液性能

密度 1.15 g/cm³, 粘度 70 s, 失水量 4.4 mL, 含砂量 0.2%, pH 值 9.0, 初/终切 4/10 Pa, 塑性粘度 22 mPa · s, 动切力 13 Pa。

2.5 钻进参数

钻压 60~80 kN, 转速 70 r/min, 排量 38 L/s, 泵压 18 MPa。

3 卡钻经过及处理

3.1 卡钻经过

2017 年 4 月 6 日 4:30 复合钻进至 2873 m, 转盘扭矩由 1~4 kN · m 异常升高至 3~5 kN · m, 且有继续上升趋势, 停转盘, 上提活动钻具, 原悬重 900 kN 上提至 1200 kN 下放至 600 kN, 启动转盘打倒车, 发生卡钻。

3.2 事故处理

3.2.1 大吨位活动钻具

2017 年 4 月 6 日 4:30 至 23:00 大吨位活动钻具, 最大上提至 1800 kN, 最大下压至 200 kN; 上提至 1300 kN, 转盘施加扭矩正转最多 15 圈, 下放钻

表 1 井身剖面设计

描述	测深/ m	井斜/ (°)	网格方位/ (°)	垂深/ m	北坐标/ m	东坐标/ m	视平移/ m	“狗腿度”/[(°) · (30 m) ⁻¹]	工具面/ (°)	闭合距/ m	闭合方位/ (°)	段长/ m
造斜点	2250.00	0.00	60.64	2250.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
稳斜段	2289.84	3.98	60.64	2289.81	0.68	1.21	1.38	3.00	0.00	1.38	60.64	39.84
靶点	3038.21	3.98	60.64	3036.37	26.17	46.52	53.38	0.00	0.00	53.38	60.64	748.37
井底	3174.67	3.98	60.64	3172.50	30.82	54.78	62.86	0.00	0.00	62.86	60.64	136.46

具至悬重 400 kN,活动钻具无解卡迹象。

活动钻具过程保持循环,循环泵压波动、缓慢上升,为避免环空憋堵调整排量,排量由 38 L/s 降至 30 L/s,泵压 17.5 MPa。因活动未见效果,组织解卡剂。

3.2.2 泡解卡剂

配解卡剂 15 m³(密度 1.19 g/cm³,粘度 64 s),配方:7 m³ 柴油+1.2 t WFA-1+5.5 m³ 清水+6 t 重晶石粉+0.6 t 快 T 解卡剂。

2017年4月7日 0:00 打入解卡剂 12 m³,替泥浆 19 m³ 到位。

至 2017年4月8日 3:00 泡解卡剂,间歇顶通,并采取以扭转 15 圈为主,上提下放(1800~400 kN)为辅的方式活动钻具尝试解卡,未见解卡迹象。

3.2.3 爆炸松扣、震击解卡

2017年4月8日 3:00 至 5:00 替出解卡剂,排量 30 L/s,泵压 17 MPa;8:00 打入封闭浆,封闭 2573~2873 m 井段。

测卡点后,根据 MWD 工具托盘位置,选择 MWD 以上一根钻铤母扣作为松扣位置,深度 2843.94 m。

15:00 炸药下至预定位置,一次爆炸松扣成功。

2017年4月9日 4:00 起钻完,起出钻具:Ø178 mm 钻铤×44.89 m+Ø127 mm 加重钻杆×102.48 m+Ø127 mm 钻杆×2688.78 m。

井内“落鱼”:Ø241 mm PDC 钻头×0.33 m+Ø197 mm 双扶单弯×8.57 m+631×410 接头×0.37 m+Ø168 mm 浮阀×0.55 m+Ø178 mm 无磁钻铤×9.11 m+Ø178 mm 定向短节×1.70 m+Ø178 mm 钻铤×8.38 m。

“落鱼”总长 29.06 m,“鱼顶”2843.94 m。

11:30 下震击器至“鱼顶”以上 0.3 m。

钻具组合:Ø178 mm 安全接头×0.64 m+Ø178 mm 超级震击器×4.34 m+Ø178 mm 钻铤×44.89 m+Ø178 mm 加速器×3.79 m+Ø127 mm 加重钻杆×102.48 m+Ø127 mm 钻杆×2688.78 m。

11:45 小排量冲洗“鱼头”,第一次对扣成功。

13:45 循环,排量 30 L/s,泵压 17.5 MPa。

15:45 震击,下放至 700 kN 复位(当前钻具悬重 820 kN),上提钻具从 1340 kN 逐步增加到 1700 kN,反复震击 100 余次,成功解卡,悬重恢复至 870

kN,事故解除。

自 2017年4月6日 4:30 发生卡钻,至 4月9日 15:45 事故解除,共计损失时间 83.25 h,即 3.47 d。

4 卡钻原因分析

4.1 地质方面原因

影响岩石稳定性的主要因素有矿物成分、初始地应力、地层构造,岩石自身的性质以及来自泥页岩孔隙中的异常压力等,对于地层岩石而言,不同的部位对应的地层应力亦是各不相同。当这些由地层中传递过来的地应力高于岩石所能承受的最大应力时,岩石就容易在应力作用下发生破碎或者断裂^[3-4]。但是当这些不断在岩石中积累的地层应力低于岩石的最低破裂应力时,这些较小的应力将会以潜在能量(潜能)的方式储存在岩石中,当这些岩石的外部条件发生变化时这些集聚在岩石中的应力将会释放出来,导致岩石破碎或者断裂。因此,地层中任意一点的岩石都受到来自各个方向的应力作用,为了方便分析,可以把它分解为三轴向应力(图 4),上覆岩层压力 σ_v 、最大水平应力 σ_H 、最小水平应力 σ_h ;根据垂直主应力 S_v 和两个水平应力之间的关系,地应力可以分为三种地应力类型(图 5):正常地应力($S_v > S_{Hmax} > S_{hmin}$)、走滑地应力($S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$)、反转地应力($S_{Hmax} > S_{hmin} > S_v$)^[5-6]。

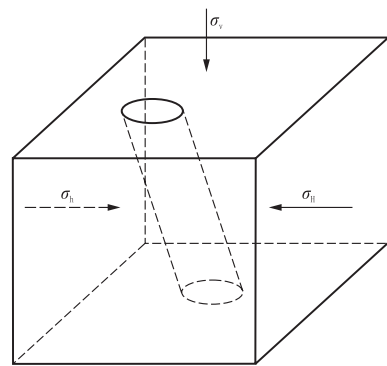


图 4 地应力分布图

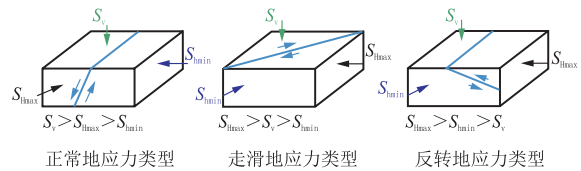


图 5 地应力类型的划分图

当钻头破碎地层后,原有的地层应力发生改变,

重新充满井筒的钻井液所产生的液柱压力替代了原有的岩石承受的初始应力,同时,破坏后的井筒附近的井周应力将重现进行分配,此外在斜井中还存在不同于垂直井的剪切应力,当井筒周围的岩石某一方向的应力集中超过其本身的强度上限时,就容易导致因应力不均匀而引起的地层岩石破裂。虽然在钻头破碎地层岩石后有钻井液去平衡地层空隙中的流体压力以及岩石应力,但这还是不能够平衡原有的地层压力,因此容易导致井壁脱落和坍塌。结合已有的地质调查资料分析,可以得出该井的地应力属于正常地应力,其主要表现为井壁稳定性与井斜角的大小成反比;即该井在定向井段井壁的稳定性比直井段井壁稳定性要差,也就是该井在定向井段更容易出现井壁坍塌。

该区块在侏罗纪中统 J_1 组(2824~3165 m)的岩石组成是灰色砂岩、砂砾岩与灰色泥岩互层,夹薄煤层,且所夹薄煤层为破碎带,地层较为破碎,松散易坍塌。并且自卡钻后,振动筛处可见较大块煤层碎屑,通过测卡点可以初步判断卡点在井底段,综合分析可以判断该段卡钻为井底坍塌卡钻。

4.2 物理化学方面原因

由于在被卡井段的沉积岩主要是由灰色砂岩、砂砾岩、灰色泥岩互层,夹薄煤层组成。而一般泥页岩的物理性质都是亲水性物质,主要的矿物质有伊利石、蒙脱石、绿泥石以及高岭石等粘土性质较强的粘土矿物,除此之外,泥页岩中还含有部分的石灰石、方解石等^[3-4]。但是对于不同的泥页岩水化吸水后所表现出的性质各不相同。经大量的实验研究表明,对泥页岩吸水后表现出不同性质的主要因素有泥页岩中的粘土成分类型、粘土含量多少、泥页岩自身的含水量以及其水分中的含盐量的多少。泥页岩吸水水化与泥页岩中的粘土含量、含盐量成正比;水化程度与泥页岩中的含水量成反比。其中,蒙脱石含量越高,泥页岩越容易吸水膨胀;绿泥石含量越高,则泥页岩越容易发生水裂解。另外,当钻头破碎地层岩石后,地层应力会发生变化并在钻井液的参与下,重新建立新的应力平衡,同时,由于钻井液的流体性质,当钻井液随着地层岩石裂缝或者毛细管道侵入地层后,泥页岩内部又会因为膨胀压力,空隙压力的改变,产生新的地应力变化,这种改变一般都是减弱的。

4.2.1 正压差作用下的低渗透

根据裂缝性泥页岩的水化稳定性研究及其应用^[7]表明:泥页岩地层具有超低渗透层的性质,可以作为油气藏“生”“储”“盖”中的盖层存在。从图 6 中可以看出,其一,随着钻进液与泥页岩水化的时间逐渐增加,钻井液滤液会在正压差的作用下,由井筒周边区域逐渐侵入泥页岩内部,引起泥页岩地层孔隙压力和水浓度均降低;其二,地层与井筒的距离越远,孔隙压力减低的速率越慢;其三,即使泥页岩具有低渗透性的性质,但是,水化作用对井壁稳定性的影响依然很大。

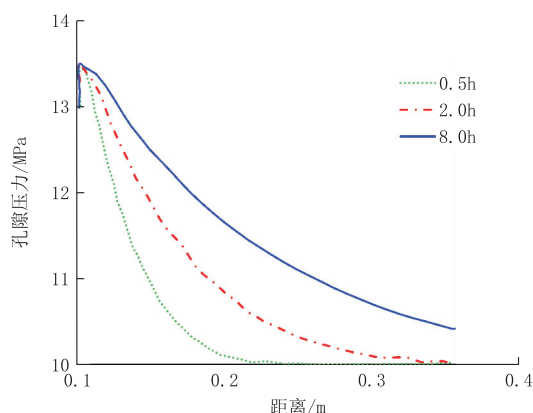


图 6 泥页岩压力穿透

在钻井的过程中,井筒的近井壁带会形成压降漏斗^[8],这种压降形成后,会降低钻井液本身的压力对井壁形成的支撑作用,近井壁带的孔隙压力会因此而增加,孔隙压力的增加又会导致岩石内部的压力增加并把这种压力叠加到地层的坍塌压力上,容易导致井壁不稳定。

4.2.2 化学势的运移作用

地层条件下,钻井液往地层孔隙侵入的过程中,其流动运移动力除了压差之外,还有钻井液滤液与孔隙中原有地层流体各组分之间存在的化学势差。AD401-7 井在钻井施工时采用的是聚磺钻井液去平衡地层压力,但是由于该地层的实际情况与钻井设计时参考的地层参数有所不同,所以导致聚磺钻井液与泥页岩孔隙中的流体不能完全配伍,在化学势的作用下,各组分之间发生运移流动。AD401-7 井在实际钻井过程中,钻井液中各组分的化学势比地层孔隙流体中的化学势要高,所以钻井液能够不断侵入地层孔隙中,并向泥页岩内部运移^[7],引起地层泥页岩孔隙压力进一步降低,王倩,周英操等曾在 2012 年做过考虑化学势扩散影响下的泥页岩孔隙压力随时间变化的规律^[9],进一步验证了扩散电势

对泥页岩孔隙压力和井周应力的影响(图7,图8)。从图中可以看出,在相同的时间下,考虑扩散电势情况下的孔隙压力比不考虑扩散电势情况下的孔隙压力要高;同样,考虑扩散电势情况下的井筒周向应力和径向应力比不考虑扩散电势情况下的井筒周向应力和径向应力要高;两者都是随着井筒与地层距离的增加而逐渐降低,最后趋于平稳。

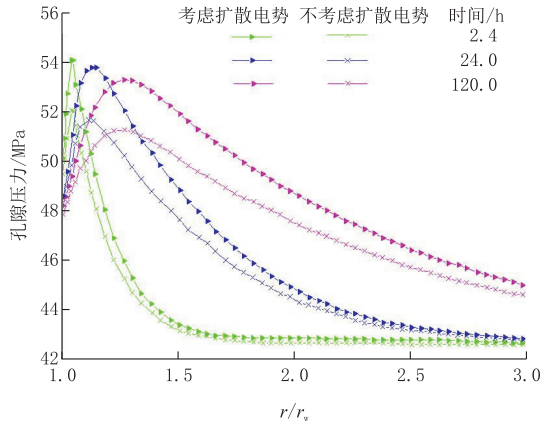


图7 考虑与不考虑扩散电势计算的孔隙压力剖面对比

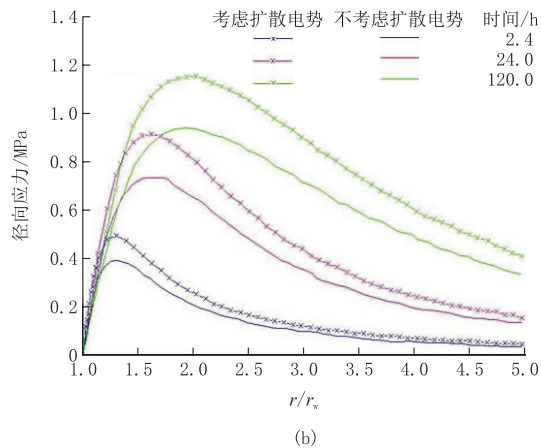
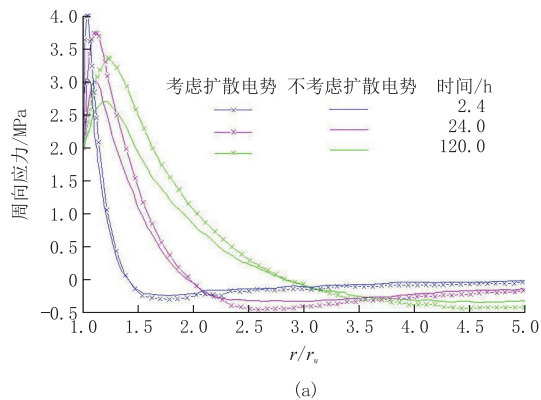


图8 考虑与不考虑扩散电势计算的周向应力(a)和径向应力(b)

4.2.3 毛管力的影响作用

在泥页岩中,由于地质沉积作用,泥页岩形成后会存在很多的层面和纹理,这些层面和纹理在地应力的作用下容易发生断裂,形成许多的微细裂纹,这些断裂区域的产生为地层水储集提供了良好的储集空间,这就是所谓的毛细管通道。当钻井液与泥页岩中地层水发生接触时,在界面张力的作用下,地层毛细管中的流体会发生运移,运移的方向主要存在于毛细管道的流体界面张力的合力方向,而这个方向在AD401-7井中指向地层方向,并作为主要的驱动力驱动钻井液不断向地层内部运移,并容易导致泥页岩进一步发生水化膨胀,最终发生物理崩解;其中,多孔岩石更容易因此发生崩解。研究表明:只有当井筒钻井液液柱压力与地层孔隙流体存在正压差的情况下,钻井液才会往地层内部流动,这种判别并不正确;通常情况下,即使井筒钻井液液柱压力与地层孔隙流体的压差为负压差,钻井液也会在毛管力的作用下向地层内部运移,这在采用平衡压力法钻井中会加速钻井液水侵速度^[7],见图9,随着钻井时间的增加,地层孔隙压力逐渐减小,水相侵入深度不断增加^[10],井壁越容易发生坍塌。

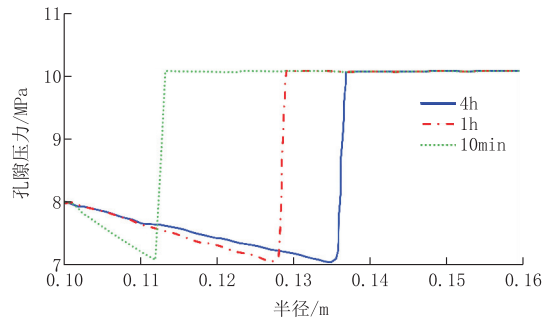


图9 负压差下含气页岩水侵情况

总之,在该段井眼钻开后,由于正压差作用下的低渗透现象,电化学势的作用,毛管力的作用,该段的泥岩会吸水膨胀,并且随着时间的增加膨胀压力会显著上升,当膨胀压力达到一定程度后,该区域的泥页岩会发生物理崩解而坍塌,在环空钻井液的循环作用下流入井筒中,而后,钻井液又会与新暴露出来的地层发生接触,随着侵入时间的不断增加又容易发生二次或者多次坍塌,最终导致周边的砂岩层和薄煤层发生垮塌,钻井液无法及时将掉入井底的岩屑循环出地面,从而发生卡钻事故。

4.3 钻井工艺方面的影响

在实际钻井过程中,地应力和地层特性是客观存在的,无法人为的消除,但是,在工程上我们可以

转换思路,通过调整钻井工艺方法去预防和抑制存在于地层中可能发生的地层坍塌事故^[3-4],所以,这就要求在钻井施工前了解好该井各段的地质情况,提前制定好应急措施,尽可能的降低卡钻发生的可能性。对于 AD401-7 井,可能引起地层坍塌的情况如下。

4.3.1 环空钻井液液柱压力与地层压力不平衡

基于井筒压力控制理论的研究^[11],常规钻井过程中,通常平衡地层孔隙流体压力的方法是改变钻井液密度,而且钻井液密度通常随钻井井深的增加而增大。但是,单一的提高钻井液密度是一把双刃剑:一方面,提高钻井液密度,增大了钻井液液柱压力对井壁的支撑作用;另一方面,过高的环空钻井液液柱压力容易引起钻井液进入地层的速率加快,导致地层孔隙压力增加,增大粘土水化面积和水化作用,降低使其稳定的正压力。对于地层孔隙压力主要的影响因素是上覆地层压力,以及连续变化的体积密度的测量,可以使用的以下公式^[12]:

$$P_{ob} = 0.009806 \left[dD_o + \int_{D_o}^D d_b dH \right] \quad (1)$$

$$G_{ob} = 10^2 P_{ob} / D \quad (2)$$

$$d_b = a + b \Delta t \quad (\text{压实岩石}) \quad (3)$$

$$d_b = a + b \frac{\Delta t - 180}{\Delta t + 656} \quad (\text{欠压实岩石}) \quad (4)$$

式中: P_{ob} ——计算井深的上覆地层压力, MPa; D_o ——顶界深度, m; D ——目的点深度, m; d ——平均密度, g/cm^3 ; d_o ——体积密度, g/cm^3 ; G_{ob} ——上覆压力梯度, g/cm^3 ; Δt ——声波时差测井值, $\mu s/m$; H ——井深, m。其中, a, b 是由该井的相关资料以及有关密度测井数据确定的。

结合 AD401-7 井实际的测井、录井资料及相应的压力梯度计算模型^[12-13],可以得出其上覆压力梯度,孔隙压力梯度以及实际钻井液密度剖面图(图 10),从图中可以看出,鲁克沁油田 AD-I 块构造块,上覆地层压力随井深的增加逐渐增加,孔隙压力梯度随井深的增加出现上下浮动的情况,但是整体呈上升趋势,该井所钻遇岩层过程中暂时未出现异常高压地层。

特别注意的是,坍塌井段在 2873 m 附近,其上覆岩层压力当量密度是 $3.32 g/cm^3$,孔隙压力梯度当量密度是 $1.14 \sim 1.19 g/cm^3$,而由于该井段已经接近储层,为保护油气层,采用聚磺钻井液密度

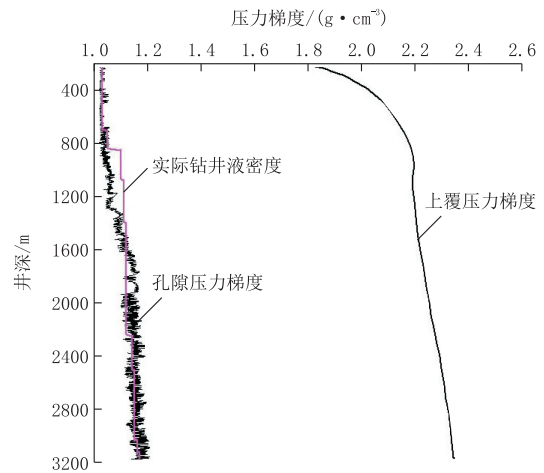


图 10 上覆岩层压力梯度和孔隙压力梯度剖面图

$1.15 g/cm^3$,其目的是通过化学因素影响,抑制井壁因水化而发生坍塌,但是化学抑制水化的能力是有限的,并不能完全抵消由力学因素引起的地应力的变化而导致的坍塌, $1.15 g/cm^3$ 的聚磺钻井液无法平衡地层压力,容易引起井壁坍塌,从而导致卡钻事故发生。

4.3.2 井斜与方位的影响

相对于直井段而言,该井发生井壁坍塌井段是处于斜井段,而斜井段的井壁稳定性与其方位角有着紧密的关系,井斜角与井壁稳定性关系如下:在最大水平主应力方向上,井壁稳定性最弱;反之,在最小水平应力方向、最大水平应力和最小水平应力中分线方向上,井壁稳定性最强。

4.3.3 钻具组合对井壁稳定的影响

AD401-7 井,在钻井过程中,为保持井眼稳斜钻进,钻具底部采用的是刚性组合(钻具与井壁间隙较小),起下钻时很容易产生压力激动,导致井壁不稳。同时,由于参考该区块的邻井录井资料,预测该井发生坍塌卡钻事故的可能性较小,故为简化钻具组合设计,没有设计安装随钻震击器,导致钻具上提时没有足够的提升力使钻具脱离垮塌井段。

震击器的作用原理是:钻具在上提过程中依靠大钩的提升力,或者下放的过程中依靠钻具自身的重力,使震击器活塞缸中液压油发生拉伸或者压缩形变,当活塞拉伸距离超过活塞有效行程后,释放阶段会产生卸载波,震击时产生的拉升波,使钻柱产生向上或者向下运动的加速度,以此通过井壁缩径井段,其作用效果取决于震击力的大小和震击力的时间。其次,震击器的安放位置不能距离卡点太远,而

坍塌卡钻,缩径卡钻一般发生在钻头或者扶正器附近,如果在下钻前安装震击器,震击器位置不能距离扶正器太远。如果在卡钻后,采用爆破松扣回接震击器解卡时,松扣位置也要尽可能地靠近卡点位置附近,如果坍塌井段过长,可以先安装套铣筒下入井底清除环空岩屑,再使用震击器震击解卡,这样才能保证震击解卡达到一个理想的效果。该井正是因为因为在钻井过程中,对地质信息研究不够深入,没有提前设计安装随钻震击器,卡钻后对卡钻原因分析不到位,错过了最佳的解卡时机,才导致后期解卡处理过程中不能及时解卡,浪费了不必要的作业时间,增加了钻井成本。

5 结论与建议

(1)在开钻前,应对该井地质资料有一个详细的分析,制定合理的工程设计。AD401-7定向井卡钻事故的发生并不是由于突发性,单一性的原因产生的,而是由该井段地质因素,物理化学因素,工艺因素等综合原因引起井壁垮塌,形成坍塌卡钻,卡钻位置在钻具扶正器附近。

(2)在钻井工程中,最开始钻具上提遇阻时,在设备可承受范围内,应大吨位活动钻具,同时为避免环空憋堵,降低排量,保持环空畅通,为后期处理预留井底通道,这是卡钻处理最为关键的一步;在大吨位活动钻具无效,确认事故为坍塌卡钻后,应果断放弃常规的泡解卡剂解卡处理方式。通常情况下,解卡剂主要是用于破坏吸附卡钻产生的泥饼,减小钻具与井壁的摩擦阻力,润滑井壁,因此,其对于坍塌卡钻的作用效果微乎其微。钻具上下活动距离越来越小,应下决心倒扣,否则随着钻井液对井壁的冲刷时间的增加,小排量钻井液无法及时携带出岩屑,会导致井筒内砂子越集越多,单位体积内固相颗粒含量越来越大并不断下沉集聚,会导致卡点会逐步上移,后期处理越困难。

(3)优化钻井液设计,在采用聚磺钻井液保护油气层时,应考虑钻井液对井壁稳定性的影响,同时,

提高钻井液在井筒中的携岩能力,降低钻井液对泥页岩的水化作用,以及岩石孔隙内的毛细管力影响。

(4)对于浅层定向井,不能因为卡钻风险较小,而忽略卡钻存在的可能性,在优化钻具组合时,应考虑增加随钻震击器^[14-15],预防起钻时,由于大钩提升力不足,无法解卡,导致钻井风险增加,从而降低因处理钻井事故而增加的钻井成本,减少不必要的作业时间。

参考文献:

- [1] 张永刚,刘汝山.中国石化复杂地层深井钻井技术难点与对策[Z].北京:中国石化石油勘探开发研究院,2004.
- [2] 孙清德.中国石化集团钻井技术现状及展望[J].石油钻探技术,2006,34(2):1-6.
- [3] 蒋希文.钻井事故与复杂问题[M].北京:石油工业出版社,2006.
- [4] 孙宁.钻井手册第二版[M].北京:石油工业出版社,2013.
- [5] 李玉飞,付永强,唐庚,等.地应力类型影响定向井井壁稳定的规律[J].天然气工业,2012,(3):78-80,130-131.
- [6] FINKEINER T, MOOS D, DEROSE W, et al. Wellbore stability evaluation for horizontal hole completion - A case study[C]//paper 64409 - presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 16 - 18 October, 2000, Brisbane, Australia. New York: SPE,2000.
- [7] 邓虎.裂缝性泥页岩的水化稳定性研究及其应用[D].四川成都:西南石油学院,2004.
- [8] 陆辉,杨胜来,谢丽.低渗透油藏压降漏斗影响因素研究[J].科学技术与工程,2012,(4):770-773.
- [9] 王倩,周英操,王刚,等.泥页岩井壁稳定流固耦合模型[J].石油勘探与开发,2012,(4):475-480.
- [10] 肖绒,何世明,吕振虎.毛管力作用下的欠平衡钻井水侵规律研究[J].油气藏评价与开发,2016,(1):50-55.
- [11] 张奎林.精细控压钻井井筒压力控制技术[D].北京:中国地质大学(北京),2013.
- [12] 刘岩生,苏义脑.探井地层孔隙压力计算[J].石油钻采工艺,2000,(5):6-9,83.
- [13] 薛亚东,高德利.深部地层压力智能辨识方法[J].岩石力学与工程学报,2003,(2):208-211.
- [14] 张兆德,李向军,王德禹.震击器解卡过程的动力学分析[J].石油矿场机械,2004,(1):8-11.
- [15] 张德荣,孙林平,岳华伟,等.震击器震击时的纵向冲击特性[J].应用力学学报,2017,34(2):275-280,403.