

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2020029

长庆油田陇东地区页岩油超长 水平段水平井钻井技术

柳伟荣, 倪华峰, 王学枫, 石仲元, 谭学斌, 王清臣

(中国石油川庆钻探工程有限公司长庆钻井总公司, 陕西西安 710018)

摘 要:长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井过程中存在井眼轨迹控制困难、机械钻速低、水平段堵漏难度大、井壁易失稳和完井套管下入困难等技术难题,为此,进行了井眼轨道设计及井眼轨迹控制技术优化,优选旋转导向钻具组合,应用高性能水基钻井液和套管漂浮下入技术,根据漏层特点和漏失速度采取不同的堵漏技术措施,形成了页岩油超长水平段水平井钻井技术。该技术在陇东地区华 H50-7 井进行了应用,顺利完成长度 4 088.00 m 的超长水平段钻进,创国内陆上油气井最长水平段纪录,表明该钻井技术可以满足陇东地区页岩油高效开发的需求,也为国内其他地区超长水平段水平井钻井提供了借鉴。

关键词:页岩油; 水平井; 堵漏; 井眼轨迹; 水基钻井液; 华 H50-7 井; 陇东地区; 长庆油田

中图分类号: TE243⁺.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2020)01-0009-06

Shale Oil Horizontal Drilling Technology with Super-Long Horizontal Laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield

LIU Weirong, NI Huafeng, WANG Xuefeng, SHI Zhongyuan, TAN Xuebin, WANG Qingchen

(Changqing Drilling Corporation, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co. Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710018, China)

Abstract: In order to solve technical problems such as the difficult control of well trajectory, low ROP, plugging difficulties in the horizontal section, sidewall instability and difficulties in running completion casing in super-long horizontal sections in shale oil in the Longdong region of the Changqing Oilfield, a shale oil horizontal drilling technology with super-long horizontal section has been formed by means of the optimization and controlling of well trajectory, the selection of rotary-steerable BHA, and the application of high-performance WBM and casing floatation running technology according to the characteristics of thief zone and leakoff rate as well as various plugging measures. This technology was successfully applied for drilling the horizontal Well H50-7 with super-long horizontal section of 4,088.00 m in Longdong Region of Changqing Oilfield, which indicated that the technology could solve the technical difficulties of horizontal wells with a super-long horizontal section, to provide technical support for shale oil development in this region

Key words: shale oil; horizontal well; loss circulation control; hole trajectory; water base drilling fluid; Well H50-7; Longdong Region; Changqing Oilfield

近年来,长庆油田在陇东地区的中生界延长组长 7 段发现了页岩油,整体探明储量 $10 \times 10^9 \text{ t}^{[1]}$,但页岩油储层品位低、物性差、开采难度大,应用传统常规开发技术无法获得工业油流。为此,该地区应用三维超长水平段水平井技术进行开发,并取得了较好的开发效果,但水平井钻井过程中,存在滑动钻进托压严重、钻井速度低、井身质量不合格、井壁失稳,水平段地层造浆严重、堵漏难度大、摩阻扭矩大、下套管遇阻和固井质量不合格等技术难点^[2]。

为此,通过井眼轨道优化设计,采取相应井眼轨迹控制措施,优选钻具组合^[3],研制应用高性能水基钻井液^[4],并应用新型堵漏材料和漂浮下套管技术,形成了页岩油超长水平段水平井钻井技术。该技术在

收稿日期:2019-11-15; 改回日期:2019-12-12。

作者简介:柳伟荣(1981—),男,浙江浦江人,2001年毕业于重庆石油高等专科学校,2008年获西安石油大学石油工程专业学士学位,高级工程师,主要从事钻井技术研究工作。E-mail: lwr2000_2001@qq.com。

长庆油田陇东地区华 H50-7 井进行了应用,顺利完成长度 4 088.00 m 的超长水平段施工,创国内陆上油气井最长水平段纪录,为该地区页岩油高效开发提供了技术支持。

1 地层特点及钻井技术难点

1.1 地层特点

陇东地区页岩油水平井一般设计井深 3 500.00~4 500.00 m,水平段长度 1 500.00~3 000.00 m。钻遇地层从上至下为第四系,白垩系环河组、华池组、洛河组,侏罗系安定组、直罗组、延安组和三叠系延长组,目的层为延长组长 7 段。第四系为胶结疏松的黄土层,可钻性好,胶结差,易漏、易垮塌。侏罗系安定组、直罗组和延安组的砂岩层埋藏浅,欠压实,易发生渗漏。延长组长 7 段为深灰色、灰黑色泥岩、页岩与灰色、灰绿色粉砂岩互层,易发生油气侵,易垮塌^[5]。洛河组地层承压能力满足水平井施工要求的区块,水平井采用二开井身结构: $\phi 311.1$ mm 钻头 $\times \phi 244.5$ mm 表层套管+ $\phi 215.9$ mm 钻头 $\times \phi 139.7$ mm 油层套管;目的层压力异常、洛河组地层漏失严重、直罗组地层坍塌严重、偏移距大于 500.00 m 和水平段长度超过 2 500.00 m 的区块,水平井采用三开井身结构: $\phi 393.1$ mm 钻头 $\times \phi 339.7$ mm 表层套管+ $\phi 311.1$ mm 钻头 $\times \phi 244.5$ mm 技术套管+ $\phi 215.9$ mm 钻头 $\times \phi 139.7$ mm 油层套管。表层套管封固胶结疏松的第四系地层,技术套管封固上部易漏的洛河组地层和易垮塌的直罗组、延安组地层,各开次固井水泥浆均返至地面。

1.2 钻井技术难点

1) 三维水平井斜井段井眼轨迹控制难度大^[6]。页岩油采用丛式水平井井组开发,普遍存在 200.00~600.00 m 偏移距和 400.00~800.00 m 靶前距,造斜段钻进过程中井斜角不仅要逐步增大,同时还要调整方位角。钻进时要求以 87°~89°的井斜角精准进入纵向 ± 1.00 m、横向 ± 20.00 m 的靶区,对井眼轨迹控制精度要求高。

2) 长水平段钻进过程中摩阻扭矩较大^[7],滑动钻进困难。水平段超过 2 000.00 m 后,钻具下放摩阻达到 300~400 kN,扭矩达到 25 000~30 000 N·m,易发生钻具胀扣和疲劳损坏。滑动钻进时工具面无法及时调整到位,钻进效率低。

3) 水平段井壁稳定性差^[8]。水平段泥岩坍塌压力较高,需采用较高密度的钻井液才能维持井壁稳

定,但这易引起井漏。水平段所处的长 7 段地层含有灰黑色泥岩、黑色泥岩和碳质泥岩,易发生坍塌,坍塌压力 23.8~26.7 MPa,需采用密度 1.25~1.40 kg/L 的钻井液才能维持井壁稳定。

4) 部分水平井的水平段存在断层漏失带,容易发生井漏,且堵漏难度大^[9]。堵漏材料、水泥浆先进入水平段下缘,堵漏材料在断层顶部堆积、留置的难度大,常规堵漏方法的堵漏效果差,严重影响钻井速度。

5) 油层套管下入摩阻大,难以保证一次顺利下至设计井深^[10]。下套管作业时间长,水平段套管紧贴下井壁易发生压差卡钻,经过泥岩段时易遇阻,后期套管下放摩阻最大达到 400~500 kN。

2 钻井关键技术

2.1 三维井眼轨迹控制技术

针对三维水平井井眼轨迹控制难度大的问题,采用较成熟的“1.5°单弯螺杆+MWD+方位伽马”定向井眼轨迹控制技术。

1) 优化井眼轨道设计^[11]。根据“小井斜消偏-稳斜扭方位-增斜入窗”的设计思路,在井斜角不大于 30°时将方位角调整到位,以减少滑动钻进工作量。滑动钻进时上下大幅度活动钻具,以降低滑动摩阻。滑动钻进中根据钻时、钻压和工具面角,重新确定反扭角,调整工具面。增斜入窗井段将原来的“一段制”优化设计成“两段制”,以提高第二增斜段的机动性。

2) 优选造斜钻具组合。采用 7/8 头螺杆,螺杆外径由 165.0 mm 增至 172.0 mm,以增大螺杆输出功率;螺杆级数由 3.5 级增至 5.5 级,以增大螺杆压降;转速提高到 150 r/min,以提高破岩效率^[12]。采用无磁抗压钻杆,增强钻具组合的柔性,以提高滑动钻进的增斜率。使用水力振荡器,以降摩减阻,保证滑动钻进效率。

3) 使用强抑制性钻井液^[13]。使用全絮凝无固相钻井液,强化絮凝,造斜段钻至井斜角 40°~50°(安定组),进入直罗组地层后,提高钻井液的抑制性和防塌性能,并兼顾絮凝;井斜角达到 60°或出现托压和井壁失稳现象时,转换为复合盐钻井液,并提高钻井液的密度,降低其滤失量和固相含量,增强其抑制性。

2.2 钻具组合优选

针对长水平段水平井钻井存在偏移距、水平段

长和井眼轨迹控制难的情况,采用倒装钻具组合,使用斜台阶 G105 加重钻杆和 S135 钻杆,以保证钻压的传递。采用旋转导向钻具组合钻长水平段,以改变钻具与地层之间的摩擦方式,防止钻具组合发生屈曲,提高钻井速度。旋转导向钻具组合为 $\phi 215.9$ mm PDC 钻头 $\times 0.35$ m + $\phi 200.0$ mm 旋转导向头 $\times 2.17$ m + $\phi 208.0$ mm 电动机 $\times 7.77$ m + $\phi 208.0$ mm 稳定器 $\times 1.31$ m + $\phi 173.0$ mm 测量短节 $\times 5.16$ m + $\phi 172.0$ mm 脉冲器发电机 $\times 3.24$ m + $\phi 176.0$ mm 上截止短节 $\times 0.77$ m + $411 \times 460 \times 0.50$ m + $\phi 212.0$ mm 球形稳定器 $\times 1.01$ m + 回压阀 $\times 0.44$ m + $461 \times 410 \times 0.47$ m + $\phi 127.0$ mm

加重钻杆 $\times 56.63$ m + $\phi 127.0$ mm S135 钻杆 + $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 $\times 369.84$ m + $\phi 127.0$ mm S135 钻杆。

为了防止水平段钻井过程中的最大扭矩大于钻杆抗扭强度、起钻上提力大于钻杆抗拉强度和下钻时钻具发生屈曲现象,利用 Landmark 软件,按照设计井深 6 000.00 m、水平段长 4 000.00 m,钻井液密度 1.25 kg/L,旋转钻进钻压 50 kN,钻头扭矩 2 630 N·m,套管内摩擦系数 0.10,裸眼摩擦系数 0.15,滑动钻进钻压 30 kN, $\phi 127.0$ mm S135 钻杆,计算旋转钻进、起钻及下钻等工况下的扭矩、轴向拉力和钻具屈曲情况,结果如表 1 所示。

表 1 水平段不同工况下的扭矩、轴向拉力和钻具屈曲情况

Table 1 Torque, axial tension and buckling of drilling tool under different operation conditions in horizontal section

| 工况 | 大钩载荷/kN | 地面扭矩/(kN·m) | 中和点距钻头距离/m | 中和点井深/m | 摩阻/kN | 钻柱伸长/m | 最大侧向力/kN |
|------|----------|-------------|------------|----------|--------|--------|----------|
| 起钻 | 1 059.00 | 0 | 0 | 6 215.96 | 251.80 | 2.97 | 133.30 |
| 下钻 | 569.70 | 0 | 4 708.87 | 1 507.09 | 238.80 | -0.17 | 123.70 |
| 滑动钻进 | 529.10 | 0 | 4 854.67 | 1 361.29 | 246.60 | -0.58 | 126.90 |
| 旋转钻进 | 756.40 | 21.31 | 4 267.60 | 1 948.36 | 0 | 0.83 | 126.60 |

由表 1 可看出:旋转钻至井底时的地面扭矩为 21.31 kN·m,结合该地区 2 000.00 m 长水平段水平井完钻时地面扭矩为 19.56 kN·m 的情况,校核后的地面扭矩为 40.87 kN·m,小于 $\phi 127.0$ mm S135 钻杆接头的抗扭强度(43.00 kN·m);起钻时的轴向拉力为 1 059.00 kN,校核后为 1 470.00 kN,小于 $\phi 127.0$ mm S135 钻杆的抗拉强度(3 170.00 kN),说明该钻具组合的强度能够满足安全钻井要求。

2.3 高性能水基钻井液

为满足水平段泥岩井壁稳定及快速钻进需求,钻井液应具有密度适当、固相含量低、抑制性与封堵性强以及润滑性良好的特性。陇东地区长 7 段地层泥岩含量普遍为 10%~20%,最高达 40%,钻遇泥岩时井壁垮塌严重,且水平段越长,钻遇泥岩的概率越高,已钻井泥岩钻遇率最高达到 59%。为了控制水平段泥岩井壁垮塌,需要采用抑制性强、固相含量低和密度大于 1.20 kg/L 的钻井液。为此,优选了以甲酸钠为主要成分的复合盐 CQFY 作为抑制剂^[14],通过增大复合盐 CQFY 的加量提高钻井液的密度,实现钻井液无固相与强抑制的目标。

通过配方优化试验,确定超长水平段水平井高性能水基钻井液配方为:0.2%~0.3% 流性调节剂+1.5%~2.0% 低黏降滤失剂+0.5%~1.0% 共聚物

降滤失剂+2.0%~4.0% 惰性封堵剂+1.0%~2.0% 活性封堵剂+25.0~35.0% CQFY+2.0%~5.0% 抗盐润滑剂。进入造斜段后,通过增大复合盐 CQFY 加量,逐步提高钻井液密度,入窗时将钻井液密度提高至 1.20 kg/L。定时定量添加聚合物类防塌处理剂,以维持钻井液的抑制性。钻遇泥岩时,将降滤失封堵剂的加量提高至 1.5%~2.0%,以提高钻井液的封堵性,降低钻井液的滤失量,形成致密坚韧的滤饼,保护井壁。钻进期间根据钻井液的常规性能参数和流变参数判断钻井液的流态和固相含量,如固相含量增大,应增大复合盐的加量,替换部分钻井液,以保持钻井液性能稳定;新替换钻井液中加入 0.5% 液体润滑剂,以降低水平段摩阻。

2.4 水平段堵漏技术

目的层长 7 段发育大孔、中孔、小孔、微孔及纳米级孔等多尺度孔,孔隙度 4%~12%,钻进过程中井漏时有发生。观察长 7 段岩心发现,岩心存在横向或纵向裂缝。漏速小于 5 m³/h 时,可采用随钻堵漏方式堵漏,为了保证井下旋转导向仪器正常工作,选择颗粒较小、刚性较弱的堵漏材料,堵漏浆的配方为:钻井液+5.0% 小颗粒桥塞堵剂+5.0% 单向压力封闭剂。漏速大于 5 m³/h 时,采用超分子凝胶或低密度水泥等新型堵漏材料堵漏,可选取粒径

大、刚性强度高的堵漏材料。超分子凝胶堵漏浆的配方为：钻井液+10.0%Ⅲ型超分子结构剂+1.5%Ⅰ型超分子凝胶+3.0%单向压力暂堵剂。低密度堵漏浆的配方为：清水+160.0%DLY-2颗粒级配堵剂+0.5%G407R1+0.5%G405-GXP。

现场根据漏速采取相应的堵漏技术措施：1)漏速小于3 m³/h时，采用随钻堵漏方式保持钻进；2)漏速为3~5 m³/h时，采用随钻堵漏方式堵漏，并适当降低排量继续钻进；3)漏速为5~10 m³/h时，下光钻杆打桥塞挤封堵剂堵漏；4)漏速为10~20 m³/h，下光钻杆注入超分子凝胶堵漏浆堵漏；5)漏速大于20 m³/h时，下光钻杆注入低密度堵漏浆进行堵漏。

2.5 漂浮下套管技术

由于水平段较长，井眼轨迹调整频繁且调整幅度较大，导致井筒摩阻系数较大，增大了下套管难度。为此，应用了漂浮下套管技术^[15]，并采取辅助技术措施，以保证将套管顺利下至设计井深。

1)下套管前通井。通井钻具组合： $\phi 215.9$ mm 牙轮钻头(不装喷嘴)+ $\phi 210.0$ mm 钢性稳定器+ $\phi 127.0$ mm S135 钻杆 $\times 120.00$ m+ $\phi 165.0$ mm 岩屑床清除器 1+ $\phi 127.0$ mm S135 钻杆 $\times 120.00$ m+ $\phi 165.0$ mm 岩屑床清除器 2+ $\phi 127.0$ mm S135 钻杆 $\times 120.00$ m+ $\phi 165.0$ mm 岩屑床清除器 3+ $\phi 127.0$ mm S135 钻杆 $\times 120.00$ m+ $\phi 165.0$ mm 岩屑床清除器 4+ $\phi 127.0$ mm S135 钻杆。在入窗点、水平段每500.00 m大排量循环1周，以破坏岩屑床，通井到底后大排量循环2周，短起下验证泥岩井壁稳定可靠，监测上提下放摩阻。

2)水平段替入加入3.0%~4.0%液体润滑剂和6.0%~8.0%固体润滑剂的钻井液，以降低水平段的摩擦系数。

3)采用销钉式漂浮接箍和盲板式漂浮接箍，以降低水平段摩阻。

4)利用Landmark软件，优选漂浮段长。综合考虑直井段和斜井段套管悬重与下入摩阻，计算不同摩阻系数、漂浮段长下，套管下放时的大钩载荷和套管所受轴向力，以优选漂浮段长。

图1为华H50-7井不同摩阻系数下下放生产套管时的大钩载荷。图2为华H50-7井生产套管漂浮段长为3400.00 m时不同工况下所受轴向力。由图1可以看出，摩阻系数为0.23时，大钩载荷为290 kN，大于顶驱重量240 kN，下至井底时尚有50 kN下推力。由图2可以看出，套管下到井底时井口套管轴向力为250 kN，大于螺旋屈曲值，说明下套管过程

中不会发生螺旋屈曲，能保证套管一次下至井底。

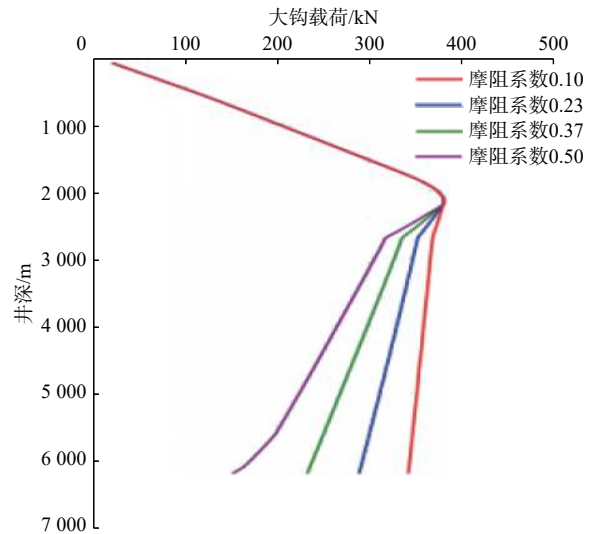


图1 不同摩阻系数下生产套管下放大钩载荷

Fig.1 Set down hook load with production casing under different friction coefficients

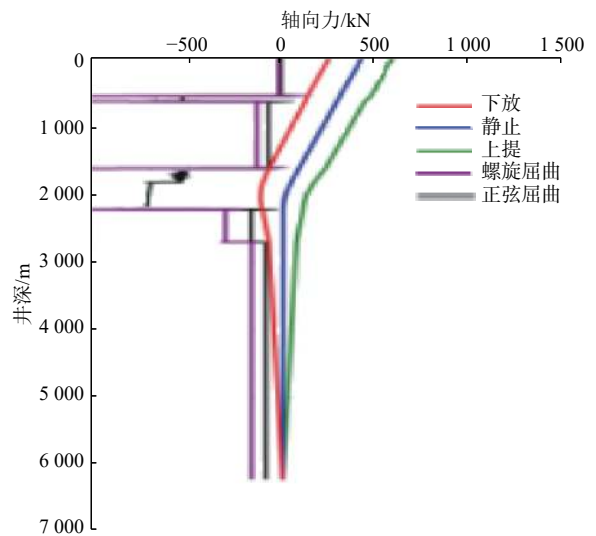


图2 不同工况下生产套管的轴向力

Fig.2 Axial force of production casing under different operation conditions

5)合理使用滚珠扶正器，将套管与井壁之间的滑动摩擦变为滚动摩擦，以降低套管与井壁间的摩阻。

6)改进下套管工具，提高下套管速度，防止套管内落物。优化灌浆方式，采取管内隔离措施，缩短套管静止时间，以防止发生压差卡套管。

3 典型井例

3.1 井眼概况

长庆油田在陇东地区部署了一口设计井深

6 216.00 m、水平段长 4 000.00 m 的三维页岩油水平井——华 H50-7 井。该井目的层为延长组长 7_1^2 段, 为深灰色、灰黑色泥页岩与灰色、灰绿色粉砂岩互层。采用“导管+三开”井身结构: $\phi 558.0$ mm 钻头 $\times \phi 426.0$ mm 导管 $\times 103.00$ m + $\phi 393.1$ mm 钻头 $\times \phi 339.7$ mm 套管 $\times 291.00$ m + $\phi 311.1$ mm 钻头 $\times \phi 244.5$ mm 套管 $\times 2 292.00$ m + $\phi 215.9$ mm 钻头 $\times \phi 139.7$ mm 套管 $\times 6 216.00$ m。 $\phi 244.5$ mm 套管下至入窗点, 封隔延长组以上复杂地层。

该井斜井段长达 2 000.00 m, 偏移距 156.00 m, 靶前距 399.00 m, 钻进时存在以下技术难点: 1) 二开后要求使用 $\phi 311.1$ mm 钻头钻至井深 1 500.00 m 前消除偏移距, 利用两段增斜法准确入窗, 井眼轨迹控制难度大; 2) 钻井泵动力不足, 排量受限, 环空上返速度难以达到快速携岩要求, 钻头易泥包, 滑动增斜困难, 机械钻速低; 3) 水平段泥岩层坍塌压力较高, 需采用较高密度的钻井液, 容易诱发井漏; 4) 水平段 (2 716.00~3 120.00 m 井段) 存在断层漏失带, 容易发生失返性井漏, 堵漏难度大; 5) 水平段长达 4 000.00 m, 钻井过程中摩阻扭矩较大; 6) 生产套管下入难度大, 难以保证一次顺利下至井底。

3.2 实钻效果

1) 二开小井斜井段采用螺杆钻具+常规 PDC 钻头复合钻井技术迅速消除偏移距, 使用 2 只混合钻头快速入窗; 配备 3 台 F1600-HL 型耐压 52 MPa 的超高压钻井泵, 满足了钻井排量达到 50 L/s 的要求, 解决了 $\phi 311.1$ mm 钻头易泥包、大斜度井段滑动钻

进托压、增斜率不足、机械钻速低的问题。表 2 为斜井段钻井技术指标。

表 2 $\phi 311.1$ mm 斜井段钻井技术指标

Table 2 Drilling technical indexes of $\phi 311.1$ mm deviated section

| 钻头型号 | 钻进井段/m | 进尺/m | 机械钻速/ (m·h ⁻¹) |
|-------------|-------------------|----------|-------------------------------|
| ES1656/S323 | 291.00~1667.00 | 1 376.00 | 13.36 |
| EHS1617Q9混合 | 1 667.00~2 053.00 | 386.00 | 5.51 |
| SH533混合 | 2 053.00~2 293.00 | 240.00 | 6.00 |

由表 2 可以看出, 斜井段平均机械钻速 8.11 m/h, 比前期同井型城页 X 井 (二开使用 PDC 钻头, 平均机械钻速 7.35 m/h) 提高了 10.3%。第一增斜段 (1 750.00~2 050.00 m) 和第二增斜段 (2 050.00~2 179.00 m) 增斜率分别达到 (4.0°~4.5°)/30m 和 (5.0°~5.5°)/30m, 顺利中靶。由此可见, 对于三维水平井 $\phi 311.1$ mm 大斜度井段, 使用混合钻头比使用 PDC 钻头更有利提高机械钻速。

2) 三开井段采用高性能水基钻井液。钻进水平段时高性能水基钻井液的性能: 密度 1.22~1.33 kg/L, 漏斗黏度 57 s, 滤失量 4 mL。控制固相含量小于 10%、膨润土含量小于 20 g/L, 动塑比调整在 0.5~0.6, 六速旋转黏度计 3 和 6 r/min 下的读数分别为 5~8 和 6~9, 降低了摩阻, 保证了井下安全, 尤其是钻至井深 5 391.00 m 发生井漏后, 钻井液补充量大, 钻井液性能波动大, 井下未出现井壁垮塌。后续井段钻井液性能稳定 (见表 3), 直至完钻未发生井壁失稳事故。

表 3 水平段水基钻井液的性能

Table 3 Performance of water-based mud in horizontal section

| 井段/m | 漏斗黏度/s | 密度/(kg·L ⁻¹) | API滤失量/mL | 动切力/Pa | 动塑比 | $\phi 6/\phi 3$ | 低剪切速率切力/Pa | 活度 |
|-------------------|--------|--------------------------|-----------|--------|---------|-----------------|------------|------|
| 2 293.00~3 678.00 | 52~55 | 1.25~1.30 | 3 | 7~8 | 0.5~0.6 | 5/4 | 3 | 0.71 |
| 3 678.00~4 900.00 | 55~60 | 1.30~1.33 | 3 | 9~10 | 0.5~0.6 | 7/6 | 5 | 0.69 |
| 4 900.00~5 642.00 | 47~52 | 1.23~1.24 | 4 | 5~6 | 0.4~0.5 | 4/3 | 2 | 0.73 |
| 5 642.00~6 266.00 | 55~62 | 1.23~1.24 | 2 | 10~12 | 0.5~0.6 | 9/8 | 7 | 0.69 |

3) 水平段钻至井深 4 894.00 和 5 391.00 m 时发生漏速 15 m³/h 的失返性漏失。在第 1 个漏点 (井深 4 894.00 m) 分 2 次泵入 80 m³ 超分子凝胶堵漏浆堵漏, 堵漏后加压至 8.5 MPa, 10 min 压力未降低。在第 2 个漏点 (井深 5 391.00 m) 泵入“纤维水泥+锥形四面体堵漏材料+刚性颗粒堵漏材料”工作液 25 m³, 候凝 24 h 后扫塞, 漏速降至 2~6 m³/h。根据漏失速度和地层反吐情况, 将钻井液密度降至 1.23 kg/L 进行随钻堵漏, 直至钻至完钻井深。

4) 为增大钻压, 直井段使用 45 根 $\phi 127.0$ mm G105

加重钻杆, 其余井段使用 $\phi 127.0$ mm S135 钻杆。水平段采用旋转导向技术钻进, 以克服长水平段滑动钻进困难的问题。完钻前顶驱最大扭矩 40 kN·m, 最大上提力 1 400 kN, 通井时通井钻具组合顺利下至井底, 未发生钻具屈曲现象。

5) 下套管前使用 4 个岩屑床清除器, 分段破坏岩屑床。水平段替入加入 6.0% 液体聚合醇+2.0% 固体聚合醇+2.0%HLR-3 润滑剂+5.0% 石墨+4.5% 玻璃微珠+2.0% 液体润滑剂的钻井液。下套管前井底钻具上提下放摩阻仅 300 kN。套管柱端部使用旋转

引鞋,采用NDS漂浮接箍,漂浮段长度为水平段趾端的3 500.00 m。套管柱进入水平段1 322.00 m后开始接漂浮接箍,随后每下入1根套管灌1次钻井液。使用 $\phi 210.0$ mm整体式弹性扶正器,间隔50.00~100.00 m安放一个。生产套管一次顺利下至设计井深,未出现下放遇阻现象。

4 结论与认识

1)通过优选钻具组合、钻头,特别是斜井段使用混合钻头,降低了摩阻,提高了机械钻速。旋转导向钻井技术提高了长水平段井眼轨迹的控制能力及机械钻速,形成了适用于陇东页岩油超长水平段水平井的钻井技术。

2)优选出了适用于延长组页岩油水平井的高性能水基钻井液,其具有良好的润滑性和强抑制性,能防止长水平段井壁坍塌,降低摩阻和扭矩。

3)采用漂浮下套管技术,优选漂浮长度,能降低套管下入难度和摩阻,可保证套管顺利下至设计位置,对更长水平段水平井下套管作业有一定的借鉴作用。

4)应用超分子凝胶和纤维水泥长水平段堵漏技术能提高堵漏成功率,缩短钻井损失时间,有助于减轻超长水平段井漏堵漏导致的“呼吸”效应。

参 考 文 献

References

- [1] 付金华,李士祥,刘显阳.鄂尔多斯盆地石油勘探地质理论与实践[J].天然气地球科学,2013,24(6):1091-1101.
FU Jinhua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Oil explore geological theory and application in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1091-1101.
- [2] 郭元恒,何世明,刘忠飞,等.长水平段水平井钻井技术难点分析及对策[J].石油钻采工艺,2013,35(1):14-81.
GUO Yuanheng, HE Shiming, LIU Zhongfei, et al. Difficulties and countermeasures for drilling long lateral-section horizontal wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(1): 14-81.
- [3] 王建龙,齐昌利,柳鹤,等.沧东凹陷致密油气藏水平井钻井关键技术[J].石油钻探技术,2019,47(5):11-16.
WANG Jianlong, QI Changli, LIU He, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in tight oil and gas reservoirs in the Cangdong Sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 11-16.
- [4] 侯杰,刘永贵,李海.高性能水基钻井液在大庆油田致密油藏水平井中的应用[J].石油钻探技术,2015,43(4):59-65.
HOU Jie, LIU Yonggui, LI Hai. Application of high-performance water-based drilling fluid for horizontal wells in tight reservoirs of Daqing Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(4): 59-65.
- [5] 王万庆.陇东气田水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2017,45(2):15-19.
WANG Wanqing. Horizontal drilling techniques in Longdong Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(2): 15-19.
- [6] 陶丽杰.添加虚拟靶区优化三维水平井井眼轨道[J].断块油气田,2015,22(2):267-269.
TAO Lijie. Optimization on 3D trajectory of horizontal well by adding theoretical target[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(2): 267-269.
- [7] 韩来聚,牛洪波.对长水平段水平井钻井技术的几点认识[J].石油钻探技术,2014,42(2):7-11.
HAN Laiju, NIU Hongbo. Understandings on drilling technology for long horizontal section wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(2): 7-11.
- [8] 张映红,路保平,陈作,等.中国陆相致密油开采技术发展策略思考[J].石油钻探技术,2015,43(1):1-6.
ZHANG Yinghong, LU Baoping, CHEN Zuo, et al. Technical strategy thinking for developing continental tight oil in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 1-6.
- [9] 杨力.彭水区块页岩气水平井防漏堵漏技术探讨[J].石油钻探技术,2013,41(5):16-20.
YANG Li. Leak prevention and plugging techniques for shale gas horizontal wells in Pengshui Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 16-20.
- [10] 陈述,张文华,王雷,等.委内瑞拉浅层高水垂比三维水平井下套管工艺[J].石油钻探技术,2013,41(1):56-60.
CHEN Shu, ZHANG Wenhua, WANG Lei, et al. Casing running technology for high horizontal-displacement to vertical-depth ratio 3D shallow layer horizontal well in Venezuela[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 56-60.
- [11] 沈国兵,刘明国,晁文学,等.涪陵页岩气田三维水平井井眼轨迹控制技术[J].石油钻探技术,2016,44(2):10-15.
SHEN Guobing, LIU Mingguo, CHAO Wenxue, et al. 3D trajectory control technology for horizontal wells in the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 10-15.
- [12] 史玉才,管志川,张欣,等.使用螺杆钻具条件下钻井水力参数优化设计方法[J].石油钻探技术,2014,42(2):33-36.
SHI Yucai, GUAN Zhichuan, ZHANG Xin, et al. Optimization methods for drilling hydraulic parameters when using positive displacement down-hole motor[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(2): 33-36.
- [13] 林永学,王显光,李荣府.页岩气水平井低油水比油基钻井液研制及应用[J].石油钻探技术,2016,44(2):28-33.
LIN Yongxue, WANG Xianguang, LI Rongfu. Development of oil-based drilling fluid with low oil-water ratio and its application to drilling horizontal shale gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 28-33.
- [14] 叶艳,安文华,尹达,等.高密度甲酸盐钻井液配方优选及其性能评价[J].钻井液与完井液,2014,31(1):37-39.
YE Yan, AN Wenhua, YIN Da, et al. Formulation optimizing and performance evaluation of high-density formate drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2014, 31(1): 37-39.
- [15] 张明昌,张新亮,高剑玮.新型XPJQ系列下套管漂浮减阻器的研制与试验[J].石油钻探技术,2014,42(5):114-118.
ZHANG Mingchang, ZHANG Xinliang, GAO Jianwei. Developing and testing XPJQ series floating friction reducers for running casing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 114-118.