

元坝1-侧1井超深小井眼侧钻井技术

郭元恒¹ 张进双²

(1. 中国石油化工股份有限公司 勘探开发事业部,北京 100728;2. 中国石化 石油工程技术研究院,北京 100101)

摘要:元坝1-侧1井是一口高温高压超深小井眼侧钻井,侧钻时存在很多技术难点:小尺寸高强度套管开窗困难;窗口附近地层岩石硬度大、研磨性强;井底温度高;井斜角大、裸眼段长,易形成岩屑床;储层富含H₂S;循环压耗大。通过优化钻具组合、优选钻井液体系及采用高温井下动力钻具复合钻井技术,成功解决了以上技术难题,安全、高效、优质地完成了钻井作业任务,为今后同类侧钻井施工提供了参考。从深井高强度套管开窗、高温高压井眼轨迹控制、长裸眼优质钻井液等方面对元坝1-侧1井的施工过程进行了详细介绍。

关键词:超深井;侧钻;钻具组合;随钻测井;井眼轨迹;元坝1-侧1井

中图分类号:TE243;TE246 **文献标识码:**B **文章编号:**1001-0890(2010)06-0113-03

Sidetrack Technology of Well Yuanba1-C1 with Ultra-Deep Slim Hole

Guo Yuanheng¹ Zhang Jinshuang²

(1. Petroleum Engineering Management Department, Sinopec, Beijing, 100728, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Well Yuanba1-C1 was a sidetrack well with ultra-deep slim hole under high pressure high temperature. There were several drilling problems such as: high strength casing sidetrack in slim hole, high rock hardness & abrasivity, high temperature, high inclination & long open borehole, high concentration of H₂S in reservoir and high circulation pressure loss, etc. In this well's sidetrack operation, the following technologies were used: optimized BHA, premium drilling fluid system, thermostable PDM and PDC bit. All these achieved a safe, efficient, high-grade drilling, and offered precious experiences for similar sidetrack operation. The sidetrack technologies in high strength casing, well trajectory control in HPHT well and high quality drilling fluid for long open hole are introduced in this paper.

Key words: ultradeep well; sidetracking; bottom hole assembly; logging while drilling; hole trajectory; Well Yuanba 1-C1

1 元坝1-侧1井概况

元坝1-侧1井位于川东北巴中低缓构造带,通过在元坝1井上部进行开窗侧钻来评价元坝岩性圈闭长兴组—飞仙关组礁滩相储层的发育情况和含气性。

元坝1井下入了φ193.7 mm尾管并回接至井口固井,水泥返至地面^[1-3]。元坝1-侧1井在元坝1井φ193.7 mm套管5 822.84~5 825.84 m处开窗侧钻,采用φ165.1 mm钻头钻至目的井深7 427.23 m,侧钻井段长1 601.39 m,下套管射孔完井。该井侧钻时应用了多种先进钻井工艺,克服了侧钻点深

(5 822.84 m)、井底温度高(160 °C)、地层压力大(当量钻井液密度1.48 kg/L)、小尺寸井眼施工风险大等难题,成功钻至设计井深7 427.23 m,最大井斜角56.12°,水平位移895.3 m。元坝1-侧1井的钻探成功揭示了元坝探区海相碳酸盐岩的良好储气特性,为该地区及国内超深井小井眼侧钻作业提供了可借鉴的经验。

收稿日期:2009-11-18;改回日期:2010-10-22

作者简介:郭元恒(1962—),男,1988年毕业于西南石油学院钻井工程专业,高级工程师,主要从事钻井新技术推广和工程管理工作。

联系方式:(010)59968520,gyhzjy@126.com

2 侧钻技术难点

四川盆地元坝区块普遍具有以下地质特点:钻井深度深、储层温度高且富含 H_2S ^[1-4]。上述地质环境因素导致侧钻井存在以下技术难点:

1) 小尺寸高强度套管开窗困难。该井 $\phi 193.7$ mm 套管为国产套管,钢级 TP125S,套管硬度大(硬度为 32HRC)且为非常规尺寸套管,与 API 标准斜向器卡瓦配合度不好,易导致斜向器以及桥塞坐挂失败。

2) 窗口附近地层岩石硬度大、研磨性强,UCS 非限制性压实强度达到 140~280 MPa,开窗定向钻进速度较慢。

3) 井底温度高,超过国内主要测量仪器的推荐额定值,随钻测斜工具 MWD 在 160 °C 高温的超深井况下工作,信号不稳定。

4) 井斜角大、裸眼段长,井底位移大、井眼清洗困难,容易形成岩屑床。

5) 元坝区块储层富含 H_2S ,高钢级(S135)钻杆容易发生氢脆,现有 $\phi 101.6$ mm G105 钻杆和 $\phi 88.9$ mm 加重钻杆的重量加上摩阻接近钻具抗拉强度的 85%,超拉余量小。

6) 钻具水眼小,循环压耗大,泵压高;循环系统(钻井泵、高压管汇、水龙带、立管管汇、顶驱)在极限工况下长期工作,容易出现刺漏等复杂情况。

3 侧钻井关键技术

3.1 深井高强度套管开窗技术

元坝 1-侧 1 井开窗侧钻采用了一次性开窗磨铣工具和斜向器组合(Quickcut 液压坐挂式斜向器+快速开窗磨鞋),坐挂斜向器和开窗作业一趟钻完成。最初下入过程中出现了斜向器坐挂失效问题,分析原因为: $\phi 193.7$ mm TP125S 套管钢级高、硬度大、斜向器卡瓦牙难以吃入套管内壁(套管内径为 168.28 mm,斜向器的最大悬挂外径只有 172.00 mm,两者尺寸接近,悬挂力过小,斜向器只能承受 80 kN 的下推力,导致开窗作业打滑失效。通过对套管参数进一步分析和测量、计算,改进了斜向器,将斜向器最大悬挂外径增大至 178.00~180.00 mm,再次下入、成功坐挂。

1) 下入刮管钻具组合对套管进行通径,分段将原密度为 1.85 kg/L 的钻井液反循环替换为密度 1.05 kg/L 的开窗钻井液。下入改进后的液压式斜

向器坐挂成功,斜向器顶部井深 5 822.84 m,底部井深 5 828.00 m,采用陀螺测斜仪测斜,确认液压斜向器成功坐挂,方位角为 186.91°。

2) 开窗钻具组合下至井深 5 822.84 m,探斜向器顶部,下压 100 kN 确认斜向器坐挂成功,循环处理钻井液,将钻井液密度提高至 1.40 kg/L。在 5 822.84~5 825.84 m 井段进行套管开窗。泵入 4 m³ 高黏钻井液,试磨铣至井深 5 828.29 m,在窗口位置上下划眼修理窗口,停泵上提下放活动钻具,直至磨鞋过窗口没有阻挂。

3.2 高温高压井眼轨迹控制技术

元坝 1-侧 1 井在定向钻进中钻遇的地层硬度大,需采用较高的钻压和高扭矩螺杆来提高机械钻速。由于地层温度高以及储层含硫特性,螺杆需要耐高温以及具有一定抗 H_2S 腐蚀能力的定子和轴承。该井使用了威德福公司的 ME4563-ML 高扭矩定向螺杆,其最大工作扭矩 3 950 N·m,最大工作排量 17.3 L/s,最高工作温度为 180 °C。随钻测量仪器最高工作温度 150 °C,井底温度超过了随钻测量仪器的耐温上限,于是通过采取短起下钻和循环钻井液冷却等措施,基本满足了该井随钻测量仪器的工作要求。

3.2.1 定向段

定向钻具组合: $\phi 165.1$ mm MX-30 牙轮钻头(无喷嘴)×0.2 m+ $\phi 120.0$ mm 1.15°螺杆×7.7 m+MWD×1.1 m+ $\phi 120.7$ mm 无磁钻铤×19.0 m+ $\phi 88.9$ mm 加重钻杆×9.2 m+ $\phi 120.7$ mm 随钻震击器×9.2 m+定向接头×1.1 m+变扣接头×0.5 m。下钻过程中,每下入 20 柱钻杆灌一次钻井液,每下 1 000 m 测试一次 MWD 信号。

钻进过程:下钻到井底,试钻进井段 5 828.29~5 829.65 m,钻压 20~70 kN,转速 30~50 r/min,泵压 18.5~19.5 MPa,扭矩 2.5 kN·m;下陀螺测斜仪(加隔热套)测斜,滑动钻进时工具面角为 233°,接 $\phi 101.6$ mm 单根滑动钻至井深 5 840.8 m,钻压 20~80 kN,泵压 18.5~19.5 MPa;定向工具出窗口后,旋转钻进 20 m, MWD 出套管窗口进行试测斜,显示方位角为 213°。

3.2.2 增斜段

增斜钻具组合: $\phi 165.1$ mm HCM406Z PDC 钻头(无喷嘴)×0.2 m+ $\phi 120.0$ mm 1.15°螺杆×7.8 m+MWD×1.1 m+ $\phi 120.7$ mm 无磁钻铤×19.0 m+

$\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 27.6$ m + $\phi 120.7$ mm 随钻震击器 $\times 9.2$ m + $\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 73.8$ m + 变扣接头 $\times 0.5$ m。7 刀翼 PDC 钻头采用了“深度切入控制”技术,专用于造斜井段,在刚出窗口造斜困难情况下可提高造斜能力。

钻进过程:用该套增斜钻具组合定向造斜至井斜角 49.64° ,钻至井深 6 423.00 m 起钻。钻压控制在 $20\sim40$ kN,顶驱转速 40 r/min,螺杆转速 210 r/min,泵冲 74 次/min,泵压 21 MPa,扭矩 3 kN·m,机械钻速 $1.60\sim2.23$ m/h。

3.2.3 稳斜段

带螺杆稳斜钻具组合: $\phi 165.1$ mm HCM406Z PDC 钻头(无喷嘴) $\times 0.20$ m + $\phi 120.0$ mm 1.15° 螺杆 $\times 7.76$ m + MWD $\times 1.07$ m + $\phi 120.7$ mm 无磁钻铤 $\times 18.98$ m + $\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 27.58$ m + $\phi 120.7$ mm 随钻震击器 $\times 9.21$ m + $\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 73.80$ m + 变扣接头 $\times 0.5$ m。

无螺杆/MWD 稳斜钻具组合: $\phi 165.1$ mm HCM406Z PDC 钻头 $\times 0.2$ m + 稳定器 + $\phi 120.7$ mm 无磁钻铤 $\times 1$ 根 + 稳定器 + $\phi 120.7$ mm 无磁钻铤 + $\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 27.6$ m + $\phi 120.7$ mm 随钻震击器 $\times 9.2$ m + $\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 73.8$ m + 变扣接头 $\times 0.5$ m。该钻具组合每 100 m 增斜约 2.5° ,井眼轨迹得到有效控制,保证了安全、精确中靶。

钻进过程:钻压 $30\sim50$ kN,顶驱转速 40 r/min,螺杆转速 180 r/min,泵冲 70 次/min,泵压 $23\sim25$ MPa,扭矩 $5\sim6$ kN·m,机械钻速 $3.5\sim6.5$ m/h,钻至完钻井深 7 427.23 m。

由于地质条件复杂,侧钻井在出窗口后 150 m 内造斜困难,给下部井段井眼轨迹控制带来一定难度。随着对地层的深入认识,通过优选钻头和钻井参数,使井眼轨迹很好地遵循了钻井设计。钻进后期未使用 MWD 进行随钻测斜,而是采用常规微降斜钻具组合,按照 $1^\circ/30$ m 的降斜率对井眼轨迹进行了预测,最终靶点偏移了 $20.00\sim14.19$ m,达到了设计要求。

3.3 大角度长裸眼优质钻井液体系

该井使用了 MI 泥浆公司的 DURATHERM 钻井液体系,该钻井液对油气层损害小。在大角度、长裸眼钻进过程中,尽量提高排量以避免岩屑沉降导致岩屑床的形成;3 个振动筛全部采用 200 目筛布,并通过在钻井液返出口加水和周期性开动离心机来控制钻井液密度,使钻井液保持低黏低切,以有

利于井眼清洁。

用抗高温钻井液添加剂 DRILSCALD 和 POLYDRILL(高温聚合物)增强钻井液的高温稳定性和高温降滤失性,钻井液耐温 200°C 。在预计钻开产层之前,为保证井下安全,将钻井液密度提高至 1.56 kg/L,同时采取抗 H_2S 污染预处理措施:1)维持钻井液的 pH 值在 $11.0\sim11.5$ 之间,用 H_2S 试纸随时监测钻井液中是否有 H_2S 存在;2)在进入目的层前 100 m,每方钻井液加入 $3\sim5$ kg/L 的除硫剂(海绵铁、碱式碳酸锌)。在降低钻井液固相含量的基础上,加入足量井壁稳定剂(磺化沥青等),润滑剂的含量维持在 3% 左右,以便在井壁上形成薄而光滑的泥饼,以降低扭矩和摩阻。该井裸眼段摩阻因数小于 0.1,达到油基钻井液性能水平。

4 结论及建议

1) 元坝 1-侧 1 井在 $\phi 193.7$ mm TP125S 高强度套管内下入液压斜向器成功坐挂并开窗成功,为今后国内类似作业提供了成功经验。

2) 采用了“7 刀翼高效 PDC 钻头 + 高速定向螺杆”复合钻井技术,大大提高了井眼轨迹控制能力,侧钻小井眼平均机械钻速达到 3.34 m/h。

3) 钻进过程中定期进行循环冷却,保证了 MWD 正常工作,延长了定向螺杆的工作寿命。

4) 为防止小井眼压差卡钻、降低摩阻扭矩,优选了 DURATHERM 抗温钻井液体系,通过降低钻井液固相含量、提高其润滑性能,有效保证了井下作业的安全。

参 考 文 献

- [1] 李伟廷.元坝 1 井超深井钻井技术[J].石油钻探技术,2009,37(2):94-99.
Li Weiting. Ultra-deep drilling technologies used on Well Yuanba-1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(2): 94-99.
- [2] 高绍智.元坝 1 井承压堵漏技术[J].石油钻探技术,2008,36(4):45-48.
Gao Shaozhi. Leakage control under pressure in Well Yuanba-1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(4): 45-48.
- [3] 王光磊,侯健,于承朋,等.元坝 1 井钻井设计与施工[J].石油钻探技术,2008,36(3):41-45.
Wang Guanglei, Hou Jian, Yu Chengpeng, et al. Drilling design and operation of Well Yuanba-1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 41-45.
- [4] 刘新义,张东清.川东北地区探井快速钻井技术[J].石油钻探技术,2008,36(3):37-40.
Liu Xinyi, Zhang Dongqing. Rapid drilling technology used in exploratory wells in Northeast Sichuan Area [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 37-40.