

◀ 现场与经验 ▶

元坝 1 井超深井钻井技术

李伟廷

(中原石油勘探局 钻井三公司,河南 濮阳 457001)

摘要:元坝 1 井是部署在四川盆地川东北巴中低缓构造带元坝岩性圈闭的一口重点区域探井,设计井深 6 920 m,实际完钻井深 7 170 m,全井平均机械钻速 2.0 m/h。针对该井地层古老、硬度大、研磨性强、可钻性差、机械钻速低、漏层多、漏失严重、海相和陆相地层安全窗口密度都较低,特别是在海相裂缝性气层喷漏共存等问题,通过深入研究分析,成功使用了空气钻井技术、气液转换技术、承压堵漏技术、抑制性聚磺封堵性防塌钻井液体系,优选了高效 PDC 钻头,配合螺杆、涡轮钻具钻进,大幅度提高了钻井速度,保证了工程质量,为元坝地区的勘探开发提供了技术保证。

关键词:气体钻井;钻头;钻井液;承压能力;元坝 1 井

中图分类号:TE242.6 **文献标识码:**B **文章编号:**1001-0890(2009)02-0094-06

1 概述

元坝 1 井位于四川省苍溪县元坝镇峰梁村 2 组,是部署在四川盆地川东北巴中低缓构造带元坝岩性圈闭的一口重点区域探井,其钻探目的是以长兴组—飞仙关组礁滩相储层作为主要目的层,兼探侏罗系自流井组大安寨段、三叠系须家河组、雷口坡组及嘉陵江组,争取勘探有重大发现。

元坝地区地层古老、硬度大、研磨性强、可钻性差,钻井过程中存在机械钻速低、漏层多、漏失严重、海相和陆相地层的安全窗口密度都较低,特别是在海相裂缝性气层喷漏共存的技术难题。为此,通过研究分析,并采取了相应的综合配套技术措施,成功完成了元坝 1 井的钻井施工,实现了优质高效钻井。

该井设计井深 6 920 m,钻井周期 516.04 d,建井周期 546.04 d,全井平均机械钻速 1.8 m/h;于 2006 年 6 月 17 日开钻,2007 年 3 月 18 日完钻,实际完钻井深 7 170 m,实际钻井周期 279.17 d,建井周期 341.40 d,全井平均机械钻速 2.0 m/h,井身质量、固井质量优质^[1]。元坝 1 井井身结构如图 1 所示。

2 钻井技术难点分析

元坝 1 井所在区域具有特殊和复杂的地质情

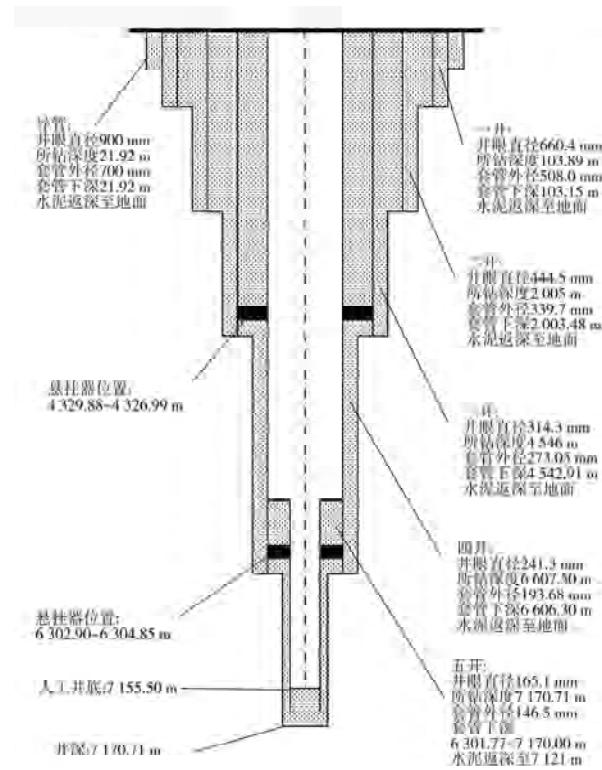


图 1 元坝 1 井井身结构示意
况,区块参考资料少,施工过程中不确定因素多,风

收稿日期:2008-09-17;改回日期:2008-11-27

作者简介:李伟廷(1966—),男,河南淮阳人,1988 年毕业于西南石油学院钻井工程专业,高级工程师,副经理,主要从事钻井工艺方面的管理工作。

联系电话:(0393)4771482

险较大。通过与邻近区块的钻探资料对比分析可知,该井元坝 1 井钻井中将会遇到的技术难点主要是^[2-3]:

1)陆相地层厚,厚度大于川东北其他区块。这将引起井壁失稳、井漏等一系列问题。陆相地层砂泥岩互层裸眼井段长,岩性多变,岩石坚硬,跳钻严重,尤其是空气钻井钻具事故难以避免。

2)地层古老,硬度大,研磨性强,可钻性差,机械钻速低,钻头寿命短。

3)漏层多,漏失严重,地层承压能力低且难以提高。相邻区块的河坝 1 井、龙 4 井、川巴 88 井等在钻井过程中均多次发生井漏,且漏失量大,如何防漏堵漏及提高地层承压能力是一大难题。

4)须家河组和海相地层嘉陵江组、飞仙关组等地层可能钻遇含 H₂S 的异常高压气层。九龙山地区须 2 段气藏压力系数 1.67~1.80,嘉陵江组地层压力系数 1.79~2.14,河坝 1 井嘉 2 段压力系数 2.09,九龙山地区飞仙关组压力系数 2.00~2.15,河坝 1 井飞仙关组气藏压力系数 2.28。海相地层和陆相地层都存在安全窗口密度低的问题,特别是在海相裂缝性气层,喷漏共存的现象非常普遍,井控难度加大。

5)在防塌、防漏、堵漏、防卡和润滑等方面对钻井液及性能维护要求高,难度大。

3 钻井工艺技术

3.1 优选钻进方式、参数及钻具组合

3.1.1 优选钻进方式

1)陆相上部地层选用空气钻井^[4-6]。根据地质设计和对邻井资料的调研,元坝 1 井陆相上部地层为白垩系以及侏罗系的蓬莱镇组、遂宁组地层,地层厚度大;地层岩性不均一,以泥岩和石英砂岩为主,岩性多变,岩石坚硬,可钻性差,但地层相对稳定,没

有油气层,比较适合进行空气钻井,以加快钻井速度。

2)陆相下部地层选用钻井液钻井。下部的沙溪庙组、千佛岩组、自流井组和须家河组地层岩性多变,岩石坚硬,相互交错,石英含量高,研磨性强,有可能是高压气层,使用气体钻井的风险极大,井控安全无法保障,普通 PDC 钻头也无法适应这种地层特性的钻井需要。应优先选用钻井液钻井,使用强保径、寿命长的牙轮钻头,同时进行特殊钻头和钻井方式的研究,以进一步提高钻井速度并保证钻井安全。

3)海相地层选用“PDC 钻头+螺杆”复合钻井。海相地层岩性主要为白云岩和灰岩,地层坚硬,岩性单一,均质,非常适合 PDC 钻头的使用。由于海相的嘉陵江组 2 段地层有高压盐水层和漏层,飞仙关组为主要目的层,有可能钻遇高压高产的气层,为保证安全钻进和提高机械钻速,在不含气层和漏层的雷口坡组和嘉陵江组上部可采用“PDC+螺杆”的复合钻井方式,气层段采取 PDC 钻头转盘钻井方式。高速螺杆与 PDC 钻头的配合使用与传统的低转速的转盘驱动相比,可减少钻杆的负荷、延长钻具寿命、避免对井壁和套管的磨损和扰动,降低钻压,减小井斜的可能,减少钻头事故。

3.1.2 钻井参数的优选

钻井参数的选择主要考虑所选钻头类型、地层可钻性等因素。软—中硬地层对转速较为敏感,因此,对上部地层要提高转速,下部地层属中硬级,对钻压较为敏感,要适当提高钻压。水力参数选择采用最大水功率工作方式,上部地层以提高钻头水功率为主,下部地层以保证井下携岩为主。PDC 钻头适合较高的转速,以便提高切削的次数,从而提高机械钻速。

空气钻井参数优选见表 1,常规钻井参数优选见表 2。

表 1 元坝 1 井空气钻井参数

井段	钻进方式	钻压/kN	转速/r·min ⁻¹	空气量/m ³ ·min ⁻¹	压力/MPa
二开	SHT22RG(HJT537GK)牙轮钻头	80~160	60~65	180~240	1.5~2.2
三开	牙轮钻头	60~100	40~50	1 830~2 833	2.2
	空气锤	20~30	30~35		

表 2 常规钻井钻进参数优选

钻头直径/mm	钻压/kN		转速/r·min ⁻¹		排量/L·s ⁻¹	泵压/MPa
	牙轮钻头	PDC钻头	牙轮钻头	PDC钻头		
314.3	240~280	60~200	40~60	20~50	33~48	18~20
241.3	200~220	70	55~65	30~70	26~29	17~20
165.1	60~80	40~70	60	50~90	14~16	18~22

3.1.3 钻具组合的优选

1) 空气钻井方式

钻具组合1 $\phi 444.5\text{ mm}$ SHT22RG(SHT33RG)

牙轮钻头 $\times 0.40\text{ m}$ + 730×830 接头 $\times 0.65\text{ m}$ + $\phi 279.4\text{ mm}$ 钻铤 $\times 27.68\text{ m}$ + 831×730 接头 $\times 0.43\text{ m}$ + $\phi 228.6\text{ mm}$ 双向减震器 $\times 5.95\text{ m}$ + $\phi 228.6\text{ mm}$ 钻铤 $\times 52.55\text{ m}$ + 731×630 接头 $\times 0.39\text{ m}$ + $\phi 203.2\text{ mm}$ 钻铤 $\times 54.19\text{ m}$ + 631×410 接头 $\times 0.45\text{ m}$ + $\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 25.55\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 158.8\text{ mm}$ 旋塞 $\times 0.43\text{ m}$ + $\phi 158.8\text{ mm}$ 回压凡尔 $\times 0.55\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 158.8\text{ mm}$ 方保接头 $\times 0.47\text{ m}$ + $\phi 133.5\text{ mm}$ 六方方钻杆。

钻具组合2 $\phi 314.3\text{ mm}$ 牙轮钻头+ 630×731 接头 $\times 0.47\text{ m}$ + $\phi 228.6\text{ mm}$ 浮阀 $\times 0.71\text{ m}$ + $\phi 228.6\text{ mm}$ 钻铤 $\times 52.66\text{ m}$ + 731×630 接头 $\times 0.39\text{ m}$ + $\phi 203.2\text{ mm}$ 钻铤 $\times 53.60\text{ m}$ + 631×410 接头 $\times 0.45\text{ m}$ + $\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 25.55\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 158.8\text{ mm}$ 旋塞 $\times 0.43\text{ m}$ + $\phi 158.8\text{ mm}$ 强制回压凡尔 $\times 0.55\text{ m}$ + $\phi 133.5\text{ mm}$ 六方方钻杆。

钻具组合3 $\phi 314.1\text{ mm}$ 空气锤 $\times 2.24\text{ m}$ + 630×731 接头 $\times 0.47\text{ m}$ + $\phi 228.6\text{ mm}$ 浮阀 $\times 0.71\text{ m}$ + $\phi 228.6\text{ mm}$ 钻铤 $\times 52.66\text{ m}$ + 731×630 接头 $\times 0.39\text{ m}$ + $\phi 203.2\text{ mm}$ 钻铤 $\times 53.60\text{ m}$ + 631×410 接头 $\times 0.45\text{ m}$ + $\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 25.55\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 158.8\text{ mm}$ 旋塞 $\times 0.43\text{ m}$ + $\phi 158.8\text{ mm}$ 强制回压凡尔 $\times 0.55\text{ m}$ + $\phi 133.5\text{ mm}$ 六方方钻杆。

2) 陆相地层常规钻井方式

Φ314.1 mm 井段钻具组合 $\phi 314.1\text{ mm}$ 牙轮钻头+钻头止回阀+ $\phi 228.6\text{ mm}$ 减震器+ $\phi 228.6\text{ mm}$ 钻铤 $\times 3$ 根+ $\phi 311.1\text{ mm}$ 螺旋稳定器+ $\phi 228.6\text{ mm}$ 钻铤6根+ $\phi 203.2\text{ mm}$ 钻铤 $\times 10$ 根+随钻震击器+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 3$ 根+投入式止回阀 $\times 0.36\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 133.5\text{ mm}$ 六方方钻杆。

Φ241.3 mm 井段钻具组合 $\phi 241.3\text{ mm}$ 牙轮

钻头+钻头止回阀+ $\phi 203.2\text{ mm}$ 钻铤 $\times 2$ 根+ $\phi 241.3\text{ mm}$ 螺旋稳定器+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 16$ 根+钻具旁通阀+随钻震击器+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 钻杆+顶驱。

3) 海相地层“PDC钻头+螺杆”复合钻井方式

钻具组合1 $\phi 241.3\text{ mm}$ PDC钻头+ $\phi 172.0\text{ mm}$ 螺杆+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 止回阀+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 无磁钻铤 $\times 1$ 根+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 旁通阀+ $\phi 241.3\text{ mm}$ 稳定器+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 11$ 根+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 柔性短节+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 随钻震击器+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 测斜短节+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 钻杆+顶驱。

钻具组合2 $\phi 165.1\text{ mm}$ PDC钻头+钻头止回阀+ $\phi 120.7\text{ mm}$ 钻铤 $\times 1$ 根+ $\phi 163.0\text{ mm}$ 稳定器+ $\phi 120.7\text{ mm}$ 钻铤 $\times 17$ 根+ $\phi 120.7\text{ mm}$ 旁通阀+ $\phi 120.7\text{ mm}$ 随钻震击器+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 钻杆+顶驱。

3.2 空气钻井技术

二开空气钻井井段 $103.89\sim 2005.00\text{ m}$,总进尺 1901.11 m ,纯钻时间 217.52 h ,平均机械钻速 8.74 m/h 。

三开空气钻井,先使用牙轮钻头钻至井深 2052.29 m ,换成空气锤钻进至井深 2286.52 m ,井下发生复杂情况,重新换成牙轮钻头钻至井深 3419.56 m ,转换成钻井液钻井,结束空气钻井作业。所钻地层为遂宁组地层,主要岩性为棕红色泥岩和棕红色粉砂岩。

牙轮钻头空气钻井井段 $2032.47\sim 2052.29$ 和 $2286.52\sim 3419.56\text{ m}$,总进尺 1152.86 m ,纯钻时间 116.41 h ,平均机械钻速 9.90 m/h 。空气锤钻进井段 $2052.29\sim 2286.52\text{ m}$,进尺 234.23 m ,纯钻时间 21 h ,平均机械钻速 11.15 m/h 。

3.3 气液转换技术^[7]

元坝1井井深 3800 m 以浅地层设计采用空气钻井钻进,在不能满足空气钻井或中完的情况下,由于与地层接触介质的改变,容易引起井壁不稳定,必

须转换成常规钻井液钻进。

该井空气钻井钻至井深 3 390 m 后,井下情况恶化,钻完单根上提遇卡,下放遇阻,划眼后钻具上提 2 m 就产生 1 m 沉砂,接单根沉砂在 10 m 左右。强行钻至井深 3 419.56 m 时,上提钻具遇卡,下放钻具遇阻,多次划眼后下放仍遇阻,开气冲不动。考虑到井下安全和继续空气钻井的不可行性,决定转换为钻井液钻进。

在钻井液转换过程中,严格按预先制定的技术方案进行,用光钻杆分 6 次将钻井液替入井内,共替入钻井液 298.08 m³,替入前配堵漏剂含量为 1% 的钻井液 100 m³,封住裸眼段,替入过程中没有发现明显漏失现象。

钻井液替入后下钻至井深 3 248 m 时遇阻,划眼比较困难,反复划眼不见效,在划眼过程中由于井下返出大量的掉块,掉块尺寸有 100 mm×150 mm,通过对钻井液性能的一系列调整,掉块逐渐减少并趋于正常,顺利完成空气钻进与钻井液钻进的转换。

3.4 钻头优选^[3]

1) 在上部地层空气钻井适合使用 SHT22RG 和 HJT537GK 牙轮钻头。

2) 在三开、四开陆相地层中,根据川东北地区的实钻经验,主要选用了改型 HJT537GK、HJT537GKHL 和 HJT617GHL 等金刚石复合齿牙轮钻头。

3) 在四开井段,针对雷口坡组、嘉陵江组地层情况,选用 φ241.3 mm M1365 PDC 钻头。

4) 五开在飞仙关组、长兴组地层使用 HA537G 型钻头和 ST306SN 型 PDC 钻头。

3.5 新型井下工具的应用

3.5.1 Baker Hughes 大功率螺杆钻具

为了提高上部陆相地层的机械钻速,钻至井深 3 706 m 后,采用“PDC+螺杆”复合钻井技术在下沙溪庙地层进行钻进,主要使用 PDC 钻头配合 Baker Hughes 大功率螺杆钻具进行复合钻进,两只钻头进尺分别为 117.61 和 52.23 m,平均机械钻速 1.12 m/h。

3.5.2 液压双向减震器

在上部陆相地层 3 419.56~4 546.00 m 井段钻进时,在钻具组合中加入了双向减震器,较好地解

决了严重跳钻问题,减震器累计使用时间 1 125.41 h,进尺 859.87 m,出井后减震器性能完好。

3.5.3 高速涡轮+孕镶 PDC 钻头

如何安全、快速钻进须家河组地层是一大技术难题,它直接影响了全井的钻井速度,为此,元坝 1 井须家河组地层试验应用了“高速涡轮+孕镶 PDC 钻头”钻进,收到一定的效果,也从技术上验证了 4 650 m 井深使用涡轮钻具的可行性。

3.5.4 PDC+螺杆复合钻井技术

为加快海相地层的钻井速度,在海相地层应用了“PDC+螺杆”复合钻井技术,取得了较好效果。现场应用表明,螺杆钻具配合 PDC 钻头提高了海相地层机械钻速,是牙轮钻头的 3.14 倍、是转盘+PDC 钻头的 1.21 倍。

3.5.5 旁通阀

在元坝 1 井三开、四开长裸眼井段钻具组合中加入了旁通阀,目的是在钻头水眼堵塞后,能从旁通阀处重新建立循环,满足承压堵漏和压井等特殊作业的需要,保证深井钻进安全。

3.6 承压堵漏技术^[8-10]

针对元坝 1 井地层井漏和压力情况不确定的因素,开展了防漏堵漏技术的研究。元坝 1 井嘉陵江组 2 段综合预测地层压力系数为 2.0,钻井液设计密度 2.15 kg/L,工程上要求对嘉陵江组 2 段以上至须家河组井段实施承压堵漏,承压达到 2.15 kg/L。须家河组地层为陆相沉积,钙质泥岩与砂岩不等厚互层,以孔隙性漏失为主,雷口坡组、嘉陵江组地层为海相沉积,以微裂缝性漏失为主,兼有孔隙性漏失。针对元坝 1 井的地质情况及邻井的堵漏经验,在桥塞堵漏材料的基础上,加入凝胶聚合物(NFJ-1),形成 NFJ-1 凝胶复合堵漏剂。

通过采取适宜的技术措施,顺利完成了须家河组、雷口坡组和嘉陵江组 3 段底部等地层的承压试验,其中须家河组地层钻井液当量密度为 2.0 kg/L,雷口坡组和嘉陵江组 3 段底部钻井液当量密度达 2.15 kg/L,整个试验过程中均未发生渗漏现象,达到了提高上部井段承压能力的预期目的。实践证明,承压试验的成功实施,为下部井段的安全钻进提供了良好的施工条件,为以后实施承压堵漏技术积累了经验。

3.7 钻井液技术

3.7.1 三开井段(2 005.00~4 546.00 m)

三开井段应用空气钻钻至井深3 419.56 m后,由于井下极其复杂,且大量钻屑和掉块携带不出,井塌现象较为严重,由空气钻钻进转换为聚磺防塌钻井液体系钻进至井深4 546.00 m完钻。钻井液性能:密度1.65 kg/L,黏度100 s,滤失2.4 mL,泥饼厚0.5 mm,pH值11,含砂0.2%,初静切力12/26 Pa,表观黏度61.5 mPa·s,塑性黏度39 mPa·s,动切力21.5 Pa,流性指数n=0.55,稠度系数K=1.73 Pa·sⁿ,膨润土含量45.76 g/L,固相含量25%,高温高压滤失为8 mL,K_f为0.069 9。

3.7.2 四开井段(4 546.00~6 607.50 m)

在钻进过程中,根据欠平衡钻进的原则,逐渐将聚磺防塌钻井液的密度由1.60 kg/L降至1.48~1.57 kg/L,用SD-17W、TDW-2、PHM、PFT、FA-367、XY-2、SMP和JD-6等配或胶液维护钻井液,尽量不进行大型处理,始终保持钻井液性能稳定。钻至井深5 067 m时,由须家河组地层进入海相地层雷口坡组,岩性为深灰色白云岩、泥质白云岩,应增大钻井液中聚合物的含量,尽量降低钻井液滤失量,防止海相地层盐膏层污染造成钻井液性能大幅度波动。钻至井深6 607.5 m完钻,完钻钻井液密度为1.73 kg/L,充分循环钻井液,加入4%石墨粉、2%塑料小球和2%聚合醇,替入裸眼段(4 542.0~6 607.5 m),以保证电测一次成功。下套管时用2%石墨粉和2%聚合醇配置封闭液,下套管过程中无遇阻卡现象,套管下入深度6 606.30 m,固井。

3.7.3 五开井段(6 607.50~7 170.71 m)

五开钻进采用聚磺防塌钻井液体系,钻井液性能:密度1.66 kg/L,黏度69 s,滤失3.2 mL,泥饼0.5 mm,pH值12,含砂0.2%,塑性黏度41 mPa·s,动切力9.6 Pa,静切力3.5/11 Pa,n=0.68,K=0.47 Pa·sⁿ,膨润土含量20 g/L,固相含量为27%,高温高压滤失8 mL,K_f为0.078。钻井液密度适中,具有良好的流变性,滤失较低(一般中压滤失在3 mL以下,高温高压滤失在10 mL以下),膨润土含量和固相含量较低,摩阻小(在0.08以下),钻井液性能稳定,抗温能力强,在该井段施工过程中无掉块、遇阻、遇卡和井漏等复杂情况发生,

钻至井深7 170.71 m完钻。

完钻时钻井液性能为:密度1.78 kg/L,黏度60 s,失水3 mL,泥饼0.5 mm,pH值11,含砂0.2%,塑性黏度36 mPa·s,动切力11.5 Pa,静切力4/16 Pa,n=0.68,K=0.42 Pa·sⁿ,膨润土含量20 g/L,固相含量为30%,高温高压滤失9 mL,K_f为0.05。电测前加入300 kg XCS-3、500 kg JD-6和400 kg石墨粉在裸眼段打封闭,电测一次成功,尾管顺利下入井底,固井。

4 应用效果

通过空气钻井技术、气液转换技术、承压堵漏技术以及新工具的研究应用,安全优质高效地完成了元坝1井的钻探任务,为今后元坝地区的钻井积累了宝贵经验。

1)钻井周期279.17 d,比中国石化集团公司要求的340 d提前了60.83 d。

2)建井周期341.40 d,比钻井工程承包合同规定的建井周期546.04 d提前了204.64 d。

3)全井平均机械钻速2.0 m/h,比原计划的1.8 m/h提高了11.11%。

4)全井最大井斜角2.94°,二开、三开、四开和五开井径扩大率分别为1.54%、9.92%、6.53%和1.24%,井身质量优质,完全达到了设计要求。

5 结论及认识

1)元坝1井应用空气钻井技术、气液转换技术,大大提高了钻井速度;空气钻井转换钻井液钻井取得成功,确定了元坝地区应用空气钻井的层位,为今后实施空气钻井提供了依据。

2)在下沙溪庙组、须家河组的部分地层,优选国内外高效PDC钻头,配合螺杆、涡轮钻具钻进,提高了机械钻速,加快了元坝地区的勘探进度。

3)抑制性聚磺封堵性防塌钻井液体系和合理的钻井液密度选择是安全钻井的保证。

4)鉴于千佛崖组、自流井组和须家河组地层石英砂岩、砾岩的特殊性,建议继续开展钻头的应用研究,研制出更加适合的钻头,提高单只钻头寿命,提高陆相地层的机械钻速。

5)为确保井下安全,在深层海相地层段和易漏层段采用的钻具组合要尽量简化,建议不使用井下动力钻具。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 熊有全.川东地区普光气田深井钻井技术[J].当代石油石化,2006,14(8):11-15.
- [3] 程华国,王吉东,刘以明,等.影响川东北地区深井机械钻速的原因分析与对策[J].石油钻探技术,2004,32(5):20-21.
- [4] 孙继明,侯树刚,李铁成,等.空气钻井技术在普光D-1井的应用[J].石油钻探技术,2006,34(4):24-26.
- [5] 魏学成,张新旭,翟建明,等.空气钻井技术在老君1井的应用

- [J].石油钻探技术,2006,34(4):20-23.
- [6] 侯树刚,刘新义,杨玉坤.气体钻井技术在川东北地区的应用[J].石油钻探技术,2008,36(3):24-28.
- [7] 丁海峰,魏学成,张新旭,等.空气钻井过程中的钻井液转换[J].石油钻探技术,2006,34(4):12-15.
- [8] 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.
- [9] 丁海峰,董明键,魏学成,等.河坝1井堵漏技术[J].石油钻探技术,2005,33(4):23-25.
- [10] 蔡利山,张进双,苏长明.关于合理使用承压堵漏技术指标的建议[J].石油钻探技术,2008,36(2):84-86.

Ultra-deep Drilling Technologies Used on Well Yuanba-1

Li Weiting

(The 3rd drilling Company, Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau, Puyang, Henan, 457001, China)

Abstract: Well Yuanba-1 is a key exploration well located in Sichuan Basin in northeastern Sichuan Palestinian gentle structure belt in Yuanba structure, its planned depth is 6 920 m and the actual finished depth is 7 170 m. The average penetration rate is 2.0 m/h. There exist a lot of technical challenges in drilling this formation, including deep buried depth, high hardness, strong abrasiveness, weak drillability, low penetrating speed, large number of thief zones, serious lost circulation, terrestrial and marine strata formation and low-density window security, particularly in the marine fractured gas layer, leakage and blowout co-existence, etc. The drilling speed and wellbore quality was improved significantly by using air drilling, gas-liquid conversion technique, mud loss control under pressure, anti-sloughing drilling fluid systems, high-performance PDC bit along with turbo drill, etc. It provides technical basis for developing Yuanba area.

Key words: gas drilling; bit; drilling fluid; resistance to pressure; Well Yuanba-1

SPE 112427, 2008

Characteristics and Removal of Filter Cake Formed by Formate-Based Drilling Mud

甲酸盐钻井液滤饼的性能及清除

自2004年开始,沙特阿拉伯一直使用甲酸盐钻井液钻深气井。甲酸盐钻井液通常包含生物聚合物、淀粉、多阴离子纤维素和少量的碳酸钙颗粒。推荐用来清除该钻井液滤饼的清洗液包括:无固相甲酸盐盐水、掺有机酸(乙酸、甲酸、柠檬酸和乳酸等)的甲酸盐盐水和生化酶。该文的目的是评价了这些清洗液清除甲酸盐钻井液滤饼的效果。

首先用动态高温高压釜确定甲酸盐钻井液滤饼的特性,钻井液和完井液取自油田现场,采用陶瓷圆盘模拟井底条件进行试验。使用可视的高温高压釜在150 °C和3.5 MPa条件下进行甲酸盐盐水和清洗液的配伍试验。

试验结果表明,循环无固相甲酸盐盐水不能除去表面的滤饼,10%柠檬酸、甲酸和乳酸在室温条件下与甲酸盐盐水不配伍,只有乙酸和生化酶与甲酸盐盐水配伍;而在温度高于50 °C时10%柠檬酸、甲酸和乳酸与甲酸盐盐水配伍。在现场10%柠檬酸、甲酸和乳酸与甲酸盐混合可能引起井下复杂情况或事故。研制出了一个在室温和油层温度下与甲酸盐钻井液相配伍的清洗液配方,可有效清除滤饼。为保护井下管柱,还加入了防腐剂。

[闫循彪 译]