

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2019030

海南福山凹陷花东 1R 井干热岩钻井关键技术

叶顺友, 杨 灿, 王海斌, 崔广亮, 赵 峰, 董洪铎

(中国石油集团渤海钻探工程有限公司第一钻井工程分公司, 天津 300280)

摘 要: 为探索海南岛福山凹陷古近系流沙港组流三段、长流组热储情况, 在花场区块部署了第一口干热岩探井花东 1R 井, 该井钻探中存在下部地层可钻性差且井眼轨迹控制难度大、深层取心收获率难以保障、地层温度高影响钻井液性能稳定与固井质量等一系列问题。为保证花东 1R 井顺利完钻, 在分析该地域地质构造与岩性特征的基础上, 采用牙轮钻头+螺杆的钻具组合及抗高温井下测量仪器, 钻进定向井段; 根据取心井段地层特点, 优选取心工具和优化取心钻井参数, 提高取心收获率; 采用抗高温钾盐聚合物钻井液解决钻井液在高温环境下性能稳定性差的问题; 采用抗高温双凝水泥浆和采取针对性的技术措施, 保证高温环境下的固井质量。花东 1R 井实钻过程中应用上述技术措施, 克服了由地层可钻性差和地层温度高引发的钻井技术难点, 顺利完成钻井施工, 为海南岛干热岩钻探提供了借鉴。

关键词: 干热岩; 钻井设计; 牙轮钻头; 聚合物钻井液; 固井; 海南岛; 福山凹陷; 花东 1R 井

中图分类号: TK52

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)04-0010-07

Key Drilling Technologies for Hot Dry Rock in Well HD-1R in the Hainan Fushan Sag

YE Shunyou, YANG Can, WANG Haibin, CUI Guangliang, ZHAO Feng, DONG Hongduo

(The No.1 Drilling Engineering Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co. Ltd., Tianjin, 300280, China)

Abstract: In order to explore the onshore thermal reservoir of the third member of Liushagang Formation and Changliu Formation in Paleogene Fushan Sag, Hainan Island, the first hot dry rock exploration well, Well HD-1R, was deployed in Huachang Block. A series of drilling problems occurred, including poor drillability of lower formation, difficulty in wellbore trajectory control, unpredictable coring recovery in deep formation, high formation temperature which affected drilling fluid stability and cementing quality, etc. In order to ensure the successful completion of Well HD-1R, the geological structure and lithological and physical characteristics of the area were analyzed, and then the BHA of the roller bit+ (Positive Displacement Motor)PDM and the high temperature-resistance downhole measurement instrument were applied to control the directional drilling trajectory. Based on the formation characteristics of coring section, optimized coring tools and drilling parameters were used to improve the core recovery rate. Then, high temperature potassium salt polymer drilling fluid was used to solve the problem of poor drilling fluid stability at high temperature, and a high temperature resistant double cementing slurry was adopted and targeted technical measures were taken to ensure cementing quality under high temperature environment. With the application of the above technical measures, the challenges caused by poor drillability of the formation and high formation temperature were overcome smoothly, thus ensuring the successful drilling of Well HD-1R. The successful completion of this well provided references and best practices for hot dry rock drilling in Hainan Island.

Key words: dry hot rock; drilling design; roller bit; polymer drilling fluid; cementing; Hainan Island; Fushan Sag; Well HD-1R

干热岩是地热能中最具开发潜力的一种可再生清洁能源, 具有稳定(不受季节和昼夜变化的影响)、高效(干热岩发电利用率超过 73%, 是光伏发电的 5.2 倍、风力发电的 3.5 倍)、安全、运行成本低和绿色无污染等特点^[1-3]。美国 1974 年在新墨西哥州芬顿山成功开采干热岩并用于发电。2012 年我国国家高技术研究发展计划“干热岩热能开发与综

合利用技术”项目启动, 2014 年在青海省的德贵盆地和共和盆地开展干热岩勘查, 共和盆地钻至井深 3 000.00 m 时温度达到了 181 ℃, 德贵盆地钻至井

收稿日期: 2019-01-18; 改回日期: 2019-03-07。

作者简介: 叶顺友(1983—), 男, 天津人, 2008 年毕业于西南石油大学石油工程专业, 工程师, 主要从事石油钻井技术管理工作。
E-mail: yangcan@cnpc.com.cn。

深3 001.00 m时温度达到了151℃,证实存在干热岩资源^[4];2015年正式开展了福建漳州干热岩综合性开发与研究工作。海南岛干热岩开发潜力巨大,福山凹陷所属590 km²范围内、4 500.00 m深处、温度高于180℃可开发干热岩面积约98 km²,其开发利用能够为海南提供绿色能源保障。因干热岩地热储层大部分为火山岩地层,岩性致密坚硬,地层可钻性较差,破岩效率低,钻井时井下故障频发,大部分测量仪器在高温下无法正常工作,导致钻井风险高。目前国内还没有形成成熟的干热岩钻井技术,且国外可借鉴的技术资料也都不完整。因此,福山凹陷花东1R井钻井面临着高温仪器和钻井液选择困难、深部地层取心收获率难以保证和井眼轨迹控制难度大等技术难点。通过应用复合钻井技术和抗高温随钻测量仪器、采用抗高温钾盐聚合物钻井液、优选取心工具和优化取心钻井参数及采用双凝水泥浆,克服了该井面临的钻井技术难点,成功完钻,钻井周期66 d。该井的成功为海南岛干热岩钻井积累了经验。

1 花东1R井工程设计

1.1 井眼轨道设计

花东1R井设计井深4 510.53 m(垂深4 408.00 m),目的层为长流组,为三开次定向井,造斜点井深3 100.00 m,造斜终点井深3 614.00 m,最大井斜角31.51°,闭合方位角128.34°,闭合位移689.39 m,直井段、稳斜段3个连续测点的全角变化率 $\leq 3^\circ/30\text{m}$,造斜段、降斜段3个连续测点的全角变化率 $\leq 5^\circ/30\text{m}$ 。

1.2 井身结构设计

井身结构设计为:一开,采用 $\phi 444.5\text{ mm}$ 钻头钻至井深201.00 m, $\phi 339.7\text{ mm}$ 套管下至井深200.00 m;二开,采用 $\phi 311.1\text{ mm}$ 钻头钻至井深2 202.00 m, $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管下至井深2 200.00 m,水泥返至地面;三开,采用 $\phi 215.9\text{ mm}$ 钻头钻至井深4 510.53 m, $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管下至井深4 405.00 m,水泥返至井深2 200.00 m, $\phi 139.7\text{ mm}$ 筛管下入4 405.00~4 505.00 m井段进行完井。

1.3 取心设计

设计在4 300.00~4 400.00 m井段(流沙港组)取心9.00 m,岩心直径不小于100 mm,要求取心收获率大于90%;在4 400.00~4 450.00 m井段(长流

组)取心9.00 m,岩心直径不小于100 mm,要求取心收获率大于90%。

1.4 钻井液设计

一开采用膨润土钻井液,配方为5.0%~7.0%膨润土+0.3%~0.5%Na₂CO₃+0.2%~0.3%NaOH+0.1%~0.3%HV-CMC。主要性能:密度1.03~1.10 kg/L,漏斗黏度32~40 s。

二开采用聚合物钻井液,配方为4.0%~6.0%膨润土+0.2%~0.4%Na₂CO₃+0.1%~0.2%NaOH+0.4%~0.6%KPAM+0.8%~1.0%NH₄HPAN+1.0%~2.0%KHm+1.0%~2.0%SAS+0.1%~0.3%BZ-HXC+0.5%~1.0%石墨+2.0%~3.0%液体润滑剂+重晶石。主要性能:密度1.08~1.20 kg/L,漏斗黏度35~50 s,API滤失量小于8 mL,pH值小于8,初切力2.0~4.0 Pa,终切力3.0~6.0 Pa。

三开采用抗高温聚合物钻井液,但为了确保井下安全,实钻时三开采用了抗高温钾盐聚合物钻井液,配方为:4.0%~6.0%膨润土+0.2%~0.4%Na₂CO₃+0.1%~0.2%NaOH+0.3%~0.6%KPAM+0.8%~1.0%NH₄HPAN+1.0%~2.0%KHm+1.0%~2.0%SAS+0.1%~0.3%BZ-HXC+2.0%~3.0%液体润滑剂+2.0%~3.0%SMP+1.0%~2.0%GWJ+1.0%~2.0%石墨+2.0%~3.0%GXJ+2.0%~3.0%高温降黏剂+2.0%~3.0%超细碳酸钙+1.0%~2.0%无渗透剂+0.5%~1.0%单向封堵剂+加重剂。主要性能:密度1.20~1.50 kg/L,漏斗黏度40~75 s,API滤失量小于4 mL,pH值为8~10,初切力3.0~6.0 Pa,终切力4.0~10.0 Pa,高温高压滤失量小于10 mL。

2 主要钻井技术难点

1)地层可钻性差。受地层压实作用影响,该井所在区块灯楼角组至底部的长流组地层均含有砾岩和砾状砂岩,流沙港组为灰色泥岩地层,交杂玄武岩。砾岩、砾状砂岩和玄武岩均会对钻头产生较大磨损,降低钻头使用寿命。润洲组地层可钻性为4~5级,流沙港组和长流组地层的可钻性在5级以上,可钻性较差。其次,钻至井深3 100.00 m开始造斜,定向钻进过程中钻遇砾岩及可钻性差的地层会出现托压和定向工具面不稳等现象,影响井眼轨迹的控制。

2)地层温度高。根据邻井实测井温预测该井井底温度为171.2~192.4℃,而常规井下测量仪器最

高适用温度在 120 ℃ 左右,国内定向仪器最高抗温以 150 ℃ 为主,该井需要应用抗温性能更高的测量仪器和定向仪器。其次,必须选用抗 200 ℃ 高温的钻井液。

3)深井取心收获率难以保证。由于取心地层为流沙港组 3 段,岩性多变,可钻性差,树心、取心钻进、割心等过程中都有可能出现岩心被破坏的现象;其次,卡取心筒的风险较大。

4)油层套管固井难度大。该井井底温度和压力高(69.06 MPa),在高温高压下水泥浆的稠化时间会缩短,不利于固井施工安全。油层套管封固段长达 2 500.00 m,液柱压力高,水泥浆密度为 1.85 kg/L,钻井液密度为 1.60 kg/L,上下井段压差较大,注水泥和顶替过程中,存在地层被压漏的风险。油层套管封固段上下温差达 70 ℃,对于同一水泥浆,要求其在不同温度下能够保持相对平衡的物理反应,对水泥浆适用温度要求高^[2-5]。

3 钻井关键技术

福山凹陷地表第四系地层为紫红色土层;中上部为新近系地层,由上而下为望楼港组、灯楼角组、角尾组及下洋组,岩性主要为浅灰色生物碎屑岩、砾状砂岩和绿灰色砂砾岩等;中下部为古近系涇洲组地层,岩性主要为砾状砂岩、紫红色泥岩等;下部为流沙港组和长流组地层,岩性主要为细粉砂岩、褐灰色泥岩、灰黑色泥岩、棕色泥岩和含砾砂岩等。上部地层松散,但是砾石含量高,中下部地层受压实作用,可钻性较差,易发生井壁失稳现象。

3.1 深井定向钻进技术

3.1.1 钻头类型的确定

深井定向钻进的难点是钻头破岩产生的振动会造成工具面不稳,需要频繁调整方位,定向钻进效率低。由于 PDC 钻头以犁式切削破岩为主,受地层非均质性、微裂缝和层理交错等因素的影响,会发生振动和不等速转动。牙轮钻头旋转破岩时具有冲击、压碎和剪切破碎地层岩石的作用,适用于软、中、硬地层。花东 1R 井在流沙港组 1 段(井深 3 100.00 m)开始造斜,其岩性为细粉砂岩、褐灰色泥岩与细砂岩、含砾砂岩互层等,砾石含量高,若使用 PDC 钻头钻进,产生的振动会导致定向工具面不稳,而牙轮钻头以冲压、剪切破岩为主,能够避免 PDC 钻头

的缺点,因此,选用牙轮钻头进行定向钻进。考虑地层温度高、可钻性差等因素,牙轮钻头必须采用金属密封,要具有抗高温、高转速、耐磨和强保径等性能。

3.1.2 钻具组合

根据邻井的地层温度梯度,预测花东 1R 井从定向点开始井温已经大于 120 ℃,常规螺杆的抗温性能已不能满足要求,因此,要选用抗温能力不低于 150 ℃ 的螺杆钻具。定向钻具组合要应用抗温 150 ℃ 的随钻测量仪器(MWD)。定向钻具组合为 $\phi 215.9$ mm 牙轮钻头+ $\phi 171.5$ mm(1.25°~1.50°)螺杆+ $\phi 165.1$ mm 浮阀+ $\phi 165.1$ mm MWD+ $\phi 165.1$ mm 无磁钻铤×2 根+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆×18 根+ $\phi 127.0$ mm 钻杆。

3.1.3 钻井参数设计

因井深较深,为避免地面循环系统负荷过重,钻头安装最大直径的水眼。设计定向钻进参数时,为提高螺杆的效率和保证携岩效果,排量设计为 32~34 L/s,钻压设计为 60~80 kN,泵压设计为 18~20 MPa,复合钻进转速设计为 70~80 r/min。

3.2 抗高温钻井液

3.2.1 地层温度预测

根据地质资料及邻井试油测温资料得知,花东 1R 井所在区块地温梯度为 3.984~3.499 ℃/100 m,该井垂深 4 478.95 m,以此预测该井不同垂深处的地层温度,结果见图 1。

3.2.2 抗高温钻井液优选

一开和二开钻遇地层的可钻性、稳定性相对较好,使用膨润土钻井液和常规聚合物钻井液即可。三开钻遇地层温度高,硬脆性泥岩和裂缝发育,钻进过程中井壁易坍塌掉块,地层压力系数为 1.3,要求钻井液具有较强的抑制性、良好的耐温性能和较高的密度。考虑不同钻井液的性能及成本,该井三开使用抗高温钾盐聚合物钻井液。该钻井液具有较强的泥页岩抑制性,能防止泥页岩水化分散坍塌掉块;具有良好的耐温性能,能抗 180 ℃ 高温,是井壁易坍塌高温井常用的钻井液^[6-10]。抗高温钾盐聚合物钻井液的基本配方为:二开井浆+6.0%KCl+2.0%FFT-I+3.0%SN 树脂+2.0%BZ-KLS-I+0.5%聚丙烯

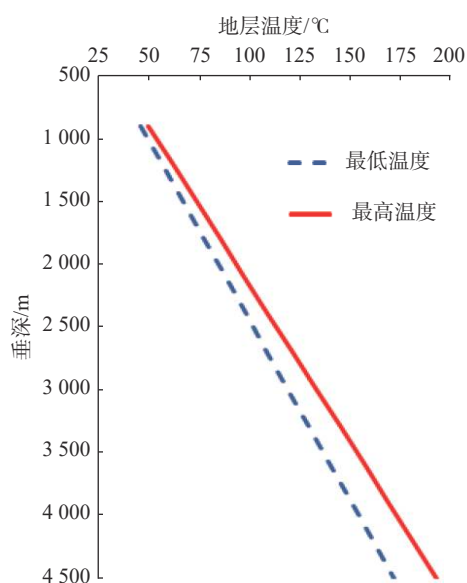


图 1 花东 1R 井不同垂深处温度预测结果

Fig.1 Predicted temperatures of various TVD in Well HD-1R

烯酰胺钾盐+3.0%SMP-II+0.3%BZ-HXC。

为提高钾盐聚合物钻井液的高温防塌性能,需加入抗高温磺化树脂类添加剂^[11-13]。钾盐聚合物钻井液加入 2.0% 抗高温防塌剂 SD-101 和 SD-201 后的 API 滤失量不大于 3.2 mL, 140, 160 和 180 °C 下的高温高压滤失量均不大于 9.5 mL, 说明钾盐聚合物钻井液加入 SD-101 和 SD-201 后其耐温性能和滤失性能满足要求。

3.3 抗高温测量仪器优选

国内外定向井测量仪器分为 125 °C (常温)、150 °C (高温)、175 °C (超高温) 3 个抗温等级, 常用的是 125 °C 和 150 °C 抗温等级的测量仪器。由于 175 °C 抗温等级测量仪器的成本高, 使用前需进行风险评估。

花东 1R 井流 2 段和流 3 段地层井壁垮塌风险较大, 且钻至井深 4 000.00 m 以深有取心任务, 加大直径裸眼段浸泡时间长, 井壁垮塌风险进一步增大, 不具备使用 175 °C 抗温等级随钻测量仪器的条件。该井钻至井深 4 000.00 m 前井内的最高温度不高于 150 °C, 在循环钻井液的情况下还会降低 20~30 °C, 因此, 使用 125 °C 抗温等级的随钻测量仪器即可满足要求。4 000.00~4 510.00 m 井段每钻进 100.00 m, 通过钻具水眼投入 150 °C 抗温等级的多点测斜仪, 同时循环钻井液降温, 测斜仪到底后再起钻取出, 以确保井眼轨迹数据真实, 同时也可避免损坏测斜仪。

3.4 深层复杂井段取心技术

3.4.1 取心工具优选

该井设计分别在 4 300.00~4 400.00 m 井段(流沙港组)和 4 400.00~4 450.00 m 井段(长流组)取心 9.00 m, 要求岩心直径大于 100.0 mm, 设计使用川 8-3 型取心筒。川 8-3 型取心筒外径 180.0 mm, 取心钻头直径 215.9 mm, 取心筒与井壁间平均间隙为 17.9 mm, 一旦掉落直径 20.0 mm 以上的掉块, 就会发生卡取心筒故障, 而流沙港组地层又易发生垮塌。因此, 要缩小取心筒外径, 以降低卡取心筒的风险。通过调研选择川 7-4 型取心筒作为该井的主要取心工具, 其外筒的外径、内径和壁厚分别为 171.5, 136.0 和 18.0 mm, 内筒的外径、内径和壁厚分别为 121.0, 108.0 和 6.5 mm, 抗拉强度为 1 100 kN, 抗扭强度为 16 kN·m, 取心筒内筒内径为 108.0 mm, 满足取心直径设计要求。

3.4.2 取心钻具组合及取心参数优化

深层取心时, 钻具振动会降低取心的收获率。为提高取心的收获率, 钻具组合必须有较好的抗振性和减振性。因此, 在取心钻具组合中加入 3 根 $\phi 165.1$ mm 钻铤、18 根 $\phi 127.0$ mm 加重钻杆, 将其设计为: $\phi 215.9$ mm 取心钻头+ $\phi 171.5$ mm 川 7-4 型取心筒+ $\phi 165.1$ mm 钻铤×3 根+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆×18 根+ $\phi 127.0$ mm 钻杆。取心时, 钻压控制在 60~80 kN, 转速控制在 60 r/min 左右, 排量降至 25~30 L/s, 泵压控制在 12~18 MPa。

3.5 抗高温固井技术

3.5.1 水泥浆优选及固井设计

针对该井存在高温高压、封固段上下温差大的情况, 选用抗高温双凝水泥浆, 并加入 30%~35% 的硅粉(石英砂), 以提高水泥浆的抗高温抗高压性能, 降低高压、大温差带来的风险。

水泥浆配方为 G 级水泥+30.0% 硅粉+5.0% 微硅+4.5%BH-F201L+3.0%ZP-2+3.0%HX-36L+0.5% G603+44.8% 水。其性能为: API 滤失量小于 50 mL, 自由水为 0 mL, 塑性黏度不大于 40 mPa·s, 动切力不大于 11 Pa, 流性指数不小于 0.65, 稠度系数不大于 0.7 Pa·sⁿ, 24 h 抗压强度不低于 14 MPa。

设计速凝水泥浆返至井深 3 750.00 m, 缓凝水泥

浆返至井深 1700.00 m。速凝水泥浆用量 24 m^3 , 缓凝水泥浆用量 56 m^3 , 水泥浆用量共 80 m^3 。

按不同比例进行水泥浆、钻井液、前置液相容性试验, 以确保水泥浆入井后不会因混浆造成水泥浆闪凝, 发生固井事故。根据井底测井温度, 进行水泥浆稠化时间与强度试验, 以保证强度及稠化时间满足要求。预计固井施工时间 107 min, 尾浆附加 30 min 安全时间, 尾浆稠化时间设计为 147 min。为能够有效冲洗井壁、净化第二胶结界面, 设计用 10 m^3 冲洗液进行冲洗。

3.5.2 固井技术措施

1) 施工过程中, 严格控制水泥浆密度及替浆排量, 以防压力过高, 压漏地层。注水泥前, 对现场水泥浆进行稠化校核试验, 钻井液与水泥浆、前置液、压塞液的相容性复核试验, 以确保注水泥施工安全顺利。

2) 套管下至设计位置后, 钻井液循环两周以上, 并调整钻井液性能达到注水泥的要求。

3) 为确保注水泥施工连续, 水泥浆和前置液的注入量、注替排量、水泥浆的性能必须达到设计要求, 尽可能实现紊流顶替。水泥浆实际密度与设计密度的差值控制在 $\pm 0.03 \text{ kg/L}$ 以内。

4) 注水泥期间, 时刻观察井口钻井液返出量, 以便及时判断井下情况。

5) 根据注水泥工具类型选择候凝方式, 若采用憋压候凝方式, 要控制井口压力不高于管内外静压差 1 MPa, 并要时刻观察, 以便及时放压。

4 现场施工

4.1 一开井段 (0~203.00 m)

一开井眼直径 444.5 mm, 采用三牙轮钻头+钟摆钻具组合钻进, 钻井参数: 钻压 20 kN, 转速 100 r/min, 排量 64 L/s, 泵压 10~14 MPa。钻遇地层为望楼港组地层, 其上部为浅灰色生物碎屑岩、灰黑色玄武岩, 下部为灰色砂砾岩, 可钻性好, 钻时较短。一开完钻后下入 $\phi 339.7 \text{ mm}$ 表层套管, 采取常规固井方法固井。

4.2 二开井段 (203.00~2 205.00 m)

二开井眼直径 311.1 mm, 该井段钻至中完井深, 井底温度 96.6 $^{\circ}\text{C}$, 最大井斜角 6.0 $^{\circ}$, 无取心要求。常规井下测量仪器(抗温 125 $^{\circ}\text{C}$)、常规钻具即

可满足钻井需求。

灯楼角组至涸 1 段 (203.00~1 454.00 m 井段) 部分地层含砾石, 会对 PDC 钻头造成破坏。因此, 该井段选用镶齿三牙轮钻头, 既避免了钻头失效, 又与螺杆钻具配合实现了井眼轨迹调整。该井段钻井参数: 钻压 40~60 kN, 转速 80 r/min, 排量 64 L/s, 泵压低于 17 MPa。该井段钻井施工顺利。

涸 2 段 (1 454.00~2 205.00 m 井段) 地层砾石含量低, 且颗粒较小, 适合采用 PDC 钻头钻进。PDC 钻头与螺杆钻具配合既提高了机械钻速, 又方便调整井眼轨迹。该井段钻井参数: 钻压 40~60 kN, 转速 80 r/min, 排量 64 L/s, 泵压小于 18 MPa。该井段钻井施工顺利。

4.3 三开井段 (2 205.00~4 550.00 m)

4.3.1 定向钻进

该井 2 205.00 m~3 000.00 m 井段循环条件下井温 91.2 $^{\circ}\text{C}$, 预计实际井温 $(116.0 \pm 5.0) ^{\circ}\text{C}$ 。采用 PDC 钻头+螺杆+MWD 钻具组合, 在井深 3 100.00 m 处开始造斜, 但是因工具面稳定性较差, 造斜效果较差, 从井深 3 100.00 m 钻至井深 3 235.00 m, 井斜角仅从 4.68 $^{\circ}$ 提高至 5.65 $^{\circ}$, 造斜率为 0.19 $^{\circ}$ /30 m, 与设计造斜率 (2.4 $^{\circ}$ /30 m) 相差较大。因此, 根据地层特性和定向钻进的要求, 选择了 MD517X 型和 LPT517GL 型 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 三牙轮钻头与 7LZ165 \times 7Y 型螺杆配合进行定向造斜。定向造斜钻具组合为 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 牙轮钻头+ $\phi 171.5 \text{ mm}$ (1.25 $^{\circ}$ ~1.50 $^{\circ}$) 螺杆+ $\phi 165.1 \text{ mm}$ 浮阀+ $\phi 165.1 \text{ mm}$ MWD+ $\phi 165.1 \text{ mm}$ 无磁钻铤 $\times 2$ 根+ $\phi 127.0 \text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 18$ 根+ $\phi 127.0 \text{ mm}$ 钻杆。钻井参数: 钻压 40~60 kN, 螺杆转速 180 r/min, 排量 32 L/s, 泵压 18~21 MPa。定向钻进过程中, 工具面较稳定, 定向效果较好。从井深 3 235.00 m 钻至井深 3 545.00 m 用 4 只牙轮钻头完成造斜, 井斜角由 5.65 $^{\circ}$ 提高到 30.35 $^{\circ}$, 造斜率 2.395 $^{\circ}$ /30 m, 与设计造斜率相符。后续井段使用 PDC 钻头稳斜钻至完钻井深, 井眼轨迹见图 2。

4.3.2 抗高温钻井液性能维护措施

三开采用钾盐聚合物钻井液, 考虑到不同井段对钻井液的耐温、防塌封堵性能需求不一样, 根据不同井段对钻井液性能的需求维护钻井液的性能。

三开开钻前配制足够的钾盐聚合物钻井液, 其主要性能为: 密度 1.20 kg/L, 漏斗黏度 45 s, 初切力

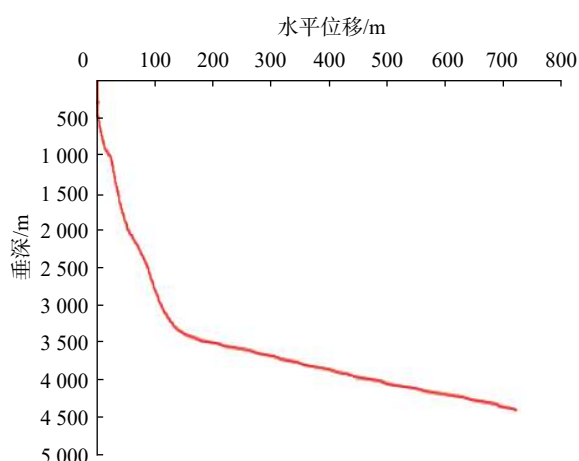


图 2 花东 1R 井井眼轨迹剖面

Fig. 2 Trajectory profile of Well HD-1R

2.0 Pa, 终切力 4.0 Pa, API 滤失量 4.0 mL, 滤饼厚度 0.5 mm。

三开开钻前用钾盐聚合物钻井液将井筒内的井浆替出, 并根据施工需要将钻井液密度提高至 1.28 kg/L, 循环均匀后, 开始钻进。由于涸 3 段地层泥岩造浆严重, 钻至该地层时, 应及时补充聚丙烯酰胺氯化钾胶液, 以防止钻井液黏度过高(不能超过 55 s), 造成冲刷能力降低, 导致钻屑大量黏附在井壁上, 从而引起阻卡。

由于流 1 段地层温度升高, 钻进过程中, 为提高钻井液的耐温性能, 向钻井液中加入 2.0%FFT-I+2.0%SD-101+2.0%BZ-KLS-I+2.0%SD-201。取样测钻井液性能, 其性能为: 密度 1.30 kg/L, 黏度 45~50 s, 初切力 2.0 Pa, 终切力 6.0 Pa, API 滤失量 3.2 mL, 高温高压滤失量 10.0 mL, 滤饼厚度 0.5 mm。钻进过程中振动筛使用 160 目筛布, 并提高离心机使用率, 及时清除钻井液中的有害固相。

流 2 段地层温度进一步升高, 因此, 将 SD-101 和 SD-201 的加量增大至 4.0%, 将钻井液的抗温能力提高至 150 ℃。钻井液性能为: 密度 1.50 kg/L, 漏斗黏度 78 s, 初切力 2.5 Pa, 终切力 8.0 Pa, API 滤失量 3.2 mL, 高温高压滤失量 10.0 mL, 滤饼厚度 0.5 mm。将钻井液添加剂配制成胶液, 钻进过程中以细水长流的方式添加到钻井液中, 维护其性能, 以避免性能大幅度波动, 严格控制钻井液的 API 滤失量, 提高钻井液的防塌造壁性能和封堵性能。

长流组地层温度更高, 因此, 将 FFT-I 的加量提高到 4.0%, SD-101 和 SD-201 的加量提高到 6.0%, 将钻井液的抗温能力提高到 180 ℃。钻井液性能为: 密度 1.55 kg/L, 漏斗黏度 93 s, 初切力 3.0 Pa,

终切力 12.0 Pa, API 滤失量 2.4 mL, 高温高压滤失量 10.0 mL, 滤饼厚度 0.5 mm。由于长流组地层孔隙度高, 钻井液损耗量大, 因此要及时补充钻井液, 并增大封堵防塌材料 FFT-I 的加量。为了保证起下钻及取心的安全, 加入 2.0% 润滑剂, 提高钻井液的润滑性能。

4.3.3 井眼轨迹控制

钻至井深 4 014.00 m 时, 井底循环温度 127.6 ℃, 预计井底实际温度在 150 ℃ 左右, 此时钻具组合中的抗温 125 ℃ 的测量仪器失效, 地面接收不到测量数据。因此, 4 014.00~4 550.00 井段每钻进 100.00 m, 在钻具内投入抗温 150 ℃ 的多点测斜仪, 进行循环测斜, 完成测斜后起钻。该井在钻至井深 4 113.00, 4 227.00, 4 338.00, 4 464.00 和 4 550.00 m 时分别投入多点测斜仪, 进行测斜。起钻后分析测斜数据发现, 井斜角和方位角均在设计允许范围内, 采用多点测斜仪成功解决了高温环境下井眼轨迹监测的问题。

4.3.4 取心

通过选择合理的取心工具、优化取心钻进参数, 分别在 4 227.81~4 234.91, 4 464.04~4 472.48 和 4 535.18~4 542.28 m 井段成功取出 3 筒岩心。取心进尺累计 22.64 m, 岩心累计长度 22.64 m, 岩心收获率为 100%。对于干热岩岩心进行分析, 第 1 段岩心为泥岩, 第 2 段为砂岩、粉砂岩, 第 3 段为含砾粗砂岩, 为海南岛干热岩开发提供了岩心资料。

4.3.5 固井

固井前将钻井液性能调整为: 密度 1.31 kg/L, 漏斗黏度 48 s, pH 值 10, API 滤失量 3.2 mL, 滤饼厚度 0.5 mm, 含砂量 0.2%, 初切力 3.0 Pa, 终切力 11.0 Pa。采用双凝水泥浆固井, 共注入 80.0 m³ 水泥浆, 其中缓凝水泥浆 56.0 m³, 速凝水泥浆 24.0 m³; 水泥浆平均密度 1.90 kg/L, 替浆 52.4 m³, 碰压 16 MPa, 套管加压 20 MPa, 稳压 30 min, 压降为 0。候凝 48 h 后进行声幅测井, 评价固井质量。油层段 CBL 值除 3 040.00~3 500.00 m 井段在 20%~50% 外, 其他井段均在 10%~30%, 总体固井质量合格。

5 结论与建议

1) 干热岩钻井时地层高温会影响钻井液性能稳

定、引起定向工具故障、影响固井质量;其次是干热岩埋藏较深,对钻井、取心带来安全挑战。利用现有钻井工程技术可以克服干热岩钻井技术难点,达到干热岩钻井的目的。

2)现有钻井工程技术虽然可以基本满足干热岩钻井要求,但是时效较差、风险较大、缺乏应急手段和钻井成本高。因此,首先要研制抗高温、高强度的钻井工具和随钻测量仪器,如螺杆钻具、高效钻头和高精度随钻测量仪器等,以满足干热岩规模开发的需求;其次,增强抗高温钻井液的稳定性;最后,提高与完善高温固井技术,以满足干热岩固井需求。

参考文献

References

- [1] 李德威,王焰新.干热岩地热能研究与开发的若干重大问题[J].地球科学(中国地质大学学报),2015,40(11):1858-1869.
LI Dewei, WANG Yanxin. Major issues of research and development of hot dry rock geothermal energy[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2015, 40(11): 1858-1869.
- [2] 付亚荣,李明磊,王树义,等.干热岩勘探发现状及前景[J].石油钻采工艺,2018,40(4):526-540.
FU Yarong, LI Minglei, WANG Shuyi, et al. Present situation and prospect of hot dry rock exploration and development[J]. Oil Production & Drilling Technology, 2018, 40(4): 526-540.
- [3] 曾义金.干热岩热能开发技术进展与思考[J].石油钻探技术,2015,43(2):1-7.
ZENG Yijin. Technical progress and thinking for development of hot dry rock(HDR) geothermal resources[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(2): 1-7.
- [4] 张所邦,宋鸿,陈兵,等.中国干热岩开发与钻井关键技术[J].资源环境与工程,2017,31(2):202-207.
ZHANG Suobang, SONG Hong, CHEN Bing, et al. The development and key drilling technology of hot dry rock in China[J]. Resources Environment & Engineering, 2017, 31(2): 202-207.
- [5] 梁文利.干热岩钻井液技术新进展[J].钻井液与完井液,2018,35(4):7-13.
LIANG Wenli. Progress on drilling fluid technology for hot dry rock drilling[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(4): 7-13.
- [6] 孙强.论海南福山油田钻井中的几个复杂问题[J].石化技术,2017,24(1):93.
SUN Qiang. Discussion on several complex drilling problems in Hainan Fushan Oilfield[J]. Petrochemical Industry Technology, 2017, 24(1): 93.
- [7] 李云峰.南堡3号构造中深层大斜度井钻井技术[J].断块油气田,2017,24(4):587-591.
LI Yunfeng. Drilling technology for deep long displacement and highly deviated well in Nanpu No.3 Structure[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(4): 587-591.
- [8] 崔露,曾思云,谭晓峰,等.福山油田钻井液处理剂检测评价综述[J].石油工业技术监督,2015,31(12):8-11.
CUI Lu, ZENG Siyun, TAN Xiaofeng, et al. Detection and evaluation of drilling fluid additives in Fushan Oilfield[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2015, 31(12): 8-11.
- [9] 鄢捷年.钻井液工艺学[M].东营:石油大学出版社,2001:348-360.
YAN Jienian. Drilling fluid technology[M]. Dongying: Petroleum University Press, 2001: 348-360.
- [10] 李钟,罗石琼,罗恒荣,等.多元协同防塌钻井液技术在临盘油田探井的应用[J].断块油气田,2019,26(1):97-100.
LI Zhong, LUO Shiqiong, LUO Hengrong, et al. Application of multivariate synergistic anti-caving drilling fluid technology in exploratory wells of Linpan Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(1): 97-100.
- [11] 李洪俊,代礼杨,苏秀纯,等.福山油田流沙港组井壁稳定技术[J].钻井液与完井液,2012,29(6):42-44,48.
LI Hongjun, DAI Liyang, SU Xiuchun, et al. Research on wellbore stability technology in group of Liushagang of Fushan Oilfield[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2012, 29(6): 42-44, 48.
- [12] 杨振堂.海南福山油田钻井复杂情况分析对策[J].科技资讯,2010(28):89,91.
YANG Zhentang. Analysis and countermeasure of drilling complexity in Hainan Fushan Oilfield[J]. Science & Technology Information, 2010(28): 89, 91.
- [13] 练钦.海南福山油田易塌层段钻井液施工技术[J].西部探矿工程,2010,22(4):45-46,49.
LIAN Qin. Drilling fluid construction technology for collapse-prone strata in Hainan Fushan Oilfield[J]. West-China Exploration Engineering, 2010, 22(4): 45-46, 49.

[编辑 刘文臣]