

塔河油田 TK665CH 井卡拉沙依组锻铣侧钻水平井技术

李益平

(中石化华北石油局西部工程公司,新疆巴州 841600)

摘要:近年来,在塔河油田老区直井基础上进行 $\varnothing 177.8$ mm 套管开窗($\varnothing 149.2$ mm 井眼)侧钻是主要开发方向之一。石炭系卡拉沙依组锻铣开窗存在循环压耗大,铁屑上返排量窗口窄,铁屑容易在锻铣套管上窗口堆积,易发生铁屑憋泵、缠刀、退刀困难,侧钻时地层压实性好,机械钻速低,井壁掉块卡钻,穿越两套压力体系井漏,摩阻扭矩大等复杂情况。在 TK665CH 井石炭系卡拉沙依组 $\varnothing 177.8$ mm 套管锻铣开窗侧钻施工中,通过钻头、钻进参数、导向马达、钻具组合的优选,轨迹的监控以及针对性的泥浆技术,侧钻获得成功,为塔河油田老井改造及定向侧钻积累了成功的经验。

关键词:石炭系卡拉沙依组;锻铣;侧钻;钻井液技术;塔河油田

中图分类号:TE243 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2012)04-0031-04

Horizontal Well Sidetracking by Milling in Kalashayi Formation of Tahe Oilfield/LI Yi-ping (Western Engineering Company of North China Petroleum Bureau, SINOPEC, Bazhou Xinjiang 841600, China)

Abstract: Sidetracking in $\varnothing 177.8$ mm case is one of the main development directions for vertical wells in old Tahe oilfield in recent years. Sidetracking in carboniferous kalashayi formation, iron scraps accumulate in the case opening because of large circulating pressure loss and narrow window for upward iron scraps, which bring high pump pressure, tangle cutter and difficult cutter backstroking; formation compactibility makes low penetration rate and blocking; penetrating 2 different pressure systems of carboniferous and ordovician causes lost circulation, large torque and drag. By the optimization of bit, drilling parameter, steerable motor and drilling tool assembly and by the trajectory monitoring and mud technique, side-tracking was successfully completed for old well reconstruction in Tahe oilfield.

Key words: carboniferous kalashayi formation; forging and milling; sidetracking; drilling fluid technique; Tahe oilfield

TK665CH 井是一口三开结构的长裸眼井老井增产改造井。 $\varnothing 177.8$ mm 套管下深 5544.02 m 到井口。本井前期侧钻过程中发生 2 次井漏,因常规堵漏失败,均下桥塞回填。为保证第三次定向侧钻顺利达到目的层靶点,在石炭系卡拉沙依组定向侧钻。设计锻铣井段 5387 ~ 5417 m,侧钻井段 5400 ~ 6192.92 m,实际锻铣井段 5391 ~ 5421 m,侧钻井段 5402 ~ 5721.03 m。

1 TK665CH 井石炭系卡拉沙依组侧钻施工难点

(1)石炭系卡拉沙依组侧钻地层岩性:棕褐色、灰色粉砂质泥岩,棕褐色、深灰色泥岩,即“上泥岩段”。TK665CH 井石炭系卡拉沙依组埋深在 5059 ~ 5570 m。石炭系卡拉沙依组泥岩夹含砾砂岩,地层可钻性差,一直是制约机械钻速的一个“瓶颈”。

(2)定向侧钻井眼穿越石炭系和奥陶系两套不同的压力系统。石炭系泥浆密度 1.25 ~ 1.33 g/cm³,而奥陶系地层实钻泥浆密度 1.10 ~ 1.17 g/cm³。

穿越不同的两套压力系统极易造成井壁坍塌、掉块卡钻、井漏等井下复杂。

(3) $\varnothing 177.8$ mm 套管锻铣时对锻铣井段固井质量要求较高,锻铣时极易发生套管“扒皮”现象。套管“扒皮”可能导致侧钻失败。锻铣时全井 $\varnothing 88.9$ mm 钻杆,循环压耗大,铁屑上返排量窗口窄,铁屑容易在锻铣套管上窗口堆积,易发生铁屑憋泵、缠刀、退刀困难、卡钻等井下复杂情况。

(4)侧钻时井身轨迹较难控制,特别是出套管时极易对随钻测斜仪形成磁干扰,造成测斜仪不能正常工作,无法有效控制轨迹。

(5)全井 $\varnothing 88.9$ mm 钻杆,定向钻进时钻具摩阻和扭矩大,工具面不稳定,井眼轨迹不易控制。

2 $\varnothing 177.8$ mm 套管锻铣开窗技术

2.1 锻铣地层的优选

经过反复核对套管数据和声幅曲线的比对,优选卡拉沙依组固井声幅质量优秀的 5281 ~ 5321 m

收稿日期:2011-11-11;修回日期:2011-12-05

作者简介:李益平(1983-),男(汉族),四川人,中石化华北石油局西部工程公司钻井技术负责、助理工程师,石油工程专业,从事钻井技术工作,新疆轮台(841600),liyiping0221@163.com。

井段套管进行锻铣作业。

2.2 锻铣钻具组合

为防止锻铣时发生套管“扒皮”现象,保证铣刀工作时相对套管居中,优选锻铣钻具组合:Ø149.2 mm 牙轮钻头+锻铣工具+Ø120.6 mm DC×18根+Ø88.9 mm DP。选择铣刀时,优选张开时刀面最大外径大于220 mm的四刀翼铣刀。

2.3 锻铣施工参数

钻压10~40 kN,泵压23~25.5 MPa,转速60~65 r/min,排量11~12 L/s。

2.4 复杂情况

TK665CH井第三个井眼在锻铣开窗过程中共使用5套锻铣工具。锻铣施工纯磨铣时间为98 h。施工过程中多次出现铁屑上返困难憋泵现象、扭矩异常、缠刀、退刀困难等复杂情况,处理复杂情况耗时190 h。图1为锻铣异常时返出的铁屑。针对复杂情况采取了如下技术措施。

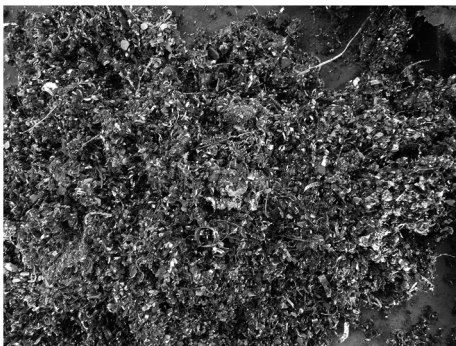


图1 TK665CH井锻铣异常时返出的铁屑

(1)锻铣工具入井后严禁中途开泵,严禁中途钻具转动,严禁猛提猛放,必须平稳下入,缓慢下钻。

(2)严禁井内落物。对所有钻具必须进行严格检查后方能入井,锻铣入井前使用全新的Ø120.6 mm钻铤和Ø88.9 mm S135 I级钻杆。每次起钻检查钻具是否存在涨扣现象。

(3)下钻至预计深度时必须反复核对钻具深度。

(4)钻具下深到锻铣位置后,将钻机刹把刹死,排量11~12 L/s,慢慢启动转盘,将转速调整到40~60 r/min,锻铣切割20~30 min,观察和记录泵压及扭矩变化。

(5)确认套管完全切割后开始锻铣作业,钻压10~40 kN,转速60~65 r/min,排量10~12 L/s;锻铣进尺1~2 m根据循环时间观察钻井液出口返出情况,必须确认套管是否被完全切割,活动修理上窗口。

(6)锻铣作业过程中,每进尺0.5 m在低转速下循环0.5 h,循环期间不可上下活动钻具。

(7)锻铣过程中多次进行张刀座刀试验,以检查锻铣刀具磨损情况。

(8)如出现泵压上升,扭矩增大,进尺异常快或慢,必须停止锻铣钻进。

(9)及时检查钻井液出口铁屑返出情况和记录铁屑返出量,判断套管锻铣情况。

(10)接单根前应充分循环钻井液,根据返出的铁屑情况确定接单根时间,避免因停泵造成铁屑下沉而造成复杂情况。

(11)第二次下入锻铣工具时必须将锻铣工具和钻头用不锈钢筛网包扎好后再入井。

(12)锻铣过程中及时观察返出铁屑形状外观,如能返出片状及长条状,说明锻铣正常;如返出细长丝状铁屑,则有可能发生缠刀、憋泵、扭矩大等复杂情况应及时采取措施。

2.5 退刀技术措施

在施工过程中由于刀片磨损、井下复杂等情况进行了5次退刀起钻作业。退刀前需进行判断:(1)刀片磨损情况,刀片上是否存在铁丝等缠刀现象,若泵压高于正常锻铣泵压,扭矩高于正常锻铣扭矩,说明存在缠刀现象,如果若缠刀,则需要开动转盘高速、大排量冲洗,再配合大范围上提下放钻具来处理;(2)铣刀不能通过上窗口时,若刀片磨损少,下钻到下窗口处不开泵低钻压低转速干磨刀片,使用大钻压可能崩断刀片,采用环空憋压,钻具水眼迅速泄压,但最大憋压不能超过地层破裂压力和套管抗内压强度的80%中的最小者;若上窗口有铁屑堆积时,则可采用倒划眼的方式退刀,但每倒划10~20 cm时应上提下放钻具一次,防止铁屑堆积引起卡钻。

3 石炭系卡拉沙依组定向侧钻技术

3.1 钻头的优选

(1)本井在5400~5482.5 m(井斜 0° ~ 31°)选用江汉生产的Ø149.2 mm的HJS517G钻头,这只钻头在本井段侧钻中最高使用37 h,4只钻头进尺80.5 m,平均机械钻速0.65 m/h。石炭系使用的HA517G钻头进尺15.5 m,使用35 h,平均机械钻速0.44 m/h。HJS517G、HA517G牙轮钻头在本井得到了很好的运用,不足之处是牙轮钻头的使用时间和机械钻速都相对较低。

(2)在5482.5~5721 m(井斜 31° ~ 82.7°)以及

稳斜段钻进)使用百斯特公司生产的 $\varnothing 149.2$ mm的M1965D型PDC钻头,累计进尺238.52 m,起出新度90%,平均机械钻速1.45 m/h。M1965D钻头不但工作稳定,而且对定向工具面影响较小。不但提高了机械钻速,而且减少了起下钻的次数,明显加快了施工的进度。不足之处是在定向增斜施工时降低了导向马达的增斜率,现场实际运用时应选择比正常造斜率略高的导向马达进行配合使用。

3.2 钻进参数的优选

由于侧钻点5402 m是水泥塞回填,可钻性非常好。为防止侧钻时进入老井眼,前期打水水泥塞时提高水泥浆中硅粉含量,保证水泥石强度。扫水泥塞至侧钻点进行承压100 kN验证水泥塞的强度。在刚开始侧钻时,采用控时不控压,小排量钻进,确保

井下马达的增斜率。定向钻进参数:使用牙轮钻头时,钻压10~80 kN,使用PDC钻头时钻压20~40 kN,复合钻进时转盘转速30~40 r/min,排量11~14 L/s,泵压19~23 MPa。由于全井使用 $\varnothing 88.9$ mm钻杆,钻杆柔性太强,定向钻进时维持马达工具面的稳定是一个难点。钻进施工中为提高机械钻速和稳定工具面,采用地面实施一定扭矩来克服钻头反扭矩的方式稳定工具面,达到钻压的最大化,以此来提高机械钻速。钻进时排量以能达到泥浆最低还空返速0.8~1.0 m/s为宜,这样既能正常维持携带岩屑,又能最大限度地减小泥浆对井壁的冲刷,维持井壁的稳定,减少井壁剥落掉块。

3.3 导向马达的优选(见表1)

表1 TK665CH井侧钻用导向马达

序号	马达类型	螺杆长度/m	钻压/kN	钻进方式	钻进井段/m	造斜率/ $[(^\circ) \cdot (30 \text{ m})^{-1}]$	钻头类型
1	2.0°德州螺杆	4.55	20	螺杆滑动	5402~5411.7	12	牙轮
2	2.0°德州螺杆	4.55	20	螺杆滑动	5411.7~5425	12	牙轮
3	1.75°德州螺杆	4.55	30~40	螺杆滑动	5425~5449.8	12	牙轮
4	1.75°德州螺杆	4.55	30~40	螺杆滑动	5449.8~5482.5	12	牙轮
5	1.50°德州螺杆	4.55	20~40	螺杆滑动	5482.5~5550.6	9	PDC
6	1.75°德州螺杆	4.55	20~40	螺杆滑动	5550.6~5641.4	11	PDC
7	1.25°立林螺杆	6.31	30~50	34 r/m+螺杆	5641.4~5721.0	0.5	PDC

本井是三段制的短半径侧钻水平井,增斜段增斜率在 $1^\circ/\text{m}$ 左右,而且增斜段短调控余地少,测量滞后现象突出。为保证有效跟踪井眼轨迹,优选长度较短的德州螺杆进行增斜段施工。德州螺杆缩短了随钻测斜仪的工作零长,提高了井底轨迹预测的准确性,同时配合相应的牙轮钻头,能有效地保证井眼轨迹的平滑,降低了施工的风险。但其螺杆使用

时间较短,均在80 h作业,增加了起下钻的次数。造斜段德州螺杆配合适当的钻进参数确保了增斜钻进的造斜率维持在 $10^\circ \sim 12^\circ/30 \text{ m}$ 。井斜大于 82° 的水平段钻进使用时间长、动力更加强健的立林螺杆更能有效提高机械钻速。

3.4 钻具组合的优选(见表2)

表2 TK665CH井石炭系卡拉沙依组侧钻钻具组合

序号	钻进井段/m	井斜/ $(^\circ)$	钻具组合
1	5402~5482.5	0~31	$\varnothing 149.2$ mm钻头(HJS517G) $\times 0.18 \text{ m} + \varnothing 120$ mm导向马达 $\times 4.55 \text{ m} + \varnothing 127$ mm箭式回压阀 $\times 0.42 \text{ m} + \varnothing 121$ mm双公接头 $\times 0.79 \text{ m} + \varnothing 121$ mm无磁悬挂 $\times 8.99 \text{ m} + \varnothing 120$ mm无磁钻杆 $\times 9.2 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm加重钻杆 $\times 290.37 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm钻杆
2	5482.5~5550.6	31~50	$\varnothing 149.2$ mm钻头(M1365D) $\times 0.18 \text{ m} + \varnothing 120$ mm导向马达 $\times 4.55 \text{ m} + \varnothing 127$ mm箭式回压阀 $\times 0.42 \text{ m} + \varnothing 121$ mm双公接头 $\times 0.79 \text{ m} + \varnothing 121$ mm无磁悬挂 $\times 8.99 \text{ m} + \varnothing 120$ mm无磁钻杆 $\times 9.2 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm钻杆 $\times 143.9 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm加重钻杆 $\times 290.37 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm钻杆
3	5550.6~5641.4	50~81.5	$\varnothing 149.2$ mm钻头(M1365D) $\times 0.18 \text{ m} + \varnothing 120$ mm导向马达 $\times 4.55 \text{ m} + \varnothing 127$ mm箭式回压阀 $\times 0.42 \text{ m} + \varnothing 121$ mm双公接头 $\times 0.79 \text{ m} + \varnothing 121$ mm无磁悬挂 $\times 8.99 \text{ m} + \varnothing 120$ mm无磁钻杆 $\times 9.2 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm钻杆 $\times 229.75 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm加重钻杆 $\times 337.71 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm钻杆
4	5641.4~5721	稳斜 82~90	$\varnothing 149.2$ mm钻头(M1365D) $\times 0.18 \text{ m} + \varnothing 120$ mm导向马达 $1.25^\circ \times 6.32 \text{ m} + \varnothing 127$ mm箭式回压阀 $\times 0.42 \text{ m} + \varnothing 121$ mm双公接头 $\times 0.79 \text{ m} + \varnothing 121$ mm无磁悬挂 $\times 8.99 \text{ m} + \varnothing 120$ mm无磁钻杆 $\times 9.32 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm钻杆 $\times 603.1 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm加重钻杆 $\times 337.71 \text{ m} + \varnothing 88.9$ mm钻杆

短半径水平井钻井,由于造斜需在很短的井段内完成,井眼曲率变化大,钻柱在造斜井段会产生较大的弯曲应力,易造成钻具的疲劳损害;特别在钻柱

旋转时,弯曲井段的钻柱受交变应力作用,钻柱极易发生疲劳破坏,施工中应注意每趟钻倒换定向井段的钻柱位置;增斜段 $0 \sim 30^\circ$ 井段采用正常钻具组

合,确保井眼轨迹。30°~90°井段倒装钻具组合,将加重钻杆接于直井段,普通钻杆(18°斜坡)置于斜井段、水平段。通过倒装钻具,大大减轻了钻具承载的负荷,确保了井身轨迹的平滑性和井下安全。

3.5 轨迹的监控

由于小井眼侧钻三维水平井存在井眼曲率大、可控井段短、井眼尺寸小的特点,本井采用 Sperry - sun - MWD350 无线随钻测斜仪,可靠有效工作零长 13~14 m。轨迹监控严格执行增斜段 3 m 一测量的原则。施工中采用水平井工程软件,根据螺杆钻具造斜率计算结果,准确地预测出了在造斜段和水平段钻进过程中的井斜角和方位角的变化规律,做好待钻井眼的轨迹设计,组合式随钻测斜工艺既能满足造斜段的精确控制,不仅为最终井眼轨迹进入设计靶窗提供了保证,又能实现水平段的快速钻进。对于套管对 MWD 形成的磁干扰,做好轨迹预测工作,尽量缩短套管对 MWD 形成磁干扰的井段,确保井眼轨迹。在本井施工过程中,MWD 出现多次的无信号现象,分析原因:一是泥浆固相含量高,泥浆中有杂物,堵塞仪器;二是起钻检修仪器时不够精细。通过上述原因说明泥浆除杂和 MWD 仪器的实时检修工作还有待完善和加强。

4 钻井液技术

4.1 Ø177.8 mm 套管锻铣开窗钻井液体系

4.5%~7.0% 膨润土 + 0.1%~0.2% 烧碱 + 0.2%~0.3% 纯碱 + 0.2%~0.4% 聚合物包被剂 + 0.3%~0.5% 高粘羧甲基纤维素钠盐 + 1.0%~2.0% 磺化酚醛树脂(干粉) + 1.0%~2.0% 磺化褐煤树脂。

4.2 石炭系卡拉沙依组侧钻钻井液体系

聚合物混油体系:3.0%~4.0% 膨润土 + 0.1%~0.2% 纯碱 + 0.1%~0.2% 烧碱 + 0.2%~0.5% 大分子包被剂 + 0.5% 硅醇抑制剂 + 3.0%~4.0% 磺化酚醛树脂(干粉) + 2.0%~4.0% 磺化褐煤树脂 + 2.0%~3.0% 聚合物防塌剂 + 2.0%~3.0% 沥青 + 2.0%~4.0% 抗温抗盐降滤失剂 + 3.0%~5.0% KCl + 6.0%~10.0% 原油 + 0.2%~0.4% 乳化剂 + 0.2%~0.4% 单向压力屏蔽剂 + 2.0%~3.0% 超细碳酸钙。

胶液的基本配方:0.1%~0.2% Na₂CO₃ + 0.1%~0.2% NaOH + 0.2%~0.5% KPAM + 2%~4% CXA + 2%~4% CXB + 2.0%~4.0% 沥青 + 2.0%~3.0% SYP-1。

4.3 石炭系定向侧钻钻井液处理的技术措施

(1) 套管开窗时泥浆性能:密度 1.25~1.30 g/cm³, 马氏漏斗粘度 90~110 s, 塑性粘度 20~30 mPa·s, 动切力 10~20 Pa。根据铁屑返出量理论与实际的比对合理调整泥浆性能。

(2) 石炭系定向钻进时,泥岩易剥落掉块,采用大分子包被剂、硅醇抑制剂、聚合醇、KCl 等处理剂增强钻井液的抑制性能;同时增强钻井液的封堵性能,采用沥青、超细碳酸钙、单向压力屏蔽剂复配,增强钻井液的失水造壁性能,防止滤液进入地层造成泥岩水化分散。API 失水控制在 4 mL 以内,高温高压失水控制在 11.5 mL 以内。

(3) 较窄的环空间隙使钻具粘附卡钻的机会增多,为降低摩阻,加入 6%~10% 的原油或 2%~3% 的润滑剂,同时保持钻井液有较低的膨润土和固相含量。

(4) 由于施工井段穿越石炭系和奥陶系,可能出现井漏、井塌等复杂情况。要及时根据井下实际情况,调整控制好钻井液密度。钻进过程中泥浆密度由 1.32 g/cm³ 缓慢下调至 1.25 g/cm³ (每循环周下调不超过 0.02 g/cm³), 下调过程中密切关注返出的砂样中的掉块含量。对于易发生漏失的地层,及时加入随钻堵漏剂、单向压力屏蔽剂以提高地层承压能力。

(5) 定向段钻进,严格控制初、终切力差值,且终切力应略高于完全悬浮岩屑时所需要的最小静切力;同时保持钻井液有一定的低剪切速率粘度,即一定的 Ø3 和 Ø6 读数,以利于提高悬浮岩屑能力。

(6) 定期打入稠塞并配合钻具转动,以破坏刚形成的岩屑床,清洁井眼;严格执行短起下钻措施,以减少岩屑床的形成;每次起钻前充分循环洗井,携带井眼内的岩屑。

5 结论及总结

(1) Ø177.8 mm 套管锻铣开窗技术拓宽了老井套管开窗的井段,为老井侧钻提供了很好的基础条件。Ø177.8 mm 锻铣套管施工中,铣刀割窗时必须彻底,坐刀时必须反复确认,防止套管锻铣过程中出现“扒皮”现象;锻铣作业时,司钻送钻必须均匀,防止不规则的铁屑在上窗口堆积,引起憋泵、缠刀。注意扭矩的变化,防止扭矩过大引起钻具涨扣、断裂;退刀时先循环干净铁屑。

(2) 在石炭系卡拉沙依组侧钻,牙轮钻头使用
(下转第 38 页)

强度变化较复杂,水灰比为0.8时,水玻璃用量占浆体体积40%时,强度较高;水灰比为1时,水玻璃用量占水泥浆体体积20%时,强度较高。

(2)磷酸氢二钠加量大于水泥质量1.7%时,水玻璃用量在20%时强度较高,当其加量小于水泥质量1.5%时,水玻璃用量在40%时强度较高。强度的峰值点对应磷酸氢二钠用量为2%。

(3)试验还发现水玻璃用量对试件体积安定性有影响。在标准养护条件下,水玻璃加量占浆体体积80%以上时,试块会收缩,在7天以后会出现裂缝,进而影响结石体的强度和抗渗性。由此可知,并不是水玻璃加量越大灌注效果就好,水玻璃加量过大强度不是最高反而会带来副作用。

4 结论

根据以上试验研究可知,水泥-水玻璃浆液的凝固特性受多方面因素影响,水灰比、水玻璃模数、加量、外加剂等都会影响其凝固特性。通过对不同外加剂对水泥-水玻璃浆液的凝固性能的影响分析,发现磷酸氢二钠对浆液具有较好的缓凝性能。

通过对比试验发现当其加量为2%时改善浆液凝结时间效果较好。另外,通过对水泥-水玻璃浆液结石体进行强度测试,获得了水灰比为0.8和1.0时不同水玻璃和磷酸氢二钠加量对结石体强度的影响规律。并按不同初凝时间设计了水泥-水玻璃浆液的配方。

参考文献:

- [1] 孙钊. 大坝基岩灌浆[M]. 北京:中国水利水电出版社,2004.
- [2] 张景秀. 坝基防渗与灌浆技术[M]. 北京:中国水利水电出版社,2002.
- [3] 程鉴基. 化学灌浆在岩石工程中的综合应用[J]. 岩石力学与工程学报,1996,(6):186-192.
- [4] 郑秀华. 水泥-水玻璃浆材在灌浆工程中的应用[J]. 水文地质工程地质,2000,(2):59-61.
- [5] 胡国兵. 水泥-水玻璃浆液在锦屏工程涌水封堵中的应用[J]. 人民长江,2009,40(21):32-34.
- [6] 刘玉祥,柳慧鹏. 水泥-水玻璃双液注浆中的最优参数选择[J]. 矿冶,2005,(12):1-4.
- [7] 闫勇,郑秀华. 水泥-水玻璃浆液性能试验研究[J]. 水文地质工程地质,2004,(1):71-72.
- [8] 阮文军,王文臣,胡安兵. 新型水泥复合浆液的研制及其应用[J]. 岩土工程学报,2001,23(2):212-216.

(上接第34页)

时间制约着定向侧钻机械钻速和周期,PDC钻头的使用提高了机械钻速和节约了钻井周期,但工具面不稳定。用转盘反扭矩来克服PDC钻头工具面的不稳定是一个值得研究的课题。

(3)长短结合的定向马达,实施跟踪测斜,在石炭系卡拉沙依组短半径侧钻井施工中更有利于控制井眼轨迹。

(4)聚磺混油钻井液体系很好地解决了定向造斜,特别是在易掉块、垮塌的石炭系地层的定向施工问题。 $\varnothing 149.2$ mm井眼定向侧钻对泥浆的润滑性要求较高,摩阻 ≥ 0.0612 。密度变化小于每周 0.02 g/cm^3 。 $\varnothing 177.8$ mm套管开窗泥浆性能维护比较困难,粘度、切力是关键。

(5)TK665CH井在石炭系卡拉沙依组和奥陶系

的成功侧钻,为塔河油田的 $\varnothing 177.8$ mm套管的老井增产改造提供了更广阔的空间。

参考文献:

- [1] 王恒. 裸眼侧钻关键技术的研究与应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(10):26-29.
- [2] 李锁成,谷玉堂,奚广春,等. 新120-侧平80井侧钻钻井实践[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2010,37(2):20-23.
- [3] 周伟,耿云鹏,石媛媛. 塔河油田超深井侧钻工艺技术探讨[J]. 钻采工艺,2010,33(4):108-111.
- [4] 巩同标,魏金新,赵淑芬,等. 塔河油田长段套管磨铣工艺[J]. 石油钻采工艺,2008,30(2):111-115.
- [5] 翟科军. 短半径水平井钻井技术在塔河油田的研究与应用[J]. 钻采工艺,2005,28(4):18-22.
- [6] 王旭宏. 钾铵基聚磺钻井液体系在大牛地气田水平井中的应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2009,36(8):31-33,36.