

# 松南地区火山岩水平井优快钻井技术

巢 贵 业

(中国石化东北油气分公司工程技术研究院, 吉林长春 130062)

**摘 要:**松南火山岩地层抗压强度高、研磨性强,裂缝、断层发育,导致水平井钻井过程中易漏、易坍塌,机械钻速低,周期长。为了进一步提高松南火山岩地层的水平井机械钻速、缩短钻井周期、降低钻井成本,以地层可钻性级值、三压力剖面和节点分析法为依据,采用钻头效益指数法和纵横弯曲梁理论及微单元力平衡分析法,通过软件模拟优选出 KS1952SGR 等高效 PDC 钻头,优化出  $\phi 152.4$  mm 小井眼三级井身结构、能够提高中靶成功率的“直—增—稳—增—平”井眼剖面、合适的靶前距及全井段复合钻井等优快钻井技术。该系列技术在松南地区 5 口火山岩水平井进行了现场应用,全井平均机械钻速提高了 23.9%,平均钻井周期缩短了 25.2%,取得了很好的应用效果。

**关键词:**火山岩 水平井 井身结构 机械钻速 松南地区

**中图分类号:**TE243+.1 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2013)06-0062-06

## Optimized Horizontal Well Drilling Technologies for Volcanic Formations in Songnan Area

Chao Guiye

(Exploration & Development Institute of Dongbei Branch, Sinopec, Changchun, Jilin, 130062, China)

**Abstract:** As the features of volcanic formations in Songnan Area are strong abrasion, high compressive strength, rich fractures and faults, the drilling of horizontal wells in these formation is likely to encounter the loss of circulation, collapse, low rate of penetration (ROP), which leads to long drilling cycle time. To improve ROP, shorten drilling time and cut the cost of horizontal wells in this area, based on maximum drillability value of formation, three pressure profiles and nodal analysis methods, KS1952SGR high efficiency PDC drilling bit was selected and optimized the 3-stage casing program in slim holes (the hole size of 152.4 mm in the third spuding stage), the well trajectory including vertical, build-up, stabilizing and horizontal sections, proper displacement from landing point to first target point as well as composite drilling technology were optimized by using software modeling. The application of these techniques in 5 wells in Songnan Area showed the average rate of penetration increased by 23.9%, and the average drilling time reduced by 25.2%.

**Key words:** volcanic rock; horizontal well; casing program; penetration rate; Songnan Area

松辽盆地深部地层营城组和火石岭地层发育大段的火山岩,岩性主要有流纹岩、凝灰岩、玄武岩、安山岩、英安岩和角砾岩等,岩石硬度高(高达 500 MPa),可钻性级值高(最高达到 12 级,平均 7~10),导致机械钻速低、钻井周期长,严重制约了勘探开发进程。大部分火山岩气藏采用四级井身结构,水平段采用  $\phi 215.9$  mm 钻头,而松南地区火山岩水平井采用该井身结构钻进时平均机械钻速仅约

2.5 m/h,平均钻井周期长达 190 d。为此,笔者在研究松南地区火山岩地层特征和水平井钻井主要特点的基础上,以地层可钻性级值、三压力剖面和节点分析法为依据,采用钻头效益指数法和纵横弯曲梁

收稿日期:2012-12-13;改回日期:2013-07-29。

作者简介:巢贵业(1973—),男,青海互助人,1993年毕业于长春地质学校钻探专业,工程师,主要从事钻完井工艺技术研究。

联系方式:(0431)88531805,chaoguiye@163.com。

理论、微单元力平衡分析法等, 研究形成了一套适合于火山岩水平井的快速钻井技术, 提高了机械钻速, 缩短了钻井周期, 降低了钻井成本。

## 1 松南火山岩储层特征与水平井钻井难点

### 1.1 储层特征

松南地区火山岩油气井主要钻遇地层有青山口组、泉头组、登娄库组、营城组、沙河子组和火石岭组, 主要目的层为登娄库组和营城组, 其中上部为致密碎屑岩, 下部为火山岩。

致密碎屑岩孔隙度 6.0% ~ 14.0%, 平均 10.2%; 渗透率 0.01 ~ 33.76 mD, 平均 8.68 mD; 压力系数 0.72 ~ 0.87, 地温梯度 3.4 °C/100m。储层呈现弱水敏、中等速敏、中等盐敏、中等偏弱碱敏、中等酸敏。地层水矿化度为 2 242.1 ~ 3 515.5 mg/L, 水型为碳酸氢钠型。

火山岩产出层位主要在火石岭组、营城组, 岩性复杂、致密, 地应力分布复杂, 层内非均质性强, 物性条件变化大, 平均孔隙度 10.2%, 渗透率 0.01 ~ 1.00 mD, 油藏为常温、低压系统, 压力系数 1.1 ~ 1.2, 地温梯度 3.4 °C/100m。总体上储层物性较差, 大部分为低孔、低渗—特低渗储层。

### 1.2 钻井难点

储层天然裂缝发育, 易漏失。营城组储层广泛发育微裂缝, 在普通薄片及铸体薄片下观察到的微裂缝多为构造缝, 也包括少量溶蚀缝。裂缝有粒缘缝及粒间缝, 多为直缝, 也有部分呈网络状, 观察微裂缝宽度 5 ~ 10  $\mu\text{m}$ 。如腰深 3 井取心段共有各类裂缝 60 多条, 裂缝以直立缝为主, 有少量的网状缝, 缝长 0.24 ~ 2.09 m, 缝宽 0.1 ~ 5.0 mm。青山口组地层的漏失速率为 1.5 ~ 4.0  $\text{m}^3/\text{min}$ , 营城组地层的漏失速率为 5 ~ 24  $\text{m}^3/\text{min}$ 。

地层可钻性级值高, 机械钻速低。青山口组(深约 1 600 m)以浅地层的可钻性级值低于 2 级, 一般为 1 级左右。泉头组到登娄库组(深约 1 600 ~ 3 400 m)岩石可钻性级值为 4 ~ 8 级, 其中泉 4 段 4 ~ 6 级, 泉 3 段 5 ~ 6 级, 泉 2 段中上部可钻性级值变大, 一般为 5 ~ 7 级, 局部地区可达到 7 ~ 8 级, 泉 1 段 6 ~ 7 级。登娄库组地层的可钻性级值一般为 6 ~ 8 级, 中部可钻性变大, 有的达到 7 ~ 8 级。营城组地层裂缝发育的地方, 可钻性

级值达到 6 ~ 9 级; 在裂缝不太发育的地方, 可达到 9 ~ 12 级, 导致机械钻速低、钻井周期长<sup>[1-2]</sup>。青山口组上部—泉头组平均机械钻速 1.39 m/h, 泉头组—营城组 A 点平均机械钻速 1.24 m/h, 营城组水平段平均机械钻速 2.14 m/h。

钻井液密度窗口窄。青山口组以上地层坍塌压力系数为 0.4 ~ 1.2, 泉头组地层坍塌压力系数为 0.5 ~ 1.3, 登娄库组地层坍塌压力系数为 0.4 ~ 1.4, 坍塌压力系数无规律可循, 如果钻井液密度小、井壁垮塌严重, 提高钻井液密度很容易发生漏失, 因此钻井液密度选择难度大。如腰平 1 井钻至泉头组地层时井壁发生大量掉块, 最大达到 4 mm × 4 mm, 此时钻井液密度为 1.18 kg/L。为了平衡坍塌压力, 将钻井液密度提高至 1.22 kg/L, 即刻发生漏失, 共漏失钻井液 11.5  $\text{m}^3$ , 漏速 11.69  $\text{m}^3/\text{h}$ , 然后加入堵漏剂进行静止堵漏建立循环。当钻至井深 4 355.00 m 时再次发生井漏, 漏失速度 34  $\text{m}^3/\text{h}$ , 先后进行 3 次静止堵漏才获得成功, 建立循环。

## 2 水平井优快钻井配套技术

### 2.1 井身结构优化

依据节点分析结果, 考虑到对酸压等措施的影响因素, 依据套管和油管的配合间隙和工艺技术要求, 选择壁厚 7.82 mm 的 N80 外加厚油管为主要生产管柱, 选择  $\phi 139.7$  mm 和  $\phi 114.3$  mm 套管作为主要生产套管。优化后, 采用三级井身结构: 一开, 采用  $\phi 311.1$  mm 钻头, 下入  $\phi 244.5$  mm 套管, 固井采用常规一次全井封固方式; 二开, 采用  $\phi 241.3$  mm ×  $\phi 215.9$  mm 钻头, 下入  $\phi 177.8$  mm 套管, 固井采用分级全井封固方式; 三开, 采用  $\phi 152.4$  mm 钻头, 下入  $\phi 114.3$  mm 套管或筛管, 采用套管固井或预制管柱完井<sup>[3]</sup>。

套管刚性通过校核。水平井使用  $\phi 114.3$  mm (壁厚 9.17 和 7.72 mm) 的 N80 套管, 井眼曲率 23.3°/100m, 计算出  $\phi 114.3$  mm 套管允许弯曲半径为 115.1 cm, 均小于井眼曲率半径 246.0 cm, 表明套管能够安全下入。

套管下入时的被卡风险评价。计算结果表明, 技术套管的最大静压差为 6.22 ~ 7.30 MPa, 远远小于技术套管压差卡钻临界值 18.00 MPa; 水平段套管的最大静压差为 8.77 ~ 11.95 MPa, 远远小于水平段套管压差卡钻临界值 23.00 MPa。因此, 技术套管和生产尾管下入时没有卡钻风险。

### 2.2 井眼轨道优化

松南地区火山岩上部碎屑岩和下部火山岩地层的造斜率有一定差异,同时储层非均值性强,深度预测有时存在一定误差,在钻井过程中根据储层的变化及时调整着陆点。如采用“直—增—稳—增”的剖面到着陆点时井斜角达到 90°左右,此时如果储层变化需要调整着陆点,调整段只有 2~3 m,很难实现地质中靶。若采用“直—增—稳—增—平”剖面到着陆点时井斜角达到 85°左右,此时如果储层变化需要调整着陆点,基本能有 30 m 左右的调整段可以对着陆点进行调整以实现地质中靶<sup>[4-5]</sup>。

通过软件模拟可知,当井深达到 5 000.00 m、水平段为 1 200.00 m 时,双圆弧剖面摩阻与其他剖面相比要大 50 kN。但第一稳斜段可解决上直井段和第一次造斜后实际井眼轨迹与设计轨道及井斜偏差的问题,提高井眼轨迹控制精度。第二稳斜井段,即探气顶段可克服地质不确定因素,以保证能准确探知油顶位置,保证着陆,提高中靶成功率<sup>[5]</sup>。

表 1 不同靶前距对应的摩阻、扭矩计算结果

Table 1 Simulated friction and torque for different distance that from landing point to first target point

| 靶前距/m | 摩阻/kN              |                    |                    |                    | 扭矩/(kN·m <sup>-1</sup> ) |                    |                    |                    |
|-------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
|       | 0.40 <sup>1)</sup> | 0.45 <sup>1)</sup> | 0.50 <sup>1)</sup> | 0.60 <sup>1)</sup> | 0.40 <sup>1)</sup>       | 0.45 <sup>1)</sup> | 0.50 <sup>1)</sup> | 0.60 <sup>1)</sup> |
| 300   | 27                 | 31                 | 34                 | 42                 | 20                       | 23                 | 24                 | 28                 |
| 350   | 25                 | 31                 | 35                 | 40                 | 22                       | 25                 | 26                 | 30                 |
| 400   | 26                 | 30                 | 33                 | 40                 | 22                       | 25                 | 27                 | 30                 |
| 450   | 27                 | 30                 | 35                 | 40                 | 24                       | 26                 | 28                 | 31                 |

注:1) 指钻柱与井壁的摩阻系数。

2 根+φ165.1 mm 无磁钻铤 1 根+φ158.8 mm 钻铤  
16 根+φ127.0 mm 钻杆。

钻井参数:PDC 钻头,钻压 10~40 kN,转速 100 r/min,排量 40 L/s;牙轮钻头,钻压 220 kN,转速 75 r/min,排量 36 L/s。

#### 2.4.2 造斜段

采用无线随钻测斜仪(MWD)和地质导向仪器,增加着陆点的可控性。严格控制井眼曲率,设计增斜率 6°/30m,按照“略高勿低”的原则,选择 1.25°单弯螺杆钻具,其理论造斜率为 8°/30m,实钻过程中的平均造斜率为 6.82°/30m,满足施工要求。现场施工时,如果实钻造斜率低于设计造斜率,就通过更换钻具组合或增大螺杆弯角来增大造斜率;如果实钻造斜率高于设计造斜率,则采用复合钻井的方式降低造斜率。

钻具组合:φ215.9 mm 钻头+φ172.0 mm 1.25°

### 2.3 靶前距优化

如果靶前距过大,会造成进尺增加,从而导致钻井周期增长、钻井成本增加。如果靶前距过短,会造成钻进中摩阻增大,易脱压,从而可能延长钻井周期和增加钻井投资。因此,根据不同的靶前距与摩阻扭矩计算结果,水平段取 1 200.00 m 时,靶前距选择 300~400 m 则施工时摩阻、扭矩变化不大(见表 1),因此选靶前距为 300~400 m。

### 2.4 井眼轨迹控制技术

#### 2.4.1 直井段

钻井过程中要定点测斜,每钻进 200 m 测斜一次,井斜角当有超标的趋势时要加密测斜,同时要及时采用吊打或定向纠斜等措施严格控制井斜角。松南地层由上到下逐渐变硬,当钻遇地层交界面时先以小钻压(80~100 kN)、低转速(60 r/min)钻进 1~2 m,校正轨迹后再逐步恢复到正常钻井。

钻具组合:φ241.3 mm 钻头+φ203.2 mm 钻铤

螺杆+φ127.0 mm 无磁承压钻杆+φ127.0 mm 无磁短节+φ127.0 mm 无磁承压钻杆+φ127.0 mm 加重钻杆×30 根+φ127.0 mm 斜坡钻杆。

钻井参数:钻压 100~120 kN,转速 50~60 r/min,排量 30 L/s,泵压 17 MPa。

#### 2.4.3 水平段

采用“LWD+岩屑录井+气测录井+钻时变化”动态控制水平段轨迹。着陆点控制措施:略高勿低,前高后低,寸高必争,早扭方位,稳斜探顶,动态监控,矢量中靶。水平段控制措施:钻具稳平,上下调整,多开转盘,注意短起下钻,动态监控,留有余地,少扭方位。

钻具组合:φ152.4 mm PDC 钻头+φ120.0 mm 1.00°螺杆×1 根+φ147.0 mm 稳定器+回压阀+φ120.0 mm 无磁钻铤×1 根(LWD)+φ88.9 mm 钻杆×151 根+加重钻杆×69 根+φ88.9 mm 钻杆。

钻井参数: 钻压 60~80 kN, 转速 45~50 r/min, 排量 14~17 L/s, 泵压 22~24 MPa。

## 2.5 钻头优选

根据地层可钻性选择钻头, 就会取得高钻速、大进尺、低成本的效果。为此, 了解松南气田所钻遇的地层级别与钻头类型的对应关系, 就可以确定所钻井段的级值与适合于该级别地层的钻头类型。充分考虑岩石特性与钻头的相互关系, 就可以选择每一个层段所使用的钻头类型。

二开登娄库组以上地层软硬夹层多、含有砾岩, 抗压强度 200~280 MPa, 可钻性级值为 7~8。因此要提高机械钻速, 要求钻头的复合片和支撑体不仅要有高研磨性和抗冲击韧性, 同时要适应高钻压的需要, 因此选择抗研磨能力强、抗冲击韧性高和对钻压适应范围宽的 WHMGE461-5 型、KS1952SGR 型和 M1675RJ 型 PDC 钻头为二开主要钻头。三开营城组火山岩地层火山角砾岩发育, 可钻性级值大于 10 级, 抗压强度大于 300 MPa。因此, 要求钻头掌背、牙齿、保径耐磨性要好。要延长钻头的使用寿命, 要求钻头的轴承要稳定, 布齿时防止崩、断, 同时需要金刚石保径、强化掌背、轴承保护、提高稳定性。因此, 选择稳定性和耐磨性比较高的 MXL-DS55DX 型和 GF150YOD1VRD J 型多翼 PDC 钻头为三开的主要钻头。

## 2.6 全井段复合钻井技术

复合钻井技术依靠转盘与井下动力钻具的复合运动驱动钻头共同破岩, 提高破岩效率。同时该技术应用预弯曲井下动力钻具, 增加了对钻头导向能力的控制, 使钻头产生克服地层造斜力的侧向力, 从而推动钻头沿设计轨道钻进, 实现直井中的防斜打快和斜井中的轨迹控制。该技术配合高效 PDC 钻头与 MWD 等工具<sup>[6]</sup>, 可提高机械转速、减少因钻头寿命短而起下钻等浪费的时间、缩短钻井周期、节约钻井成本。与常规钻井技术相比, 复合钻井技术平均单只钻头进尺从 239.21 m 增加至 582.32 m, 单只钻头平均机械钻速从 3.69 m/h 提高至 7.57 m/h。

## 2.7 防漏堵漏钻井液

松南气田发育有 22 条断层, 以南北向为主, 相邻断层间距大多为 300~500 m。裂缝发育方向受多种因素控制, 具有多期次、多方向的特点, 营城组

火成岩储层裂缝发育。由于天然裂缝发育, 造成钻井过程中漏失量较大、漏速较高(平均漏速达 23.7~33.0 m<sup>3</sup>/h), 直接影响了钻井周期及气井产量。

通过对正交试验数据进行分析, 发现: 当压力小于 7 MPa 时, 影响漏失量的主要因素是软性材料; 压力大于 7 MPa 时, 影响漏失量的主要因素是硬性材料。说明封堵裂缝性漏失时, 骨架材料的结构作用更加突出, 堵漏浆中的硬性材料在更低的压力下即可发挥作用; 同时说明封堵材料粒度只有与裂缝宽度相匹配才能有效架桥并增强封堵后承压能力<sup>[7]</sup>。因此, 通过大量试验确定了堵漏钻井液的配方, 见表 2。

表 2 不同裂缝宽度的堵漏钻井液配方

Table 2 Formulas of plugging drilling fluids for different fracture widths

| 缝宽/<br>mm | 膨润土<br>加量, % | XW-1<br>加量, % | GXD-1<br>加量, % | GQJ-2<br>加量, % | 承压能力/<br>MPa |
|-----------|--------------|---------------|----------------|----------------|--------------|
| 1         | 6            | 4             | 1              | 2              | 20.0         |
| 2         | 7            | 5             | 2              | 5              | 20.0         |
| 3         | 4            | 5             | 6              | 6              | 20.0         |
| 4         | 5            | 1             | 4              | 6              | 18.5         |
| 5         | 6            | 1             | 6              | 4              | 17.5         |

同时, 对 5 mm 裂缝堵漏钻井液进行储层伤害试验评价, 评价结果为: 原始渗透率为 5.27 mD, 恢复渗透率为 4.53 mD, 渗透率恢复率达到 86%。

## 3 现场应用

截至 2012 年 8 月底, 水平井优快钻井技术在松南地区 5 口火山岩水平井中进行了应用。结果表明: 平均机械钻速由 2.60 m/h 提高至 3.22 m/h, 提高了 23.9%; 平均钻井周期由 189.54 d 缩短至 141.80 d, 缩短了 25.2%。其中, 二开井段平均机械钻速由 3.07 m/h 提高至 3.67 m/h, 提高了 19.7%; 平均钻井周期由 61.59 d 缩短至 60.40 d, 缩短了 1.9%。三开井段平均机械钻速由 1.75 m/h 提高至 1.96 m/h, 提高了 12.18%; 平均钻井周期由 83.50 d 缩短至 55.00 d, 缩短了 34.13%。下面以 YD8HF 井为例, 对比、分析该火山岩水平井优快钻井技术的应用效果。

### 3.1 井身结构

YD8HF 井采用三级井身结构, 其中二开为了

降低下套管时的摩阻和固井环空动液柱压力采用复合井眼。优化后的井身结构,由于减小了钻头对井眼总体的破碎容积,有利于提高钻井效率;同时,由

于套管尺寸的减小相应减小了套管质量,缩减了套管费用。井身结构优化的 YD8HF 井与未优化的 YP8 井对比见表 3。

表 3 YD8HF 井和 YP8 井的井身结构对比

Table 3 Casing program comparison of Well YP8 and YD8HF

| 井号    | 开次 | 钻头尺寸/mm     | 完钻井深/m            | 套管尺寸/mm | 套管下深/m   | 备注  |
|-------|----|-------------|-------------------|---------|----------|-----|
| YP8   | 导管 | 660.4       | 23.00             | 508.0   | 22.00    | 未优化 |
|       | 一开 | 444.5       | 402.50            | 339.7   | 401.00   |     |
|       | 二开 | 311.1       | 3 252.00          | 244.5   | 3 251.36 |     |
|       | 三开 | 215.9       | 4 994.00          | 139.7   | 4 970.00 |     |
| YD8HF | 一开 | 346.1       | 503.00            | 273.1   | 501.80   | 优化  |
|       | 二开 | 241.3/215.9 | 2 460.00/3 728.80 | 177.8   | 3 726.66 |     |
|       | 三开 | 152.4       | 5 129.01          | 114.3   | 5 103.01 |     |

### 3.2 井身剖面

由于松南火山岩上部碎屑岩和下部火山岩地层的造斜率有一定差异,同时储层非均质性强,深度预测常存在一定误差,如果采用之前的“直—增—稳—增”剖面,钻进至着陆点时井斜角达到水平段的井斜角大小,此时如果储层变化需要调整着陆点,调整段只有 2~3 m,轨迹调整难度非常大,往往采用填井

侧钻从而延长钻井周期。优化后的“直—增—稳—增—平”剖面,钻至着陆点时井斜角比水平段的井斜角小 4°左右,此时如果储层变化则需要调整着陆点,有 30 m 左右的调整段,可以对着陆点进行调整以实现地质中靶。井身剖面优化的 YD8HF 井与未优化的 YD8 井对比见表 4(YP8 井靶前距 305 m,施工过程中摩阻扭矩比较大,因此 YD8HF 井将靶前距优化为 353 m)。

表 4 YD8HF 井与 YP8 井井身剖面对比

Table 4 Well profile comparison of Well YP8 and YD8HF

| 井号    | 井段  | 井段/m              | 段长/m     | 垂深/m     | 平移/m     | 井斜角/(°) |
|-------|-----|-------------------|----------|----------|----------|---------|
| YP8   | 直井段 | 0~3 300.00        | 3 300.00 | 3 300.00 | 0        | 0       |
|       | 增斜段 | 3 300.00~3 762.00 | 462.00   | 3 604.00 | 305.58   | 81.80   |
|       | 稳斜段 | 3 762.00~4 472.79 | 710.79   | 3 675.77 | 1 044.55 | 84.11   |
|       | 水平段 | 4 472.79~4 994.00 | 521.21   | 3 710.27 | 1 524.02 | 83.45   |
| YD8HF | 直井段 | 0~3 164.16        | 3 164.16 | 3 164.16 | 0        | 0       |
|       | 增斜段 | 3 164.16~3 420.95 | 256.70   | 3 397.73 | 91.53    | 42.80   |
|       | 稳斜段 | 3 420.95~3 441.98 | 21.03    | 3 413.16 | 105.82   | 42.80   |
|       | 增斜段 | 3 441.98~3 722.58 | 280.60   | 3 526.89 | 353.09   | 88.20   |
|       | 水平段 | 3 722.58~5 122.75 | 1 400.17 | 3 541.89 | 1 705.70 | 89.75   |

### 3.3 优选钻头及复合钻井

未采用钻头优选和复合钻井措施的 YP8 井,二开井段共使用钻头 13 只(其中 PDC 钻头 3 只,牙轮钻头 10 只),总进尺 2 849.50 m,总纯钻时间 902.65 h,平均钻速 3.15 m/h;三开井段共使用钻头 23 只(全部为牙轮钻头),总进尺 1 269.00 m,总纯钻时间 825.41 h,平均钻速 1.54 m/h。

进行了钻头优选并采用了复合钻井的 YD8HF 井,二开井段共使用钻头 10 只,总进尺 3 225.80 m,总纯钻时间 685.25 h,平均机械钻速 4.71 m/h。与

YP8 井同井段相比,钻头减少 3 只,平均机械钻速提高 49.52%。YD8HF 井三开井段共使用钻头 11 只,总进尺 1 400.21 m,总纯钻时间 593.83 h,平均钻速 2.36 m/h。与 YP8 井同井段相比,钻头减少 12 只,平均机械钻速提高 53.25%。

### 3.4 防漏堵漏钻井液

未采用防漏堵漏钻井液的腰平 9 井共发生 3 次漏失:第 1 次井漏井深 3 890.20 m,共漏失钻井液 64.12 m<sup>3</sup>,堵漏耗时 820 min;第二 2 次井漏井深 4 022.30 m;共漏失钻井液 78.23 m<sup>3</sup>,堵漏耗时

1 115 min;第3次井漏井深4 259.30 m,共计漏失钻井液417.43 m<sup>3</sup>,堵漏耗时7 830 min。固井过程中再次发生漏失,导致水泥浆封固段低返860 m。

YD8HF井当钻进至井深3 691.00 m时发生漏失,漏速为25 m<sup>3</sup>/h。根据邻井相关地质资料判定为裂缝性漏失,缝宽约2 mm,采用2 mm裂缝堵漏液(配方为井浆+4%YHS-1+5%CaCO<sub>3</sub>+5%XW-1+2%GXD-1+5%GQJ-2)进行堵漏。将配制好的堵漏钻井液注入井内,采取间歇关挤堵漏工艺进行堵漏,恢复钻井,井下正常,堵漏成功,堵漏耗时380 min。下套管前对二开井段进行承压堵漏,配制堵漏浆(配方为井浆+4%YHS-1+5%CaCO<sub>3</sub>+5%XW-1+2%GXD-1+5%GQJ-2)280 m<sup>3</sup>,密度1.32 kg/L,用于封堵401~3 700 m井段的易漏失层。堵漏浆调整到合适的黏度后,首先将230 m<sup>3</sup>堵漏浆泵入到井内,再关闭防喷器,以恒定的小排量泵入堵漏浆1 m<sup>3</sup>,稳定15~30 min,记录立管压力变化情况,井底承压7.1 MPa(当量密度1.51 kg/L),而固井水泥浆密度1.45 kg/L就满足固井要求,说明承压堵漏成功,固井水泥浆能返至地面。与腰平9井相比,YD8HF井平均每次的堵漏时间缩短47.95 h,固井后水泥浆能够正常返至地面,可见该防漏堵漏钻井液的效果非常明显。

## 4 结 论

1) 在松南地区火山岩地层,采用优化的小井眼三级井身结构(三开井段井眼尺寸为152.4 mm)能提高机械钻速、缩短钻井周期、降低钻井成本。

2) 优化后的“直—增—稳—增—平”井眼剖面,解决了“直—增—稳”井眼剖面探顶后调整段短的问题,克服了上部碎屑岩、下部火山岩造斜率差异导致的探油顶不确定问题,能保证准确探知油顶位置,提高中靶成功率。

3) 使用通过试验确定的防漏堵漏钻井液能解决松南地区由于天然裂缝发育,钻井过程中漏失严重、漏速较高及堵漏时间长的难题。所使用的防漏堵漏钻井液,具有良好的承压能力和配伍性,渗透率恢复率达86%,能大幅度缩短堵漏时间,同时降低因水泥浆低返影响气井寿命的风险。

4) 以岩心测试确定的地层可钻性为依据优选的钻头,能够大幅度提高机械钻速、增大单只钻头进尺。但是,一般情况下缺少非目地层段的岩心,此时以测井参数确定的地层可钻性与实际存在差距,因此如何利用岩屑确定地层的可钻性,将是今后需要研究的重点。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 穆国臣,陈晓峰,王雪. 松南地区深井钻井提速难点与对策[J]. 石油钻探技术,2011,39(6):19-22.  
Mu Guochen, Chen Xiaofeng, Wang Xue. Difficulties and applied technical strategy in deep well drilling in Songnan Area [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 19-22.
- [2] 陈安明,张进双,白彬珍,等. 松辽盆地深井钻井技术难点与对策[J]. 石油钻探技术,2011,39(4):119-122.  
Chen Anming, Zhang Jinshuang, Bai Binzhen, et al. The drilling Problem and counter measures of deep wells in Songliao Basin [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 119-122.
- [3] 杨明合,夏宏南,蒋宏伟,等. 火山岩地层优快钻井技术[J]. 石油钻探技术,2009,37(6):44-46.  
Yang Minghe, Xia Hongnan, Jiang Hongwei, et al. Optimized drilling techniques to increase drilling speed in volcanic formations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(6): 44-46.
- [4] 柴国兴,刘松,王慧莉,等. 新型水平井不动管柱分隔器分段压裂技术[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2010,34(4):141-145.  
Chai Guoxing, Liu Song, Wang Huili, et al. New single-trip staged fracturing technology with packer isolation in horizontal wells[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2010, 34(4): 141-145.
- [5] 王绪刚,张文华,李应光,等. 伊拉克艾哈代布油田快速钻井技术[J]. 石油钻探技术,2013,41(1):35-39.  
Wang Xugang, Zhang Wenhua, Li Yingguang, et al. Rapid drilling technology in Ahdeb Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 35-39.
- [6] 刘修善. 定向钻井轨道设计与轨迹计算的关键问题解析[J]. 石油钻探技术,2011,39(5):1-7.  
Liu Xiushan. Analysis of the key issues involved in wellpath planning and trajectory calculation for directional drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 1-7.
- [7] 闫丰明,康毅力,孙凯,等. 缝洞型碳酸盐岩储层暂堵性堵漏配方研究[J]. 石油钻探技术,2012,40(1):47-51.  
Yan Fengming, Kang Yili, Sun Kai, et al. The temporary sealing formula for fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(1): 47-51.

[编辑 令文学]