

# PT1井311.2mm大井眼优快钻井技术

惠铁军, 童泽亮, 董家林

川庆钻探工程有限公司长庆钻井总公司, 陕西 西安 710021

**摘要：**PT1井是中石油在鄂尔多斯盆地西南部部署的一口重点风险预探井。该井设计井深6250米, 采用四开结构, 设计用311.2 mm井段为1318–4663 m, 进入长城系。通过对地层特性和邻井分析, 识别到井塌、井斜、井漏、磨钻头等工程风险。采用配强钻井装备、个性化PDC钻头、优化钻井液性能、大钻铤钟摆钻具组合等技术手段, 仅用40.75 d钻达井深, 244.5mm套管顺利下入预定井深, 井身质量全优, 创区域311.2mm井眼最深、速度最快记录, 对311.2mm井眼施工具有一定的借鉴意义。

**关键词：**PT1井; 大井眼; 钻具组合; 井壁防塌

## Optimal and Fast Drilling Technology of 311.2mm Large Borehole in PT1 Well

Hui Tiejun, Tong Zeliang, Dong Jialin

Chuanqing Drilling Engineering Co., LTD. Changqing Drilling Corporation, Xi'an, Shaanxi 710021

**Abstract :** Well PT 1 is a key risk pre-exploration well deployed by CNPC in the southwest of Ordos Basin. The design depth of the well is 6250 meters and adopts a four-open structure. The designed 311.2 mm well section is 1318–4663 m to enter the Great Wall system. Through the analysis of formation characteristics and adjacent Wells, the engineering risks of well collapse, well slope, well leakage and drill grinding bit are identified. Using strong drilling equipment, personalized PDC bit, optimization of drilling fluid performance, large drill collar pendulum rig combination and other technical means, only 40.75 d was used to reach the well depth, 244.5mm casing successfully went into the predetermined well depth, excellent well quality, the deepest and fastest record in the region, which has certain reference significance for 311.2mm hole construction.

**Keywords :** PT 1 well; large well; drilling combination; well wall collapse

## 引言

长城系深探井具有埋藏深、大井眼、地层应力大、井温高钻井液维护难度高、测斜仪器耐温不足等难点<sup>[1]</sup>; 长城系发育有变质含砾石英砂岩, 地层研磨性高, 可钻性差, 单只钻头进尺少, 机械钻速低; 延长组、刘家沟、双石层等地层天然裂缝发育, 造成地层承压能力低, 区域内漏失井比例43.5%, 平均堵漏14次; 长城系埋深4500–6000m的古地温大约130°C–185°C, 比目前长庆油田常规区块的120°C–130°C提高较多, 需配套耐温更高、封堵更强的钻井液。

## 一、地质工程难点

### (一) 多层多段井漏共存

自上而下有长<sub>3</sub>、长<sub>7</sub>、纸坊、和尚沟、石盒子、太原煤层、三山子、张夏等8个易漏层位。

### (二) 井眼稳定性差

区域内中生界石千峰、石河子存在大段泥岩、古生界山西组富含深灰色、黑色泥岩, 地层坍塌应力高、泥岩易水化膨胀造成井壁失稳坍塌, 形成大肚子, 携砂困难, 起下钻频繁遇阻。区域内其他常规气探井采用241.3mm井眼, PT1井采用311.2mm井眼, 相对于241.2mm井眼, 稳定性更差、垮塌的问题更加突出。

### (三) 刘家沟、蓟县系地层可钻性差

多年实钻资料显示, 区域内刘家沟地层研磨性强, 钻头磨损

严重; 蓟县系以变质石英岩为主, 非常致密, 可钻性极差。HT7井241.3mm井眼单只钻头仅13米, L69井蓟县系取心钻时0.2m/h, 取心0.5m钻头报废, HT14井蓟县系钻头进尺56米, 起出钻头报废。

### (四) 井斜控制困难

深井对上部井段井斜及全角变化率控制要求高。按照行业标准, 设计井深6000m的井, 上部1000m井段全角变化率控制在1.2°/30m内, 如出现井斜或全角变化率超标, 导致上部井段钻具侧向力大, 极易造成钻具疲劳失效。

### (五) 上部水侵造成钻井液损害

区域内油气井叠合开发施工, 施工中可能存在上部中生界延长组溢流出水风险, 溢漏同存、漏塌转换矛盾突出, 影响下部井段施工。

作者简介: 惠铁军 (1984.02-), 男, 汉族, 中国陕西西安人, 工程师, 本科, 研究方向: 深井钻完井技术与井下事故复杂处置与研究。

## 二、优快钻井配套技术

### (一) 配强钻井装备

配置3台F-1600HL大功率高压泥浆泵，额定泵压52 MPa，额定功率1193kW，总功率3579kW。同时使用两台泵，在65L/s排量下，可达到31MPa的高泵压，保证了井下动力钻具的动力和大尺寸井眼携砂的需求；配置2台ZS/S-2双层双联振动筛，震动频率80Hz，单台处理量为80L/s，筛布为160~180目；配备1台一体机，处理量为80m<sup>3</sup>/h；配置一台中速离心机和一台高速离心机，可控制钻井液有害固含在0.2%以内；配置1套高温高压失水仪，随时检测HTHP失水，确保分段钻井液性能达标。

### (二) 大井眼防斜打直钻具组合设计

大井眼施工钻具的损坏一是由于钻具的纵向振动<sup>[2]</sup>（井深越浅纵向振动越大）、横向振动（井眼越大横向振动越大）、扭转振动相互叠加作用后形成共振，钻具形成横向摆动与井壁接触，形成新的切点，产生较大交变应力（钻压中和点交变应力最大），引发疲劳断裂；二是因钻具外径与井眼不匹配，强度不足造成钻具损坏。因此，合理的螺杆钻具外径、钻铤外径及长度对于减低钻具故障，防斜打直，快速钻进尤为重要。

1. 钻铤尺寸的确定：钻铤尺寸决定着井眼的有效直径D<sub>he</sub>。

$$D_{he} = \frac{D_h + D_c}{2}$$

式中D<sub>h</sub>--钻头直径，cm；D<sub>c</sub>--钻铤外径，cm；霍奇根据上述理论提出了允许最小钻铤外径D<sub>cmin</sub>的计算公式：

$$D_{cmin} = 2D_{cjo} - D_h$$

式中D<sub>cjo</sub>--套管接箍外径，cm；D<sub>h</sub>--钻头直径。

由上述公式计算出311.2mm井眼应使用钻铤直径为228.56mm，采用光钻铤柱钻进，上述理论是正确的。当下部组合中采用了螺杆钻具、安装了扶正器，可以采用稍小的钻铤，一般在311.2mm井眼推荐采用228.6mm~254mm的钻铤。

2. 钻铤长度的确定：钻铤长度取决于最大钻压、选定的钻铤尺寸与所需钻铤重量。

按目前广泛采用的浮力系数法，应保证在最大钻压时钻杆不承受压缩载荷，所需的钻铤重量由下式计算：

$$G_c = \frac{W_{max} \cdot S_f}{K_f \cdot \cos \alpha} K_f = 1 - \frac{\rho_m}{\rho_s}$$

式中G<sub>c</sub>--所需钻铤的重量，KN；W<sub>max</sub>--设计最大钻压，KN；S<sub>f</sub>--安全系数，其取值范围是1.15~1.25；K<sub>f</sub>--钻井液浮力系数；ρ<sub>m</sub>--钻井液密度，g/cm<sup>3</sup>；ρ<sub>s</sub>--钢材密度，g/cm<sup>3</sup>；α--井斜角，(°)。

根据钻铤重量并考虑钻铤尺寸选择的有关因素，即可确定各段钻铤的长度和钻铤柱的总长度，其长度可通过下式确定：

$$L_c = \frac{W_{max} \cdot S_n}{q_c \cdot K_f \cdot \cos \alpha}$$

式中L<sub>c</sub>--所需钻铤长度，m；W<sub>max</sub>--设计最大钻压，KN；K<sub>f</sub>--钻井液浮力系数；S<sub>n</sub>--安全系数；q<sub>c</sub>--钻铤单位重量，KN/m；α--井斜角，(°)。

PT1井311.2mm井眼设计井段1318m~4663m，假设最大钻压180KN，三开钻进中最大钻井液密度为1.30g/cm<sup>3</sup>，最大井斜角

2°，228.6mm钻铤单重2.85KN/m，203.2mm钻铤单重2.18KN/m，117.8mm钻铤单重1.60KN/m，安全系数S<sub>f</sub>取值1.25，S<sub>n</sub>安全系数取值1.2，使用228.6mm钻铤3根(27m)、203.2mm钻铤6根(54m)，通过计算得出177.8mm钻铤长度为65.9米(未考虑244.5mm螺杆钻具)。

### 3. 大井眼快速钻进防斜打直组合。

对旋转钻井来说，破岩机械能量采用比钻压（即：钻压/钻头直径）与转速的乘积来衡量，受制于大井眼钻具尺寸的限制及防斜打直要求，钻头上施加的钻压不足<sup>[3-4]</sup>，易造成大尺寸井眼机械能量的不足，钻头的比钻压远远低于215.9mm钻头20kN/in的水平。因此要提高机械能量除了提高钻压外，还需采用井下动力钻具来提高钻头转速达到提高机械能量的目的，机械钻速与钻头转速近似呈线性关系变化。在保持恒定比钻压的条件下如将钻头转速提高，也会使机械钻速有较大幅度的提高<sup>[5]</sup>。

结合实际与HT14井施工的相关数据，在PT1井311.2mm井眼钻进时采用244.5mm大尺寸大扭矩螺杆、大钻铤摆钻具组合<sup>[6]</sup>钻进。组合为：311.2mmPDC+5LZ\*244.5mm\*0.75°+306-308mmStab+228.6mmNDC\*1根+228.6mm上悬挂+228.6mmDC\*2根+731\*630接头+203mmDC\*6根+631\*410接头+177.8mmDC\*12根+411\*520接头+139.7mmHWDP\*15根+139.7mmDP。采用双扶单弯动力钻具组合钻进，不仅可以提高钻头转速而且使用大尺寸螺杆能够采用更高的钻压来提高钻井速度，同时也因在螺杆后带有308mm扶正器，起到了很好的防斜打直作用，井身质量控制良好。

基于深井井下温度较高，常规螺杆在高温作用时出现故障的几率较高，为保证PDC钻头在井下使用时间，在井深超过4000m后选用抗高温(150°C)螺杆，在钻头使用周期内，提供足够的井下动力。不仅提高了机械钻速，同时未因螺杆失效而起钻。

使用大尺寸钻铤增加了下部钻具组合的刚度，减小了钻柱弯曲程度，增加了钻头侧向力达到防斜打直打快的目的。同时，大尺寸钻铤与井壁间隙变小，钻具受公转离心力矩降低，钻压中和点附近的交变应力降低，大井眼钻进无钻具故障发生。

### (三) 个性化PDC钻头设计<sup>[7]</sup>

PT1井三开设计自延长组钻至长城系，段长3345m。针对延长组-刘家沟大段均质砂岩，可钻性好，设计了6刀翼、16mm双排齿、强保径的SFD65DH钻头，本段机械钻速较快；采用60l/s排量钻进，及时清扫，保证井底净化，实现了311.2mm单只钻头进尺1353米最高记录，为区块最优指标。

刘家沟-石盒子组，刘家沟、石千峰砂岩、泥岩互层，砂岩研磨性较强，设计了7刀翼、16mm双排齿、强保径、肩部限位、抗冲击能力强的个性化SFD75H钻头，通过限位及抗冲击齿，限制钻头吃入，有效延长钻头寿命，进尺612米，机速4.9m/h，起出钻头轻微磨损。

针对下古界张夏-徐庄，沉积变质的石英岩，岩性密度大，单轴抗压强度高，研磨性强，钻头磨损严重，进尺低，设计了8刀翼、13mm双排齿、加强保径带倒划眼、肩部限位、鼻部抗冲击能力强的个性化SFD85DH钻头；针对蓟县-长城系洛峪口地层的高研磨性，设计了8刀翼、13mm双排齿、强保径、带孕镶保径齿的个性化高抗磨TS813钻头。

PT1井在311.2mm井眼钻进过程中配备3台高压钻井泵组，使得钻进排量可以达到60L/S，井底流场得到可观的改善。在增

强水力破岩的情况下,清岩效果也得到了大大提升,这使得岩屑不再大量滞留井底从而避免了多次重复切削的情况,既保护了钻头,又十分有利于大尺寸井眼钻进速度的提高。

#### (四) 优化钻进参数组合

根据钻井工具的性能及所钻层位岩性,优化钻井参数配合。延长组-刘家沟:钻压120-160KN,顶驱转速60rpm,排量55-60L/s,泵压增量5Mpa,以大排量钻进,提高螺杆转速,提高环空返速,在延长组底部防漏时适当弱化排量,满足携砂返速即可;刘家沟-蔚县系:钻压160-180KN,转速55-60rpm,排量52-55L/s,泵压增量4Mpa,控制大排量和合理的钻压,提高复合钻头寿命;环空返速达到0.82-0.95m/s,有效清洁了井眼,每次起下钻井眼畅通,井底无沉砂。

139.7mm钻杆的使用,在65L/s排量、1.25g/cm<sup>3</sup>密度和4663米井深条件下,经计算循环泵压比使用127mm钻杆降低了8MPa,为大排量钻进和螺杆的使用创造了很好的条件。

#### (五) 大井眼完井技术与应用

良好、稳定、清洁的井眼是下入套管的关键,深井大井眼如何清理干净井筒是作业的难点。通过通井钻具组合刚度计算、与下入套管刚度进行对比模拟、使用定制的304mm岩屑清除扶正器通井<sup>[9]</sup>、分段携砂清洗井筒、短起下验证井筒等技术措施,采用“工具+工艺+钻井液”相结合方式清洁井筒,以保障套管下入顺利,同时也应根据井深提前调节套管长度,考虑套管伸长量后,裸眼悬空尽量控制在5米以内。

根据胡克定律计算4657米技术套管在自重下的伸长量<sup>[9]</sup>:

$$\Delta L = \frac{q * L^2 * 100}{2 * E * A} * \delta$$

L为套管长度m, q为套管单重kg/m, E为弹性模量E=210GPa, A为管材横截面积cm<sup>2</sup>, δ为浮力系数,通过计算得出该井中完时套管在自重下的伸长量为:347.26cm

4657米+3.47米<4663米,符合套管下深+伸长量小于井深的要求,同时套管处于垂直状态,满足下套管条件。

中完通井采用单扶结构通井,结构为:Φ311bit+630/630+回压阀+Φ304stab(倒划眼扶正器)+Φ203DC\*1根+631/410+Φ178DC\*1柱+Φ139.7HWDP\*11柱+Φ139.7DP,根据水平井斜井段井眼与套管相容性分析<sup>[10]</sup>中刚度对比公式:

$$\frac{E * I_{\text{扶}} * L_{\text{扶}} + 2 * E * I_{\text{钻台}} * L_{\text{钻铤}}}{E * I_{\text{套管}} * (L_{\text{扶}} + 2L_{\text{钻铤}}) + E * I_{\text{套管}} * L_{\text{套扶}}}$$

惯性矩I:  $\pi D^4 [1 - (d/D)^4]$ ,计算得出通井组合与244.5mm套管刚度比值为1.32>1,满足套管下入要求。

中完时钻井液密度1.35g/cm<sup>3</sup>,浮力系数0.8265,套管重量计算2642.12KN,实际下套管作业中钩载2812.6KN(包含顶驱245KN),与理论计算数据基本吻合,实际相差约74KN,可能因灌浆过程中泥浆混入气体,套管浮力增加。

244.5mm套管下入时悬重大(270T),对设备状态要求较高,宜在下套管作业倒滑一次大绳保证大绳承载能力满足要求,同时在下完套管坐封悬挂器时,应根据上层套管、井口套管头承压强度控制套管坐封吨位,防止套管悬重过大压坏井口或双公连接,要保证套管处于拉伸垂直状态,防止套管遇阻压缩后自由段弯曲后固井,在下开次时钻具磨坏套管或磨断钻具。为保障固井质量,在下完套管后进行循

环时,应根据钻进中的泥浆返速计算固井前循环及固井排量,以防止在固井过程中出现漏失或环空砂堵,发生过漏失的井尤为重要。

### 三、实施效果

#### (一) 井身质量全优

PT1井井身质量全优。井斜得到有效控制,三开井段(1318-4663m)最大井斜1.39°(井深4275m),全角变化率只有0.45°/30m,远远小于设计中全角变化率标准3.0°/30m。井径扩大率得到有效控制,平均井眼扩大率仅为8.11%,小于一般井眼扩大率20%。

#### (二) 机械钻速大幅提高

PT1井311.2mm井段机械钻速达到13.03m/h,比HT14井的7.08m/h提高59.5%。

#### (三) 钻井周期大幅度缩短

PT1井311.2mm井眼用时40.75d钻至井深4663m,全井钻井周期175天,比设计钻井周期缩短13天,剔除四开前氮气钻整改时效,周期可缩短28天。创造了长庆油田元古界311.2mm井眼单只钻头最高进尺1353米、311.2mm井眼钻深最深、长城系单只钻头最高进尺216米、长城系取心最高机械钻速3.67米/小时等8项指标记录。

### 四、结论与建议

1.通过井眼清洁度计算、钻压比能分析、实钻DC曲线、元素分析等数据确定合理的钻进参数,最大化的实现钻井提速及井下安全。

2.采用单弯螺杆动力钻具组合,螺杆度数应不大于1.25°。PT1井311.2mm井眼使用0.75°螺杆,防斜打直效果好,也未出现因井眼扩大后钻具束缚力降低,交变载荷变大引发的钻具断裂故障。

3.大井眼下套管作业应研究改进插入式灌浆循环接头,减少套管静止时间,有利于粘卡故障预防。

### 参考文献

- [1]井向辉,张才利,白海峰,等.鄂尔多斯盆地元古界长城系沉积、储层特征及油气勘探潜力[C]//中国矿物岩石地球化学学会岩相古地理专业委员会,International Society of Palaeogeography (ISP,国际古地理学会),中国矿物岩石地球化学学会沉积学专业委员会,中国地质学会沉积地质专业委员会.第十七届全国古地理学及沉积学学术会议摘要集——专题17 超深储层表征与规模优质储层形成、保存机理.中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院;低渗透油气田勘探开发国家工程实验室;2023:3. DOI:10.26914/c.cnkihy.2023.040876.
- [2]苏凯,孙友宏,贾瑞.基于有限元法的钻杆柱纵向振动分析[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2015,42(12):52-56.
- [3]钻井手册(甲方)[M].北京:石油工业出版社,1990.
- [4]张国龙,曹满党,倪益明.深井大尺寸井眼钻速低的原因及对策[J].石油钻探技术,2001,29(2):24-25.
- [5]潘仁杰.莫深1井Φ444.5mm大尺寸井眼钻井技术[J].天然气工业,2008(07).
- [6]吕鹏翔.钻井过程中防斜打直技术的探讨[J].中国石油和化工标准与质量,2014,34(02):105.
- [7]王雷,李勇,李洪利,等.页岩油地层高效PDC钻头的设计及应用[J].设备管理与维修,2023,(12):62-64.DOI:10.16621/j.cnki.issn1001-0599.2023.06D.24.
- [8]张鑫,何阳,和鹏飞,等.新型配切削齿扶正器在渤海油田的应用[J].科技创新与应用,2015,(33):123.
- [9]杨明清,刘忠.钻进中钻具伸长量的计算[J].录井技术,2003,(04):38-42.
- [10]石崇东.水平井斜井段井眼与套管相容性分析[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2018,20(01):63-66.DOI:10.19406/j.cnki.cqkjxyxbzkb.2018.01.014.