

焦页60-5HF井钻井技术

曾涛

(中石化中原石油工程有限公司钻井二公司, 河南 濮阳 457001)

摘要:焦页60-5HF井是处于焦石坝构造东南翼的一口页岩气水平井, 该井设计井深5290 m, 井斜 69.30° , 垂深3945.04 m, 闭合位移2513.99 m。在实际施工中为确保水平段在储层中延伸, 经多次调整后, 最终完钻井深5235.00 m, 井斜 81.8° , 垂深3820.56 m, 水平位移2509.53 m, 水平段长1775.00 m, 为重庆涪陵工区垂深最深的一口水平井。实际施工中为保证井眼轨迹在储层中穿行, 克服了井下工具抗高温、水平段摩阻大、定向托压、井眼轨迹防碰等诸多问题, 成功完成了该井的施工任务, 为该地区施工超深井提供了可借鉴的经验。

关键词:钻井; 焦页60-5HF井; 井眼轨迹; 工艺措施; 钻井技术

中图分类号: P634 **文献标识码:** B **文章编号:** 1672-7428(2016)07-0052-07

Drilling Technology for Jiaoye Well 60-5HF/ZENG Tao (Drilling Company 2 of Zhongyuan Petroleum Engineering Co., Ltd., SINOPEC, Puyang Henan 457001, China)

Abstract: Jiaoye 60-5HF is a horizontal shale gas well in southeast wing of Jiaoshiba structure with designed depth of 5290m, inclination angle 69.30° , vertical depth of 3945.04m and closed displacement 2513.99m. Several adjustments were made to overcome high temperature, large friction drag, backing pressure and well trajectory intersection to ensure the horizontal section extension along the reservoir during the construction; the drilling depth was 5235.00m. It was a horizontal well with the deepest vertical depth in Fuling work area with inclination angle 81.8° , vertical depth 3820.56m, horizontal displacement 2509.53m and horizontal section length 1775.00m.

Key words: drilling; Jiaoye well 60-5HF; well trajectory; technological measures; drilling technology

1 概述

焦页60-5HF井处于焦石坝构造东南翼, 地表出露下三叠系嘉陵江组, 该井设计井深5290 m, 井斜 69.30° , 垂深3945.04 m, 闭合位移2513.99 m。在实际施工中为确保水平段在储层中延伸, 经多次调整后, 最终完钻井深5235.00 m, 井斜 81.8° , 垂深3820.56 m, 水平位移2509.53 m, 水平段长1775.00 m, 完钻层位为龙马溪组。该井在多次更改设计后, 且为保证井眼在储层中穿行, 水平段施工时频繁调整设计, 这些调整为该井的防碰工作、轨迹调整增加了很大的难度。通过采取一系列措施, 圆满完成了各项钻探任务。该井井身结构见图1。

2 施工难点分析

(1) 上部地层研磨性较强, 以灰岩为主, 稳定性差、易垮塌; 长兴组富含硫化氢, 钻进期间钻具易氢脆, 造成断钻具事故; 长兴组至茅口组含多套浅层气。

(2) 二开上部浅层气活跃; 稳斜段长, 井眼轨迹控制困难。

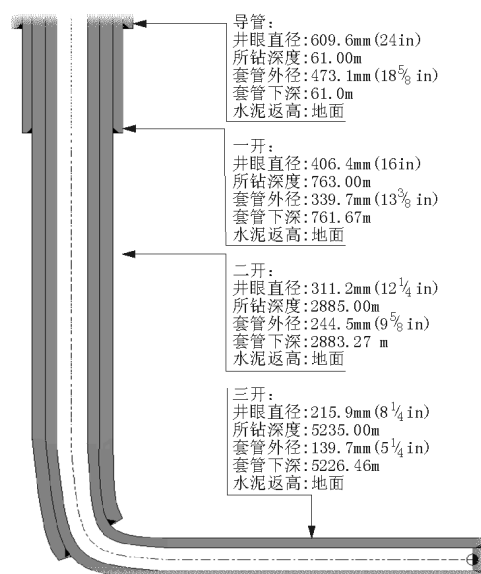


图1 焦页60-5HF井井身结构示意图

(3) 三开靶点多, 且靶点井斜调整幅度大, 井眼优化困难。

(4) 为保证井眼在储层中穿行, 频繁调整井眼轨迹, 导致摩阻、扭矩极大, 定向困难, 增大了施工难度。

(5)井下温度高,常规螺杆和随钻仪器使用受到局限。

3 钻井工艺措施

3.1 导眼井段(0~61 m)

为防止地表水污染,防止地表地层坍塌,且为控制浅层气溢流,一开需安装防喷器控制装置,故采用导眼钻进($\varnothing 609.6$ mm 钻头)至61 m,下入 $\varnothing 473.1$ mm 套管固井。达到了安装防喷器和保护地表水的要求。

3.2 一开井段(61~763 m)

钻具组合: $\varnothing 406.4$ mm DS665H + $\varnothing 244$ mm 螺杆(0.5°) + 228 mm DC $\times 1$ 根 + 630 $\times$ 731 接头 + $\varnothing 390$ 扶正器 + 730 $\times$ 631 接头 + $\varnothing 228$ mm DC $\times 1$ 根 + 731 $\times$ 630 接头 + $\varnothing 203$ mm DC $\times 2$ 根 + 消震器 + $\varnothing 203$ mm NWDC $\times 1$ 根 + $\varnothing 178$ mm DC $\times 1$ 根 + $\varnothing 127$ mm HWDP + $\varnothing 127$ mm DP。

针对上部地层研磨性较强的特点,采用PDC钻头+扶正器+消震器的钻具组合方式,避免了钻具疲劳,能让钻头在井底平稳的工作,避免因纵向振动造成复合片提前损坏,也杜绝了钻具因憋跳断钻具事故。主要技术工艺如下。

(1)地层易发生漏失,开钻前储备足够量清水。

(2)先转动顶驱,再下放钻具,保证井眼开直。单泵钻进2个单根后,再双泵钻进,防止排量过大冲坏基础。

(3)上部地层软硬交错,跳钻严重,使用好消震器,钻进过程中及时调整钻压、转速等参数,尽量减小跳钻影响,保证井眼打直。

(4)岩屑颗粒大,清水携砂效果差,钻进过程中每打完一单根进行划眼,并及时打入稠浆清砂。

(5)打完立柱,推稠浆塞子,清除井内岩屑后,再接立柱,避免出现沉砂卡钻事故。

(6)打完进尺,稠浆清砂3~4次,尽量将井内砂子带干净,全井打入滴流封闭液,起钻下套管。

3.3 二开井段(763~2885 m)

3.3.1 二开直井段(763~1580 m)

钻具组合: $\varnothing 311.2$ mm PDC 钻头 + $\varnothing 216$ mm 5LZ 螺杆 + $\varnothing 303$ mm 扶正器 + 钻具止回阀 + $\varnothing 203$ mm NWDC $\times 1$ 根 + MWD 短节 + $\varnothing 203$ mm DC $\times 1$ 根 + $\varnothing 178$ mm DC $\times 2$ 根 + $\varnothing 139.7$ mm HWDP $\times 21$ 根 + $\varnothing 139.7$ mm DP。

二开主要钻遇地层飞仙关组、长兴组、龙潭组、

茅口组、栖霞组、梁山组、韩家店组、小河坝组、龙马溪组,上部地层含浅层气。飞仙关组、长兴组、茅口组、栖霞组主要岩性为含云灰岩、灰色灰岩,龙潭组、梁山组地层主要岩性为黑色碳质泥岩,比较坚硬。小河坝组岩性以粉砂质泥岩为主,注意防漏、防塌。龙马溪组岩性为深灰色粉砂岩、页岩。其中,韩家店组泥岩易造浆;龙马溪组地层胶结性差,做好防漏、防塌、防喷;二开斜井段长,井底钻屑无法及时带出,给井下安全带来了很大隐患。为了加快钻井速度,避免复杂情况的出现,根据邻井施工的经验,采取了以下施工措施。

(1)钻出套管鞋3~5 m,对地层进行承压能力试验,以了解套管鞋附近地层的承压能力,为钻进中钻井液实际密度的选用和必要时压井密度的确认提供依据。

(2)加强浅层气和 H_2S 的监测,一旦监测到浅层气或 H_2S 显示,根据其显示级别及时进行相应的处理,确保施工安全。

(3)每次接单根都坚持“早开泵、晚停泵”的原则,同时,每个单根都划眼1~2遍,使用PDC钻头每钻进300 m井段短起下钻一次,修整井壁,确保井下及时清砂,在短起下钻过程中,控制起下钻速度,防止由于抽吸作用导致井壁失稳,既获得了较高钻井速度,施工也比较顺利,每钻200 m进行一次单点测斜,严格控制直井段的井斜。

(4)钻遇层位交界面时,或者钻遇快钻时时,采取调整钻压、改变转盘转速的方式,正确处理因地层憋跳对钻头的冲击,从而有效地控制井斜的变化。

(5)加强钻具管理,认真观察泵压变化,泵压下降,及时查找原因,防止钻具刺坏,按规定认真做好钻具的倒换、探伤和错扣检查,预防和减少钻具事故的发生。

(6)在钻达龙潭组前30 m起钻,下入牙轮钻头穿过坚硬地层,并尽可能钻过茅口组上部的夹层。以利于下入PDC钻头。

(7)清水钻井钻达造斜点即终止,转换成水基钻井液,钻达造斜点深度,起钻进行多点测斜,转换成定向钻具组合。

(8)储备 230 m^3 密度为 1.50 g/cm^3 的重浆,120 t重晶石,保证了在发生突发情况时能有效控制井口。

3.3.2 二开增斜井段(1580~1847 m)

钻具组合: $\phi 311.2$ mm PDC 钻头 + $\phi 216$ mm 螺杆(1.25°) + 浮阀 + $\phi 203$ mm NWDC $\times 1$ 根 + MWD 短节 + 631×410 接头 + $\phi 178$ mm DC $\times 1$ 根 + $\phi 127$ mm HWDP $\times 21$ 根 + $\phi 127$ mm DP。

主要技术措施如下。

(1) 定向造斜井段采用水基润滑钻井液钻井。二叠系的梁山组地层不稳定,志留系地层岩性以泥岩为主,钻进中注意调整钻井液性能,保持井壁稳定。

(2) 从造斜点开始,采用 MWD 随钻测量,进入小河坝组中下部地层,采用 LWD 随钻测量和监控井眼轨迹,确保井眼轨迹光滑。依据设计造斜率,在计算分析钻具性能的基础上,优选造斜钻具。

(3) 加强测斜,钻完一个单根需要测斜前,先上提活动钻具,再将钻具下放到需要测斜的位置,尽量采用短测量方式,以缩短钻具静止时间。应注意停泵期间不能活动钻具,否则影响测斜数据的准确性,但开泵后可适当活动钻具达到防卡的目的。

3.3.3 二开稳斜段(1847 ~ 2885 m)

钻具组合: $\phi 311.2$ mm PDC 钻头 + $\phi 216$ mm (1°) 螺杆 + $\phi 280$ mm 扶正器 + 浮阀 + $\phi 203$ mm NDC $\times 1$ 根 + $\phi 203$ mm 定向短节 + $\phi 178$ mm DC $\times 1$ 根 + $\phi 127$ mm HWDP $\times 21$ 根 + $\phi 127$ mm DP。

主要技术措施如下。

(1) 优化钻具组合和钻井参数,优选 $\phi 280$ mm 扶正器,使用动力钻具钻进时,坚持“少滑动、多转动”的原则,形成的井眼轨迹尽量平整和圆滑,减少井下复杂情况的发生。

(2) 定向时如遇到托压现象导致无法正常施工,应及时调整钻井液性能,加入润滑剂,定向后对定向段进行划眼。坚持每钻进 50 ~ 100 m 或纯钻 24 h 短程起下钻作业,每打完一根上下活动钻具 1 ~ 2 次,破坏岩屑床的形成,避免事故发生。

(3) 切实加强钻具管理,入井钻具应认真检查、定期探伤、钻具倒换和错扣检查,防止钻具事故发生。

(4) 二开裸眼井段较长,采取措施防止井口落物。钻井液应具有较好的悬浮能力,防止硬卡。要切实抓好钻井液技术与管理,保证钻井液的流动性、润滑性及防塌性。

(5) 钻具在井内的静止时间不得过长,必须及时活动钻具,如遇特殊情况钻具必须静止或停泵、停钻时间较长时,应将钻具提至安全井段,防止井下故障、复杂情况的发生。接单根动作要迅速,下放速度

要控制,开泵不宜过急,做到“晚停早开”。

(6) 抓好井控工作,做到安全、优质、快速钻进。做好防气体燃爆工作,保证人身、井下和设备安全。建立健全井队干部值班制度,按规定对要害部位进行检查,确保深井施工安全。

3.4 三开井段(2885 ~ 5235 m)

3.4.1 三开增斜段(2885 ~ 3460 m)

钻具组合: $\phi 215.9$ mm 牙轮钻头 + $\phi 172$ mm 螺杆(1.25 或 1.5°) + 钻具止回阀 + 无磁承压 $\times 1$ 根 + 定向短节 + $\phi 127$ mm HWDP $\times 39$ 根 + $\phi 127$ mm DP $\times 242$ 根 + 411×520 接头 + 139.7 mm DP。

主要技术措施如下。

(1) 在入窗前 200 m,监测伽玛值,加强与地质导向沟通,确定 A 靶位置,合理调整井眼轨迹,尽量做到轨迹平滑,精确中靶。

(2) 做好油基封堵剂及凝胶封堵剂等材料储备工作,合理调整密度,做好防漏工作。

(3) 每打完一单根,上提划眼一次,提高携砂效率;每钻进 300 m 或根据井下情况进行短起下作业,清除井内岩屑,降低砂桥形成的几率。

(4) 目的层钻进,加强坐岗,严格做好防喷演习,钻遇气测值异常及时循环观察。

(5) 如果 PDC 钻头造斜率不能满足要求,根据地层岩性和可钻性选用高效牙轮钻头,钻进参数要随地层变化及时调整。

3.4.2 三开水平段(3460 ~ 5235 m)

钻具组合: $\phi 215.9$ mm PDC 钻头 + $\phi 172$ mm 螺杆(1.25°) + $\phi 210$ mm 扶正器 + 钻具止回阀 + 无磁承压 $\times 1$ 根 + 定向短节 + $\phi 127$ mm HWDP $\times 39$ 根 + $\phi 127$ mm DP $\times 242$ 根 + 411×520 接头 + $\phi 139.7$ mm DP。

主要技术措施如下。

(1) 优选高效 PDC 钻头和工作性能稳定的螺杆钻具、LWD 随钻测量仪器,力争一趟钻完成水平段的钻进工作。

(2) 页岩井段地层易剥蚀掉块、易塌,确定合适的钻井液密度,防止因密度不足以平衡井壁侧压力而使井壁垮塌。

(3) 由于水平段长,为避免发生钻头及钻具事故,钻进中必须正确判断井下情况,加强钻具管理,监控钻头和钻具工作状况,防止钻头、钻具事故发生。

(4) 接单根动作要迅速,下放速度要控制,开泵不宜过急,做到“晚停早开”,因故终止钻井液循环

时应将钻头提离井底,且钻具在井内静止时间 ≥ 3 min,应及时活动钻具,防止沉砂卡钻。

(5)加强水平段钻具组合的造斜性能分析,LWD及时跟踪监测,因测斜数据滞后,必须根据测斜数据随时预测井底的井斜、方位值及钻具的造斜率。必要时,应5 m测取数据一点,以便及时调整钻井参数和钻具组合,严格控制井眼轨迹在靶体内运行。

(6)下钻遇阻严禁硬压,应采用冲、通、划的方法予以解除,避免卡钻及划出新眼。特别是在斜井段,若采用冲、通、划的方法无效要起钻更换钻具结构划眼,直至起下钻通畅为止。斜井段下钻速度要慢,严禁猛刹、猛提、猛放,严禁动力钻具长时间划眼;下钻中途需开泵时,应小排量开泵,至井口返出钻井液为止。

(7)加强现场地质与工程的结合,在水平段要提前预测轨迹走向,避免大幅度调整水平段的井斜,做到少滑动、多复合钻进。

(8)加强井眼轨迹预测监控和摩阻扭矩的计算分析,在保证井眼轨迹圆滑的基础上,提高钻井速度。

4 钻井液技术

4.1 0~61 m 钻井液的配制及维护

钻井液体系:膨润土浆。

配方:5%膨润土+0.2%纯碱。配不少于60 m³钻井液。

钻井液维护处理:开钻前检查固控设备是否安装好,并确保处于良好运行状态。要求先配制好土浆,让其充分循环、水化好后再加入其它处理剂,漏斗粘度性能达到40~50 s后方可钻导管,本井段井眼较大,保证钻井液应具有良好的携带悬浮及封堵能力。

4.2 61~1585 m 井段

钻井液体系:清水,钻该井段应提前储备足够的清水,如发生漏失,边漏边打,钻完一开应充分循环,做静止沉砂试验,下套管前井底打封闭泥浆,确保套管下到到位。

4.3 1585~2885 m 井段(二开)钻井液配制及性能维护

4.3.1 本井段钻井液重点与难点

(1)本井段的地层夹泥页岩,易造成泥岩段扩径,要注意观察振动筛上的岩屑返出、岩屑的形状变化情况,及时加入防塌剂。

(2)韩家店组、小河坝组、龙马溪组地层岩性灰

岩、泥岩、页岩,钻进时易发生严重井漏,因此本井段钻进时要在泥浆中加入FT-388、QS-2、复合堵漏剂,提高钻井液的封堵能力,严格执行防漏堵漏措施,做好防喷、防塌、防漏工作。另外由于韩家店组、小河坝组主要岩性为泥岩,地层造浆严重,钻至该地层前钻井液的粘度、膨润土含量不易高,满足携砂即可,给后期钻井液的维护打下良好的基础。

(3)邻井在茅口组、栖霞组地层钻进时发现H₂S显示,因此本井在这些地层钻进时要注意防H₂S,一旦发现H₂S显示,及时将钻井液pH值提高到11.5,并在钻井液中加入除硫剂(碱式碳酸锌)。

4.3.2 二开钻井液工艺技术

钻井液体系:KCl聚合物润滑钻井液。

钻井液配方:3%膨润土+0.1%纯碱+1%FT-388+1%K-HPAN+3%KCl+0.2%PAM+3%聚合醇+0.6%LV-CMC+2%超细碳酸钙。配制150 m³钻井液。

二开钻井液的维护处理:

(1)配完钻井液后充分循环、测定,调整钻井液性能达到设计要求后二开。

(2)钻进中,以K-HPAN、K-PAM、PAM包被絮凝钻屑,抑制地层泥页岩水化和防止垮塌,用LV-CMC、K-HPAN等处理剂配胶液按循环周维护补充钻井液,并控制API滤失量<8 mL/30 min。

(3)根据钻井液中膨润土含量情况,经常补充水化好的膨润土浆以维持钻井液膨润土含量在35~50 g/L。用HV-CMC、LV-CMC、PAM等调整维护钻井液粘度,满足钻井工程携砂要求,K-PAM、PAM调节钻井液流变性能,QS-2改善泥饼质量。

(4)钻至定向井段前,严格控制钻井液中的固相含量,按设计加量并考虑摩阻情况加入多功能固体润滑剂、聚合醇、RH-3,增强钻井液的润滑性能,确保定向井段的顺利钻进。工程要保证足够的排量,并采取中途短起下等措施,满足井下需要。

(5)钻井过程中,严密观察循环罐液面,定时测量钻井液性能,注意钻井液性能变化,根据实际及时进行调整,确保安全钻进。如果发生油气侵和井漏等现象,要立即采取措施。若钻井液密度不能平衡坍塌压力,可适当调高钻井液密度,保持井眼稳定。钻井液的密度,不仅要平衡地层压力,还要平衡地层应力。

(6)良好的固控设备和高的运转率是保证钻井液质量的前提,因此,必须使振动筛、除砂器、除泥器

等与钻井泵同步运转,严格控制钻井液中劣质固相含量和低密度固相,提高钻井液体系的抗污染能力,后期改用200目筛布,根据需要,间断使用离心机。

(7)技术套管井深完钻前50 m,一般不进行钻井液性能大幅度调整,以维护为主,保证钻井液性能均匀、优质、稳定,起钻前充分循环泥浆并使钻井液维持较高粘度,确保井眼清洁和测井下套管顺利。

4.4 2885~5235 m井段(三开)钻井液配制及性能维护

4.4.1 三开钻井液性能要求

钻井液体系采用油基钻井液。三开钻遇地层龙马溪组、五峰组。其岩性主要为:灰黑色泥页岩、碳质泥岩。本段主要问题是防漏、防喷、防卡及防塌。应将防漏、防喷、防卡作为作业重点,因此三开采用油基泥浆体系,提高泥饼质量和降低滤失量,加强水平井段防塌、润滑防卡及保护气层能力。

4.4.2 三开现场钻井液工艺技术

钻井液配方:柴油+3%有机土+5%主乳化剂+2%辅乳化剂+5%油基钻井液降滤失剂+1.3%润湿剂+3%CaO+4%超细钙+1.6%超细凝胶+2.3%油基钻井液封堵剂,密度调整至 $1.36\sim 1.40\text{ g/cm}^3$ 。

新配油基钻井液性能(加热到温度 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$): $\rho=1.40\sim 1.40\text{ g/cm}^3$ 、 $\Phi_{600}/\Phi_{300}=40/24$ 、 $\Phi_{200}/\Phi_{100}=18/12$ 、 $\Phi_6/\Phi_3=5/4$ 、 $AV=20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $PV=16\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、 $YP=4\text{ Pa}$ 、 $Gel=2/3\text{ Pa}$ 、 $FL_{API,7.5\text{ min}}=0.4\text{ mL}$ 、 $FL_{HTHP,120\text{ }^{\circ}\text{C}}=1\text{ mL}$ 、破乳电压 $ES=900\text{ V}$ 、固相含量8%。

钻井液的处理方法及维护:

(1)按规定测定其流变参数、滤失量、油水体积比、抗温稳定性和水相化学活度等性能。根据测出的性能和设计值之间的偏差,进行室内试验确定处理方案。

(2)通过加入乳化剂和其他处理剂处理的MO-GEL在油中的溶液CaCl₂盐水,调节油基泥浆的油水比。通过调节水相中的CaCl₂浓度,调节油基泥浆的活度。

(3)钻进中如果发现泥浆滤失量大幅增大,及时补充降滤失剂、MOGEL含量。钻进中如果出现携带岩屑困难的现象,适当补充乳化剂、润湿剂和MO-GEL,提高钻井液的乳化稳定性和携岩能力。钻进中如果发现泥浆破乳电压指标呈现下降趋势或滤液中含有水相,需及时补充乳化剂的加量。

(4)加强坐岗观察,提高全员井控意识,按照井

控管理规定搞好井控工作。工程要保证足够的排量,并采取中途短起下等措施,满足井下需要。井场按设计要求储备除硫剂、堵漏材料和加重材料。

(5)为防止井漏,本井段钻进时要在泥浆中按设计要求加入酸溶性暂堵剂、刚性堵漏剂、油基成膜剂,提高钻井液的封堵能力,严格执行防漏堵漏措施。及时补充主乳化剂、辅乳化剂保证钻井液的电稳定性,定期补充封堵剂、凝胶封堵剂保证钻井液低的HTHP滤失量,保证钻井液具有良好的防塌封堵能力。

(6)钻井过程中,严密观察循环罐液面,定时测量钻井液性能,注意钻井液性能变化,根据实际及时进行调整,确保安全钻进。如果发生油气侵和井漏等现象,要立即采取措施。若钻井液密度不能平衡坍塌压力,可适当调高钻井液密度,保持井眼稳定。钻井液的密度,不仅要平衡地层压力,还要平衡地层坍塌应力。

(7)在开泵和起下钻中,要平稳操作,以防止引起井漏、井壁坍塌、卡钻等井下复杂情况。充分利用固控设备,清除钻井液中的有害固相,维持钻井液的低密度和低固相,确保有效和快速钻进。钻到本井段设计井深,起钻前充分循环泥浆并使钻井液维持较高粘度,确保井眼清洁和测井下套管顺利。

(8)进入水平段在确保良好流变性、抑制性前提下,根据情况补充适量白油、YDRH-1及ORH-030,保证10 min摩阻系数 <0.1 。确保水平井段顺利施工。

(9)加强固控设备使用效率,筛布150和200目,使用效率100%,除砂器使用效率100%,离心机使用效率达到随用即开,有害固相控制在10%以下,有效控制了水平段砂桥的形成。

5 关键技术措施

5.1 防漏、堵漏技术措施

(1)井场储备水化好的膨润土浆和桥塞堵漏材料。根据地质预报或邻井资料,在钻遇漏层位前100 m,提前加入堵漏材料1%~2%单封、2%QS-2,调整钻井液性能,提高其携带性能,使其具有良好的流动性。起下钻、开泵等工程操作,要认真执行操作规程,减少压“激动”,防止憋漏地层。

(2)发生漏失,根据漏失性质采取以下堵漏措施:

①漏速 $<5\text{ m}^3/\text{h}$ 时,用QS-2、膨润土等配稠浆,打入井内静止堵漏,静止时间18~24 h;

②漏速 $5 \sim 10 \text{ m}^3/\text{h}$, 合理选择桥塞堵漏剂(加量 $10\% \sim 20\%$), 泵入井内静止堵漏, 静止时间 $20 \sim 24 \text{ h}$;

③漏速 $> 10 \text{ m}^3/\text{h}$ 时或只进不出, 基浆加入 2% 单封, $2\% \sim 3\%$ 狄塞尔、 $2\% \sim 3\%$ 云母片、 $2\% \sim 3\%$ 蛭石粉、 $2\% \sim 3\%$ 核桃壳及适量的棉壳粉堵漏或用水泥封堵。

(3)在整个钻井过程中, 坚持“预防为主, 防堵结合”的原则。严格工程操作, 下钻、划眼的速度控制、中途和井底开泵以及加重速度(每循环周密度上升 $0.02 \sim 0.03 \text{ g/cm}^3$)都要执行安全技术措施, 严格将密度控制在设计范围内, 防止人为造成井漏。

(4)因地层裂缝引起的突发性漏失, 应小排量尽可能抢钻, 使漏层尽可能暴露, 若钻头水眼小, 不能使用桥塞堵漏剂, 可先配制 20 m^3 稠浆注入漏层, 起钻后下光钻杆进行堵漏作业。

(5)堵漏材料的选用及加量应根据漏失性质和漏速大小而定。漏速 $< 10 \text{ m}^3/\text{h}$ 加量 $10\% \sim 12\%$, 漏速 $10 \sim 30 \text{ m}^3/\text{h}$ 加量 $10\% \sim 15\%$, 漏速 $> 30 \text{ m}^3/\text{h}$ 加量 $15\% \sim 20\%$ 。

(6)堵漏浆的量以漏速为依据, 漏速大或不返钻井液, 配堵漏浆 40 m^3 一次性打入井内。全井严格执行坐岗观察制度, 发现漏失及时处理。

5.2 井涌、井喷的预防处理

井控工作对于在涪陵地区钻井来说是一切工作的重中之重, 搞好井控工作应抓好两方面: 一是硬件方面, 指现场井控装备; 二是软件方面, 指人员井控素质和各项应急预案。搞好硬件方面就是要按照井控设计要求高标准配备、安装井控装备, 要定期对井控装备进行检查、试压、保养, 确保各项井控装备运转良好、安全可靠; 搞好软件方面就是要对全员按照川东北井控标准认真实施培训, 做好各项应急预案并勤加演练, 特别是重点岗位人员, 一定要切实掌握各种工况下的井控技术, 对不同施工井段的井控重点一清二楚, 对可能出现的井下情况有判断、有措施、有应急预案。

(1)全井坐岗观察循环罐液面, 及时发现井涌溢流及时关井。

(2)一开开始, 井控装备严格按照要求试压, 为防止浅层气, 在放喷管线处, 点长明火直至二开完井。

(3)二开至完井施工期间, 井场备足压井液和加重材料。

(4)三开严格按照设计要求对井控装备试压, 并

在组合钻具时安装内防喷工具, 内防喷工具定期检查, 确保灵活好用。

5.3 水平井段钻进的井眼净化措施

(1)合理的环空返速是净化井眼的关键, 推荐水平井段环空返速 $0.8 \sim 1.10 \text{ m/s}$ 。选用合理流型与钻井液流变参数。尽可能提高钻井液的动切比, 钻进一段距离后需大排量循环并不停地转动钻具协助清砂, 以防止环空岩屑浓度过高和岩屑床的形成, 必要时利用稠塞悬浮和清除岩屑。

(2)严格控制钻井液的初、终切差值, 尽量避免钻井液触变性过大而带来的各种不利影响, 避免起下钻过程中产生过高的抽吸和“激动”压力。

(3)每钻进一个立柱需上下活动和转动钻具协助清砂, 以防止环空岩屑浓度过高和岩屑床的形成。除滑动钻进和接立柱外, 不允许钻具在井内静止。起钻前大排量充分循环, 至少要循环井内 2 个循环周, 确保岩屑被携带出来。

(4)随着水平段的增加, 当水平段长达 800 m 以后, 必须做到每钻进 $80 \sim 150 \text{ m}$ 短起下钻清沙一次。

5.4 防塌工艺措施

本井韩家店组、小河坝组的泥、页岩地层裂缝发育, 断层交错; 目的层龙马溪组泥、页岩发育, 在钻遇这些井段时, 极易发生井壁垮塌, 为防止井塌卡钻事故发生, 特制定以下预防措施。

(1)二开钻井液中加入足够的钾基聚合物和不同类型的填充暂堵剂, 保持钻井液的 K^+ 含量, 强化滤饼的致密性, 抑制泥、页岩的水化。

(2)在坍塌地层保证泥饼质量, 提高钻井液的造壁、护壁性能及对微细裂缝的封堵能力, 调整钻井液流型, 减轻钻井液对井壁的冲刷。严格按照设计要求控制 API 滤失量, 并提高钻井液的携砂能力。钻井液处理以补充维护为主, 避免大幅度处理, 保持性能均匀、稳定、优质。

(3)勤维护、处理, 保证钻井液具有良好的粘切, 既保证钻井液能有效的携砂、悬砂, 又有利于下钻及开泵。

5.5 完井、固井技术

5.5.1 下套管前的准备工作

(1)分别采用单、双、三稳定器通井钻具组合, 修整井壁及清除砂床; 遇阻井段采取“拨放点划”的方法, 直到井眼畅通; 通井困难时, 更换定向钻具组合通井, 防止划出新眼。

(2)下钻到底小排量开泵,防止憋泵和井漏;之后逐步增大排量循环清砂,必要时配稠段塞推砂。

(3)采用稀稠清洗液循环充分洗井,下套管前做静摩阻实验。

(4)起下钻畅通无阻,方可进行下套管作业。

5.5.2 下套管及固井

(1)针对本井地温偏高($120\text{ }^{\circ}\text{C}$)提前做固井材料抗高温性实验,及时调整了固井材料配方,并在实验室模拟地温条件观察配方有效性,保证了固井质量。

(2)水平井段采用整体式弹性扶正器和刚性扶正器(树脂旋流或刚性滚轮)交替逐根安放,造斜段每两根套管安放一只刚性树脂扶正器和整体式弹性扶正器,直井段每4~6根套管交替安放一只弹性扶正器及一只螺旋刚性套管扶正器,井口和套管鞋附近可适当安放刚性扶正器,在保证下套管的的安全的情况下,最大限度的保证固井居中度。

(3)通过选用优质冲洗液和隔离液、增加水泥浆接触时间、优化顶替液流变性等措施来提高顶替效率。全井筒采用低密度水基钻井液顶替、憋压候凝技术,确保管内钻井液液柱压力略小于套管外水泥浆柱压力,保证浮动密封和套管不浮起来,减小胶结面微间隙。领浆水泥浆采用高性能防气窜韧性水泥浆,尾浆采用尾浆采用弹-韧性水泥浆体系,领浆和尾浆密度均设计为 1.90 g/cm^3 ,优选水泥外加剂,保证水泥浆与地层、泥浆的配伍性。关井憋压候凝48 h,测固井质量、试压均合格。

6 取得的成果

(1)焦页60-5HF井井身质量合格、固井质量合格,全井安全生产无故障,圆满地完成了施工任务。

(2)焦页60-5HF井底水平位移2509.53 m,水平段长1775 m,气测录井全井共发现油气水显示17层。其中微含气层35 m/4层、含气层13 m/4层、页岩气层1945 m/9层,取得了不错的油气显示。

(3)焦页60-5HF井,完钻井深5235.00 m,井斜 81.8° ,垂深3820.56 m,为目前我公司成功在焦石工区施工的垂深最深的一口井。

(4)优选了二开上扶正器大小与螺杆弯度配伍,形成了 1.25° 螺杆+ $\varnothing 280\text{ mm}$ 扶正器有效配伍,运用此组合,二开稳斜段增加了复合井段,改以前的滑动钻进为复合钻进,缩短了钻井周期。

(5)三开后运用近平衡钻井,在保证井控安全

的前提下,将钻井液密度始终保持在设计下线,保证了三开井段无漏失,也减少了定向拖压问题。

7 认识及建议

(1)海相地层沉积环境平静,地层均质性好,使用大尺寸塔式钻具结构,钻压尽量放大,保证较高的机械钻速。直井段使用 0.75° 、 1° 单弯螺杆比直螺杆更有利于防斜打直,且可检测井斜等数据。也可以采用直螺杆加双扶起到防斜的效果。

(2)加强与地质沟通,由于龙潭组研磨性强,必须确保使用牙轮钻头穿过龙潭组50 m后才能起钻更换PDC钻头,同时建议使用进口牙轮钻头,提高机械钻速,减少起下钻时间。

(3)该区块重点工作主要在二开,造斜点可适当下移以减少稳斜段的长度,定向井段第一趟钻具结构采用单弯单扶螺杆,井斜合适后再下入微增斜结构,上扶正器 $\varnothing 280\text{ mm}$ 以上,尽量避免由于增斜率过高而人为地频繁降斜造成下部定向困难。

(4)密切关注在二开浅气层、做好井控装备的安装试压和长明火的使用。

(5)二开易漏层、易垮层以及龙潭组、梁山组、浊积沙地层对PDC钻头的不适应性直接影响钻井速度,也是钻井提速的关键所在。

(6)三开做好伽马曲线的检测,发现变化及时与地质导向沟通。防止检测储层不准,频繁调整井斜。额外增加工作量。

(7)提前储备好抗高温钻井液材料,井下工具及仪器,防止井下工具发生故障。

参考文献:

- [1] 高德利.易斜地层防斜打快钻井理论与技术探讨[J].石油钻探技术,2005,33(5):19-22.
- [2] 王清江,毛建华,韩贵金,等.定向钻井技术[M].北京:石油工业出版社,2009.
- [3] 毛利国.非常规小井眼水平井技术在十屋10平1井的应用[J].中国石油和化工标准与质量,2013,(4):177.
- [4] 寿高松,王汉杰.焦页60-1HF井钻井液关键技术应用与探索[J].化工管理,2015,(11):172.
- [5] 董树伟,熊明.某大斜度井三开井段卡钻事故分析[J].安全与环境工程,2012,(6):148-151.
- [6] 陈浩,李冰,史禹.大井斜大位移井钻井液携岩问题分析及对策[J].胜利油田职工大学学报,2009,(3):54-55.
- [7] 徐云龙.川西采气厂首口地质导向水平井钻井技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2014,41(2):1-3.
- [8] 孟祥波,陈春雷,孙长青.徐深21-平1井轨迹控制技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2014,41(1):30-32.