

# 元坝地区超深探井复杂地层固井难点及对策

李真祥<sup>1,2</sup> 王瑞和<sup>3</sup> 高航献<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 东营 257061;2. 中国石化勘探南方分公司,四川 成都 610041;3. 中国石油大学(华东),山东 东营 257061)

**摘 要:**四川元坝地区固井面临井深、高温、盐膏层蠕变、固井安全密度窗口窄、防漏防窜矛盾突出等诸多技术难题,给固井作业带来了很大挑战。针对元坝地区已经完成的 11 口探井存在的固井工艺技术不够完善、固井质量不稳定的现状,分析了该地区固井存在的主要技术难题,并对不同地层固井的水泥浆体系进行了针对性选型,强化了通井技术措施,综合应用了提高顶替效率的技术措施等。在元坝 12 井等井固井中应用,已经初步取得了成效。

**关键词:**超深井;探井;水泥浆;固井;元坝地区  
**中图分类号:**TE256<sup>+</sup>.3 **文献标识码:**B **文章编号:**1001-0890(2010)01-0020-06

## 1 概 述

元坝地区是中国石化在川东北地区的主要勘探开发区块,固井面临诸多技术难题<sup>[1-4]</sup>,主要有:

- 1) 海相飞仙关组和长兴组气层是主要目的层,埋藏深度都在 7 000 m 左右,属常压气藏,但储层温度高(井底温度可达 160 ℃),且含 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub>;
- 2) 上部陆相地层主要包括沙溪庙组、千佛崖组、自流井组和须家河组地层,其中,千佛崖组和自流井组地层水敏性强,须家河组地层是高压低渗气层,上沙溪庙组地层底部坍塌严重,为平衡气层和坍塌层,钻井液密度最高达到 2.10 kg/L,元坝 3 井、元坝 101 井和元坝 22 井等井的须家河组地层压力系数为 1.83~1.86;
- 3) 嘉陵江组 5 段和 4 段地层的岩性主要是石膏和盐,存在蠕动性盐膏层和高温高含硫气层,元坝 2 井发生盐膏层段挤毁套管事故,元坝 102 侧 1 井在盐膏层段发生了卡钻;
- 4) 固井作业还要面对复杂的井筒环境,如压稳与防漏、长封固段窄间隙等难题。

上述复杂的地质条件给固井带来了很大的挑战。自 2006 年以来,元坝地区已经完成探井 11 口,由于固井工艺技术还不够完善,固井质量时好时坏,其中元坝 1 井、元坝 2 井固井质量比较好,而元坝 3 井、元坝 4 井和元坝 5 井等井固井质量较差。而防止须家河组地层气窜、防止嘉陵江组盐膏层蠕动和提高飞仙关组、长兴组气层固井质量是元坝地区固井作业的主要目标。

## 2 固井难点分析

元坝地区的超深探井一般采用四级井身结构<sup>[1]</sup>,见表 1。

由于地质条件复杂,元坝地区分层次套管固井技术难题包括:二开  $\phi 273.1$  mm 技术套管固井难题、三开  $\phi 193.7$  mm 技术尾管固井难题、四开  $\phi 146.1$  mm 产层尾管固井难题等。

### 2.1 二开 $\phi 273.1$ mm 技术套管固井难题

#### 2.1.1 长封固段和小间隙,不利于套管居中和顶替<sup>[5]</sup>

元坝 1 井  $\phi 273.1$  mm 技术套管一次封固段长 4 546 m,元坝 3 井也达到了 4 280 m。 $\phi 273.1$  mm 技术套管与井眼的理论间隙只有 19.05 mm。由于间隙小不能加扶正器,套管不能有效居中,加上长封固段导致循环摩阻大,井眼不能有效清洗,漏失风险大,造成顶替效率低,胶结质量差,这是元坝地区  $\phi 273.1$  mm 技术套管固井质量不高的主要原因。

---

**收稿日期:**2009-10-15;**改回日期:**2009-12-21  
**基金项目:**国家高技术研究发展计划(“863”计划)项目“超深井钻井技术研究”(编号:2006AA06A109)资助  
**作者简介:**李真祥(1965—),男,四川内江人,1986 年毕业于西南石油学院钻井工程专业,教授级高级工程师,在读博士研究生,主要从事石油工程技术管理工作。系本刊编委。  
**联系方式:**(028)85164689,lizxlht@126.com

表 1 元坝地区超深探井井身结构

井 段	钻头尺寸/mm	套管尺寸/mm	封固层位	套管下入深度/m
一开	444.5	339.7/346.1	白垩系	700
二开	314.1/311.1	273.1	遂宁组/沙溪庙组/千佛崖组/自流井组	4 000~4 500
三开	241.3	193.7	须家河组/雷口坡组/嘉陵江组	5 500~6 500
四开	165.1	146.1	飞仙关组/长兴组	6 900~7 000

2.1.2 安全窗口窄,压稳和防漏矛盾突出

由于上沙溪庙组地层底部坍塌严重,千佛崖组和自流井组等地层的水敏性强,易掉块坍塌。千佛崖组和自留井组地层还有较为活跃的裂缝气,为平衡气层和坍塌层,钻井液密度一般选择在 1.90 kg/L 左右,元坝 4 井最高达到 2.10 kg/L。而元坝地区陆相地层破裂压力梯度分布不均匀,最高不超过 2.15 kg/L,造成固井安全密度窗口窄,防漏和防窜矛盾突出。

2.1.3 钻井液黏稠,不利顶替并额外增加漏失风险

元坝地区钻井液黏度大,马式黏度普遍在 100 s 以上,高黏钻井液流动阻力大,给井眼清洗和顶替都带来困难,许多井在下完套管后不能建立循环,元坝 3 井和元坝 5 井 2 口井在固井过程中井口也基本不返浆。

2.2 三开  $\phi 193.7$  mm 技术尾管固井难题

2.2.1 盐膏层的蠕动

嘉陵江组 5 段和 4 段地层的岩性主要是石膏和盐,此前盐膏层蠕动的问题不明显,但 2008 年“5.12”汶川大地震后,川东北地区盐膏层蠕动的问题日益突出,元坝 2 井就发生了盐膏层段套管被挤毁变形的情况,导致试气管柱被卡,被迫侧钻。元坝 102 侧 1 井也多次在盐膏层段发生卡钻,甚至填井侧钻。由于此前在固井环节没有考虑盐膏层的蠕动问题,给多口井的后续作业带来了困难。

2.2.2 须家河组高压气层压稳

须家河组地层是高压低渗气层,元坝 3 井、元坝 101 井和元坝 22 井等的须家河组地层压力当量密度为 1.83~1.86 kg/L,加上平衡盐膏层,钻井液密度都在 2.10 kg/L 左右,水泥浆密度就需要 2.20 kg/L 以上,但这会增加漏失风险,而且须家河组气层仅靠上层套管鞋,则固井压稳的难度非常大。但许多情况下水泥浆与钻井液密度差过小,不利于顶

替。另外,所用高密度水泥浆体系的稳定性和综合性能还不能满足要求,导致胶结质量较差。

2.3 四开  $\phi 146.1$  mm 产层尾管固井难题

2.3.1 井底高温,水泥浆添加剂选择余地小

元坝地区的井底温度均超过 160 ℃,对水泥浆的抗高温性能要求高,增加了油井水泥添加剂优选的难度。能够适用高温的外加剂产品种类少,水泥浆综合性能不能完全满足要求,元坝 3 井、元坝 4 井、元坝 5 井的  $\phi 146.1$  mm 尾管固井质量较差与水泥浆选型有较大关系。

2.3.2 小间隙环空,套管不能有效居中

$\phi 146.1$  mm 套管与井眼的理论间隙只有 9.5 mm。由于间隙小不能加扶正器,套管不能有效居中,甚至可能贴边,难以提高顶替效率和防止气窜。

3 固井技术对策

针对元坝地区的固井难度大、工艺复杂、固井质量难以保证的问题,通过优化固井工艺,优选水泥浆体系,优化水泥浆性能,在一些井固井中已取得良好的应用效果。

3.1 针对小间隙井眼和盐膏层井眼的准备措施

井眼通畅可减少下套管风险和提高顶替效率。由于元坝地区复杂的井眼状况,盐膏层和小间隙井眼下套管风险和清洗的难度比较大,主要从以下三方面加强井眼准备。

3.1.1 循序渐进增加通井钻具的刚性

通井的目的是修正井眼,使井壁光滑,有利于下套管和井眼清洗。通井钻具组合和通井措施决定了下套管前的井眼条件。为此,制订了循序渐进增加通井钻具刚性的通井工艺措施,最终通井钻具的刚性不低于套管柱刚性。具体措施是:第一趟通井加一个满眼稳定器,第二趟通井加两个满眼稳定器,第

三趟通井加三个满眼稳定器。通过逐步加大通井钻具刚性,增加了通井划眼次数,使井眼更加规整通畅,井壁更加光滑,有力保证了套管顺利到位。各次通井的钻具组合如下:

1)  $\phi 311.1$  mm 或  $\phi 314.1$  mm 井眼 第一次通井钻具组合: $\phi 314.1$  mm 钻头+ $\phi 314.1$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 279.4$  mm 钻铤+ $\phi 228.6$  mm 钻铤+ $\phi 203.2$  mm 钻铤+ $\phi 177.8$  mm 钻铤+ $\phi 139.7$  mm 钻杆;第二次通井钻具组合: $\phi 314.1$  mm 钻头+ $\phi 314.1$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 279.4$  mm 钻铤 $\times 1$  根+ $\phi 228.6$  mm 短钻铤 $\times 1$  根+ $\phi 314.1$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 228.6$  mm 钻铤+ $\phi 203.2$  mm 钻铤+ $\phi 177.8$  mm 钻铤+ $\phi 139.7$  mm 钻杆;第三次通井钻具组合: $\phi 314.1$  mm 钻头+ $\phi 314.1$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 279.4$  mm 钻铤 $\times 3$  根+ $\phi 228.6$  mm 短钻铤 $\times 1$  根+ $\phi 314.1$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 228.6$  mm 钻铤 $\times 1$  根+ $\phi 314.1$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 228.6$  mm 钻铤 $\times 4$  根+ $\phi 203.2$  mm 钻铤+ $\phi 177.8$  mm 钻铤+ $\phi 139.7$  mm 钻杆。

2)  $\phi 243.1$  mm 井眼 第一次通井钻具组合: $\phi 241.3$  mm 钻头+ $\phi 240.0$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 177.8$  mm 短钻铤+ $\phi 139.7$  mm 钻杆;第二次通井钻具组合: $\phi 241.3$  mm 钻头+ $\phi 240.0$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 177.8$  mm 短钻铤 $\times 1$  根+ $\phi 240.0$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 177.8$  mm 钻铤+ $\phi 139.7$  mm 钻杆;第三次通井钻具组合: $\phi 241.3$  mm 钻头+ $\phi 240.0$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 177.8$  mm 短钻铤 $\times 1$  根+ $\phi 240.0$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 177.8$  mm 钻铤 $\times 1$  根+ $\phi 240.0$  mm 螺旋稳定器 1 个+ $\phi 177.8$  mm 钻铤+ $\phi 139.7$  mm 钻杆。

### 3.1.2 井眼清洗工艺

为使下套管过程保持井眼稳定,钻井液性能波动幅度不能太大。套管到位后,要对钻井液进行处理,降低钻井液的黏度和切力,并清洗井眼。由于套管间隙小,循环摩阻高。清洗井眼需要根据泵压状况,排量由小到正常逐步提高,直至振动筛上没有岩屑才能开始固井施工。井眼清洗时间不限定。元坝 1 井  $\phi 273.1$  mm 套管下到位后,开泵压力 18 MPa,排量只有  $0.2 \text{ m}^3/\text{min}$ ,经过不断循环,清除钻井液中的固相,降低黏度,24 h 后排量达到  $1.2 \text{ m}^3/\text{min}$ ,泵压 10 MPa,达到固井条件,固井质量较好<sup>[6-8]</sup>。

## 3.2 优选水泥浆体系

### 3.2.1 高密度水泥浆体系优选

提高水泥浆密度的主要途径是减少充填水和增加加重材料与水泥的比例。但是配浆水不能无限度减少,因为需要水的润湿使水泥浆产生流动,需要水参与水泥浆的水化反应。增加加重材料比例,如果颗粒选型不当会造成水泥浆增稠或沉降。

应用颗粒级配技术,提高系统的堆积密度,合理的颗粒大小分布和紧密堆积,可使材料的孔隙度大幅度下降。紧密堆积理论以颗粒级配技术为依托,把不同级别大小的颗粒放在一起,实现良好的孔隙充填,并相应提高颗粒间的范德华力,从而提高水泥石的综合性能<sup>[9-10]</sup>。以元坝 2 井为例,该井  $\phi 193.7$  mm 尾管固井的高密度水泥浆性能如下:

1) 高密度领浆 密度  $2.15 \text{ kg/L}$ ,API 失水 32 mL,自由液 0%,Fan35 六速流变仪读数(R600/R300/R200/R100/R6/R3) 155/83/60/35/8/8,稠化时间 328 min,24 h 抗压强度 16.7 MPa。

2) 高密度尾浆 密度  $2.15 \text{ kg/L}$ ,API 失水 30 mL,自由液 0%,Fan35 六速流变仪读数(R600/R300/R200/R100/R6/R3) 150/86/61/38/11/10,稠化时间 254 min,24 h 抗压强度 22.8 MPa。

### 3.2.2 抗盐水泥浆体系优选

川东北固井盐膏层主要面临以下难点<sup>[11]</sup>:

1) 盐膏层段长且存在高压盐水层,钻井液中  $\text{Cl}^-$  质量浓度高达  $100 \text{ g/L}$  以上,由于盐膏层的蠕变等,一方面会造成套管下入困难,另一方面由于井眼不规则钻进中易形成“糖葫芦”井眼,影响顶替效率,造成盐膏层段封固质量差;

2) 井底静止温度较高,一般超过  $130^\circ$ ,盐膏层发育好,对水泥浆的抗高温和抗盐性能提出更高的要求;

3) 钻井液中添加剂种类多,对水泥浆和隔离液的抗污染性能提出了更高的要求,隔离液与钻井液,水泥浆与隔离液和钻井液按照不同比例混合后必须能够保持良好的流动性和流变性。

要解决盐膏层的固井难题,首先必须采用抗高温、悬浮能力强、沉降稳定性好的抗盐加重隔离液,隔离钻井液与水泥浆,提高水泥与套管及井壁的胶结强度;其次,需要根据该地区特殊的地质构造,优选水泥浆配方,保证水泥浆的抗盐性、稳定性、膨胀

性和很短的稠化过渡时间。以元坝 12 井  $\phi 193.7$  mm 尾管固井抗盐水泥浆体系为例,针对元坝区块所优选出的抗盐水泥浆体系性能如下:

1) 盐水水泥浆领浆 含盐 18%,密度 1.85 kg/L, API 失水 42 mL,自由液 0%,Fan35 六速流变仪读数 (R600/R300/R200/R100/R6/R3) 221/136/98/56/15/13,稠化时间 401 min,48 h 水泥顶部 (95 °C) 抗压强度 9.0 MPa。

2) 盐水水泥浆尾浆 含盐 18%,密度 1.90 kg/L, API 失水 36 mL,自由液 0%,Fan35 六速流变仪读数 (R600/R300/R200/R100/R6/R3) 235/162/113/58/18/15,稠化时间 328 min,24 h 抗压强度 18.3 MPa。

### 3.2.3 高温水泥浆体系优选

深井、超深井固井需采用高温、高密度水泥浆体系。温度对水泥浆的影响最敏感,温度超过 110 °C 就要选用抗高温的缓凝剂和降失水剂,考虑高温会使降失水剂分子结构突变,导致水泥浆体的稳定性变差,表现为浆体稠度突然升高,对安全施工不利。高温水泥浆体系普遍存在稠化时间不易调整的问题,因为高温缓凝剂加量敏感,油井水泥的牌号及批号对水泥浆稠化时间都有很大的影响<sup>[12]</sup>。另外,高温水泥浆体系普遍存在高温条件下游离液偏大、水泥石收缩率高的问题。以元坝 1-侧 1 井  $\phi 193.7$  mm 尾管固井抗盐水泥浆体系为例,针对元坝区块所优选出的抗盐水泥浆体系性能如下:

1) 高温水泥浆领浆 密度 1.75 kg/L,API 失水 40 mL,自由液 0%,Fan35 六速流变仪读数 (R600/R300/R200/R100/R6/R3) 106/63/47/29/9/7,稠化时间 660 min,48 h 水泥顶部 (110 °C) 抗压强度 11.6 MPa。

2) 高温水泥浆尾浆 密度 1.85 kg/L,API 失水 28 mL,自由液 0%,Fan35 六速流变仪读数 (R600/R300/R200/R100/R6/R3) 109/66/50/33/13/11,稠化时间 335 min,24 h 抗压强度 21.8 MPa。

针对中国石化勘探南方分公司区块探井,特别是元坝地区存在的深井超深井水泥浆体系进行优选,优选出了多套耐高温水泥浆体系,并在元坝 1-侧 1 井、老君 1 井、元坝 2 井等 4 口井共计 6 井次、超过 6 000 m 的深井固井中成功应用。

## 3.3 提高小间隙顶替效率工艺

元坝地区的  $\phi 273.1$  和  $\phi 146.1$  mm 套管基本上是在没有套管扶正器的情况下固井的,无法靠提高

套管居中度来提高顶替效率,所以只能从顶替工艺上想办法。

### 3.3.1 高温隔离液体系优选

优选具有高温稳定性能的隔离液体系强化水泥浆与钻井液的隔离,减少污染。同时隔离液还要有化学冲洗功能,提高清洗井壁与套管的效果。另外针对  $\phi 273.1$  和  $\phi 193.7$  mm 套管固井,隔离液注入量不少于 15 m<sup>3</sup>,占环空高度 400 m 左右。针对  $\phi 146.1$  mm 尾管固井,隔离液注入量是裸眼环空体积的 1.0~1.5 倍。

### 3.3.2 先导浆工艺

在固井施工时,注入前置液前先打入 20~40 m<sup>3</sup> 的冷却、抗钙先导浆,其主要有以下几方面的作用:首先,冷却浆能够起到降低井底温度的作用,为水泥浆提供一个温度比正常循环时更低的通道,大大降低了施工风险;其次,先导浆的各项性能都有明确要求,能够起到稀释管壁和井壁泥饼的作用,有利于提高顶替效率;再次,遇到易漏失井时,可以通过降低先导浆密度的方式来降低固井时环空液柱的压力,降低漏失风险,提高一次固井成功率。

### 3.3.3 稠浆清洗工艺

针对  $\phi 273.1$  mm 套管环空不易将沉砂有效去除的难题,采用稠浆清洗工艺。具体做法是:下完套管后,用 10 m<sup>3</sup> 左右,马氏黏度 100 s 以上的稠浆循环一周,彻底把井内沉砂携带干净。

## 4 应用实例

### 4.1 元坝 204 井 $\phi 273.1$ mm 尾管固井

元坝 204 井二开完钻井深 4 172 m,套管下深 4 151 m,钻井液密度 2.05 kg/L,在钻进过程中曾经发生漏失。除套管与井壁之间的环空间隙小之外,尾管悬挂器处环空间隙也小 ( $\phi 339.7$  mm 套管内径  $\phi 315.32$  mm,回接筒 295 mm,单边间距仅有 10.16 mm);从井深 3 246 m 至井深 4 081 m 共有 30 层/49m 气测显示,气层段分布长,多套高压气层并存,油气显示活跃。

针对以上所述的固井难点,采取了相应的技术措施:



1) 井队做好通井工作,要求采用三稳定器钻具组合进行通井,确保套管顺利下入。套管下完后维持钻井液密度不变,将其黏度调至 70 s 以内,并降低切力,提高固井质量。

2) 认真做好动态地层承压试验,使用密度 2.07 kg/L 的钻井液以 30 L/s 的排量循环两周,不漏失为合格,如发生漏失应进行堵漏作业,井队提前做好钻井液储备。在下套管前只筛除钻井液中的大颗粒堵漏材料,在下套管时注意控制下放速度,每根套管的下放时间不少于 60 s,并保证操作平稳。

3) 不用冲洗液,采用密度为 2.05 kg/L 的加重隔离液,隔离液的黏度约 90 s,水泥浆的黏度大于 120 s,利用黏度差提高顶替效率。

4) 在水泥浆中加入堵漏纤维,要做好水泥浆试验,性能必须达到设计的要求,同时完成水泥浆、隔离液、钻井液之间的相容性试验和发散性试验。固井施工时注入密度 2.10 kg/L 的领浆 100 m<sup>3</sup>,注入密度 2.10 kg/L 的尾浆 28 m<sup>3</sup>,上下密度差控制在 0.03 kg/L 以内,保证施工安全和固井质量。

5) 下完所有管串后,用 15 m<sup>3</sup> 密度 2.04 kg/L、黏度 150 s 以上的稠浆循环一周,彻底把井内岩屑清洗干净。套管下到设计井深后,采用循环洗井排量由小到大,最后以 1.7 m<sup>3</sup>/min 的排量充分循环两周以上、确保井眼无沉砂。钻井液性能:进出口密度达到 2.04±0.02 kg/L,黏度小于 65 s,泥饼 0.5 mm 后再进行坐挂悬挂器,防止沉砂在悬挂器处造成桥堵。

6) 固井施工前注入 30 m<sup>3</sup> 性能优良且抗钙、冷却的先导浆,要求密度与循环井浆密度相近,黏度≤55 s。

该井下套管过程顺利,下完套管开泵漏失,经过静止堵漏后,固井施工基本正常,施工过程后期出现微漏失(2 m<sup>3</sup>/h)现象,最后声幅测井显示固井质量合格,满足试压要求,很好地解决了小间隙漏失井的固井难题。

#### 4.2 元坝 12 井 $\phi 193.7$ mm 尾管固井

元坝 12 井完钻井深 6 860 m,采用三级井身结构, $\phi 193.7$  mm 尾管下深 6 858 m。裸眼段(4 164.72~6 858.00 m)长达 2 693.28 m。嘉陵江组地层含有大段蠕动性较强的盐膏层,飞仙关组和长兴组地层有较好的气显示。由于入井管串比较复杂,下套管速度慢,如何在盐膏层闭合前将套管安全送到位,顺

利完成固井,决定本次作业的成败。该井采取了以下技术措施:

1) 在 5 230~5 780 m 盐膏层段下入壁厚 17.4 mm 的厚壁套管,防止盐膏层蠕动挤毁套管。

2) 强化通井措施,分别采用单稳定器和双稳定器钻具组合进行通井并逐步加入三个稳定器进行通井。在盐膏层段,先后进行了 6 次通井,确保了套管的顺利下入。

3) 严格控制套管下放速度,在上层套管内每根套管的下放时间不少于 30 s;进入裸眼井段后每根套管的下放时间不少于 40 s;送入钻杆每柱下放时间不少于 90 s,且专人负责观察井口返浆情况。

4) 固井施工前调整好钻井液性能,固井施工时先行泵入密度为 1.74 kg/L、黏度 50 s 左右、初切力 5 Pa 以下、终切力 10 Pa 以下的抗钙先导浆 30 m<sup>3</sup>,以保证顶替效率。

5) 采用双凝抗盐防气窜水泥浆体系。领浆使用密度 1.85 kg/L 的半饱和盐水水泥浆体系,尾浆使用密度 1.90 kg/L 的半饱和盐水水泥浆体系。

该井  $\phi 193.7$  mm 尾管固井施工顺利,满足设计要求。固井后测声幅显示全井段固井质量优良,为元坝地区复杂盐膏层固井提供了可靠的技术借鉴。

#### 4.3 元坝 1 侧 1 井 $\phi 146.1$ mm 尾管固井

元坝 1-侧 1 井设计井深 7 510.69 m,垂深 7 025.00 m,井底水平位移 1 078.41 m,实际完钻井深 7 427.22 m,是目前川东北地区设计井深最深、水平位移最大的一口侧钻井。该次固井集中了井深、高温、高压、大斜度侧钻井、小间隙、无接箍套管居中度差、防窜、防漏、气体中含硫和二氧化碳等技术难题。固井施工作业面临诸多挑战。为确保该次固井的顺利施工,采取了以下工艺技术措施:

1) 认真做好通井和井眼清洗工作,确保套管顺利下至设计井深。

2) 重叠段设计 150 m,保证双层套管环空封固质量。

3) 采用批混方式注水泥浆,确保密度均匀,提高施工安全性和固井质量,防止气窜,两凝界面根据气层显示定在井深 7 000 m 处。

4) 利用固井设计软件进行辅助计算,保证井内压力平衡和优选施工参数,利于施工安全和提高顶替效率。

5) 施工前注入 20 m<sup>3</sup> 低黏切、冷却的先导浆,

提高顶替效率并适当降低井底温度。

6) 考虑钻井液及水泥浆长运移易污染的问题,在中心管以下套管内 100 m 和中心管以上钻具内 1 800 m 用加重隔离液替浆。替浆到位后起钻 10 柱大排量循环洗井,确认没有混浆后再起 15 柱憋压关井候凝。

7) 采用抗高温双凝非渗透防水泥浆体系,设计水泥浆密度 1.75 kg/L,优选水泥外加剂,保证水泥浆与地层的配伍性,提高水泥浆综合性能。

该井套管安全下、送到位,悬挂器坐挂、憋掉球座和倒扣正常;施工过程连续顺利,固井质量为优质。

## 5 结论与建议

1) 强化通井措施,多趟通井证明对盐膏层井段安全下套管有利。

2) 针对小间隙环空要强化井眼清洗,不局限于时间,以安全和井眼清洁为基准。

3) 针对不同地层进行水泥浆体系选型,以及综合应用提高顶替效率工艺等,有效提高了元坝地区的固井成功率和固井质量。

4) 目前元坝地区高温防气窜水泥体系应用效果还不是很好,建议开展高温胶乳水泥浆体系的

研究与应用。

## 参 考 文 献

[1] 杨玉坤. 川东北地区深井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 33-36.

[2] 陈济锋, 李根生, 万立夫. 川东北地区钻井难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(6): 48-52.

[3] 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.

[4] 蔡利山, 苗锡庆, 李应有, 等. 川东北地区井眼失稳原因分析[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(6): 39-43.

[5] 周仕明. 南方海相高压气井防气窜固井技术研究[R]. 山东德州: 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院德州石油钻井研究所, 2006.

[6] 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.

[7] 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.

[8] 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.

[9] 黄柏宗. 紧密堆积理论的微观机理及模型设计[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(1): 5-12.

[10] 周仕明, 魏娜, 陈玉辉. 紧密堆积水泥浆体系的堆积率计算[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(4): 46-49.

[11] 牛新明, 张克坚, 丁士东, 等. 川东北地区高压防气窜固井技术[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 10-15.

[12] 张清玉, 邹建龙, 谭文礼, 等. 国内外高温深井固井技术研究现状[J]. 钻井液与完井液, 2005, 22(6): 57-61.

## Technical Challenges Arising from Cementing Ultra Deep Wells in Yuanba Area

Li Zhenxiang<sup>1, 2</sup> Wang Ruihe<sup>3</sup> Gao Hangxian<sup>2</sup>

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Wellbore Technology Department, Southern Exploration Branch, Sinopec, Chengdu, Sichuan, 610041, China; 3. China University of Petroleum (East China), Dongying, Shandong, 257061, China)

**Abstract:** Technical challenges to cementing operations in Yuanba area, Sichuan, consist of large well depth, high temperature, creeps of gypsum formations, narrow density range of safety cement slurry, remarkable confliction between prevention of circulation loss and influx, etc. Cementing jobs conducted on 11 wells in Yuanba area show inconsistent cementing quality and imperfect cementing techniques. The main technique challenges are analyzed, and the proper cement slurry suitable for various formations are optimized, and wellbore reaming job is emphasized. The mud displacement efficiency is improved remarkably. Cementing job using improved technical measurements on Well Yuanba-12 has achieved successfully.

**Key words:** ultradeep well; exploratory well; cement slurry; well cementing; Yuanba area