

# 川东北钻井液技术

龙大清 范建国 肖平 娄云建 安建利

(中原油田 西南钻井公司, 四川 南充)

**摘 要:** 川东北地区存在易漏、易塌、盐膏复杂、高密度高温、酸根污染、产层涌漏等多种复杂难题, 在钻井施工中损失大量时间、浪费大量财力, 影响施工进度和经济效益。目前在元坝地区已实行勘探开发一体化, 将要部署大批超深水平井, 施工难度更大, 因此, 有必要对前面的钻井液技术进行总结分析, 以期为后续施工提供一些思路, 进一步完善川东北钻井液技术, 使超深水平井钻井液技术更上一个台阶。

**主题词:** 井漏; 井塌; 盐溶; 盐膏缩径; 高温高压; 酸根; 高压卤水层; 摩阻; 产层防治漏及油保

## 1 川东北钻井液技术难点

### 1.1 各区块地层易漏

在川东北各个区块均出现过井漏, 有原始地层漏失、地层承压漏失、高压差漏失、承压堵漏、中完下套管过程中的小间隙整漏等。典型井: 金鸡 1 井、河坝 101 井、黑池 1 井、分 2 井、新清溪 1 井、毛坝 7 井、普光 10 井、元坝 101 井、元坝 2-侧平 1 井等。

金鸡 1 井、金溪 1 井、河坝 101 井、黑池 1 井、新黑池 1 井、分 2 井漏失量都在 1000m<sup>3</sup> 以上, 属于典型的原始地层漏失。新清溪 1 井属于典型的裂缝性产层漏失。毛坝 7 井属于承压堵漏, 损失时间达 20 天之久。普光 10 井属于套管小间隙整漏地层。元坝 101 井压井密度达到 2.19g/cm<sup>3</sup>, 属于典型高压差压漏地层。元坝 2-侧平 1 井进长兴组产层时钻井液密度为 2.05g/cm<sup>3</sup> (产层压力系数 1.05—1.15), 属于典型的高压差压漏产层。

### 1.2 垮塌严重

垮塌普遍存在, 严重的是元坝地区, 在气体钻进和气液转换过程中均出现垮塌。因垮塌出现各种复杂和事故。比如: 分 2 井因降密度出现垮塌, 造成卡钻; 新清溪 1 井破碎地层垮塌出现复杂; 元坝 204 井气液转换后地层垮塌复杂; 大湾 404-2H 井因泡沫钻使用时间过长造成垮塌卡钻。

### 1.3 盐溶、盐膏层缩径、盐膏污染

大部分井没有使用盐水钻井液体系, 必然会出现盐溶的问题, 盐溶的程度不一, 表现在井径数据差异较大。

同时还存在盐膏层缩径的情况, 盐膏层缩径分为两种, 一种是应力性缩径, 另一种是结晶水缺失性缩径。典型井: 普光 202-2H 井、普光 204-2H 井、元坝 102 井、元坝 102-侧 1 井。

### 1.4 超深井高温对钻井液性能的影响

高密度、超高密度的深井、超深井的出现, 井底温度最高达到了 175℃ 甚至更高。钻井液在高温高压下, 性能变化很大, 在高密度、超高密度下没有特效稀释剂调节钻井液流型, 钻井液性能稳定困难。

### 1.5 酸根对钻井液的污染

酸根污染普遍存在，当酸根浓度 $\geq 2$  万 PPM 后，整个钻井液处于失控状态，严重威胁井下安全。

其次，硫化氢的污染同样会使钻井液性能产生大的变化，同时威胁钻具安全，必须严加控制。

1.6 高密度对钻井液性能的维护带来的很大的困难

高密度、超高密度钻井液维护困难，处理频繁，同时流变性较差带来脱气、排气困难，存在较大的井控风险。典型井：河坝 1 井、毛坝 7 井、新清溪 1 井、元坝所有井。

1.7 深井钻井液起泡严重

钻井液起泡多数是由于酸根引起，少数是由于其它的原因引起。钻井液起泡给产层判断带来困难，使井控风险增大，必须严格控制。典型井：大湾 101 井、普光 12 井在须家河产层施工中出现起泡，难以判断是否压稳地层。

1.8 嘉陵江组高压卤水层对井下安全造成较大影响

高压卤水层中富含  $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  离子和少量  $\text{H}_2\text{S}$ ，对高密度钻井液会产生严重污染，钻井液性能出现重大变化，给井下安全带来极大威胁，尤其在小井眼施工中。典型井：元坝 2—侧平 1 井在 H5950m 出现高压卤水层，严重污染钻井液，性能恶化，在不带螺杆的情况下泵压达到 33Mpa，无法继续施工。

表 1 元坝 2—侧平 1 井地层水样分析数据

名称	$\text{CO}_3^{2-}$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{Cl}^-$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$
样品 1 号	0	1674.8	58777.5	1038.87	102.64
样品 2 号	0	1417.15	83491.8	1943.08	396.58
样品 3 号	506.88	1030.65	64433.9	230.86	466.56
样品 4 号	0	2190.1	60803.8	0	221.6
样品 5 号	506.88	773.4	60803.8	0	244.5
样品 6 号	0	644	100400	2455	523

1.9 超深水平井中井下摩阻对钻井施工影响巨大

超深水平井，尤其是小井眼超深水平井井眼轨迹、低密度固相含量、钻井液润滑直接影响井下摩阻，与施工成败直接相关。典型井：普光 1 井 5700m 完钻时井下 Kf80t；大湾 101 井 5600m 完钻时井下 Kf 60-70t；毛坝 7 井 5060m 完钻时井下 Kf70t 左右，顶驱负荷达到极限。

1.10 超深水平井中产层井漏的预防、治理与产层保护

产层的漏失将会出现泥饼缩径复杂甚至卡钻，对井控安全造成直接威胁，并且也会对产层造成损害，同时直接威胁井下施工安全。

2 解决川东北钻井液技术难点的对策

2.1 解决井漏问题的对策

对于陆相地层：(1) 直井段采用随钻堵漏剂处理渗漏问题。(2) 采用桥堵、水泥、DSL 化堵、MTC、凝胶、无渗透承压堵漏材料来处理中到大漏，甚至恶性漏失。

对于海相地层：(1) 直井采用随钻堵漏剂、封堵材料共同预防井漏。(2) 定向井或水平井只能采用封堵材料进行预防，以免增加井下摩阻。(3) 定向井或水平井挤堵完以后必须及时将堵漏材料清除，避免井下摩阻大幅增加。

2.2 解决井塌问题的对策

- (1) 利用封堵材料防塌：封堵地层微裂缝和微孔，阻止自由水进入微孔和微裂缝。
  - (2) 辅助化学防塌：利用阳离子聚合物大分子的吸附、包被作用抑制地层吸水膨胀。
  - (3) 泡沫钻进必须按时进行气液转换
- 普光及周边地区的泥页岩回收率达到 96%以上，有没有页岩稳定剂对地层垮塌没有任何作用。总结以往的经验得出泡沫钻不得超过 7 天，否则，应分析岩屑回收率。
- (4) 应力平衡防塌
- 选择合理的钻井液密度平衡地层压力，尽快建立力学平衡，从而延缓或减轻地层垮塌。
- (5) 合理的气液转换方式防塌
- 配制封堵材料 6-8%的优质防塌钻井液；准备 30—40m³ 堵漏浆；准备 12m³ 的润湿反转剂。注入的顺序为：先注润湿反转剂，然后注入堵漏浆，最后注入循环钻井液。起出光钻杆，下入欠尺寸的扶正器带钻头进行通井。

2.3 盐溶、盐膏层缩径、盐膏污染的对策

- 控制合理的坂含、固含，配合使用抗盐膏的聚合物和磺化材料，提高钻井液的抗盐膏污染能力。
- 通过使用饱和盐水体系控制盐溶；通过控制钻井液的流型和钻井液环空返速来减轻盐溶。
- 提高钻井液密度平衡地层应力；定期修整井壁，解决缺水性缩径（包括地层蠕变）。

2.4 解决超深井高温问题的对策

表 2 部分井地温梯度统计

序号	井号	完钻井深 m	井底温度 °C	平均地温梯度 °C/100m
1	普光 2 井	5353	126	2.35
2	元坝 2 井	6828	153	2.24
3	元坝 3 井	7450	175	2.35
4	元坝 2-侧平 1 井	6773（6500±）	143	2.2

- (1) 提高钻井液处理剂的抗温标准，满足 1800C 井温施工要求。
- (2) 钻井液坂含、低密度固含应采用下限，确保钻井液的稳定。
- (3) 定期检测钻井液的高温性能，尤其是高温滚动实验。以鉴定其抗温能力。

2.5 解决酸根污染的对策

- 处理碳酸根和碳酸氢根：
- (1) 在井温 1000C 以下采用生石灰清除；(2)、加入 CaCl2 清除；(3)、采用 CCA 清除。

处理硫化氢：

    - (1) 碱式碳酸锌；(2) 海面铁；(3) 控制较高的 PH 值（9—11）。

2.6 解决高密度对钻井液性能影响的对策

- (1) 选择质量好的钻井液处理材料；
- (2) 选择高品位的加重材料，尤其要控制粘度效应，或者采用复合加重；
- (3) 控制低密度钻屑含量；
- (4) 控制合理的坂含值。

2.7 解决深井钻井液起泡的对策

- (1) 普通磺化材料引起的起泡，普通消泡剂就可以消除；

- (2) 酸根污染引起的起泡，首先消除  $\text{HCO}_3^-$  和  $\text{CO}_3^{2-}$ ，然后再消泡；
- (3) 体系配伍性引起的起泡，调整体系配方或者调节钻井液的 HLB 值，将其调到正常范围，再消泡才能根治。

## 2.8 解决嘉陵江组高压卤水层影响的对策

硫化氢的处理：以提高 PH 值和适量加入除硫剂的方法进行处理。

钙、镁离子的处理：(1) 主要采用加 NaOH 的方法来沉除钙、镁离子。(2) 采用  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  来处理，但必须检测钙、镁离子含量，并计算出处理量才能进行。

流型调节：适当配合高温稀释剂 HTX 或 SMT 调节钻井液的粘切。

## 2.9 超深水平井钻井液摩阻的控制

- (1) 良好的井眼轨迹是控制井下摩阻的前提；
- (2) 采用高目数筛布并强化一、二级固控，辅助三、四级固控是实现摩阻控制的基础；
- (3) 采用包被剂包被钻屑，利于清除；循环系统定期清理，减少二次固相污染；
- (4) 采用聚合醇和沥青材料改善钻井液造壁，提高润滑性；
- (5) 适当使用润滑剂，必要时采取混油措施，进一步提高钻井液润滑性。

## 2.10 超深水平井产层井漏预防、治理与产层保护

- (1) 建立造壁、防漏、产层保护三位一体思路，共同治理；
- (2) 采用沥青、聚合醇、超细钙、无渗透材料、乳化石蜡作为封堵和造壁材料，进行防漏和保护产层。
- (3) 采用堵漏浆进行堵漏时，堵完漏以后要将堵漏剂清除，避免摩阻大幅上升

# 3 川东北钻井液体系

## 3.1 两性离子聚合物钻井液体系

使用于蓬莱镇组、遂宁组，使用井段为 0—2000m 左右。地层相对较为稳定。用于元坝及通南巴的井。

## 3.2 强抑制性聚合物防塌钻井液体系

使用于遂宁组、沙溪庙组、千佛崖组、自流井组、须家河组、雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组、长兴组，使用井段为 2000--7000m 左右，地层易塌、易漏、易喷、存在  $\text{H}_2\text{S}$ 、盐膏污染、盐膏缩径、产层漏失、高温高压。用于普光及周边。

## 3.3 正电性钻井液体系

使用于遂宁组、沙溪庙组、千佛崖组、自流井组，使用井段为 2000--4500m 左右，地层易塌、易漏、易喷、个别井存在  $\text{H}_2\text{S}$ 。用于元坝、大湾构造。

## 3.4 氯化钾聚磺钻井液体系

须家河组以上陆相地层使用，使用井段为 2000--5000m 左右，地层易塌、易漏、易喷。用于元坝区块。

## 3.5 饱和盐水钻井液体系

使用于海相地层，盐膏较发育的地层，或者氯根超过 5 万 PPm 的井避免盐膏层过分溶解造成事故和复杂。用于普光、大湾、黑池构造。

# 4 川东北钻井液技术现场应用

## 4.1 井漏处理

普光 1 井在钻至 89.00-154.00m 井段时发生井漏，累计漏失钻井液 164.00m³，平均漏速 2.73m³/h；漏失层位：上沙溪庙组，岩性：紫红色泥岩、灰色细砂岩；为地层微裂缝渗漏。当时采用边钻进边补充搬土浆及少量的随钻堵漏剂的方法处理成功。

普光 2 井在钻遂宁组、上沙溪庙组时发生渗透性漏失，漏失井段为 43.30—311.00 米，共漏失钻井液 216.50m³。平均漏速：4.93m³/h。所钻岩性以泥质粉砂岩和岩屑长石砂岩为主，钻井液相对密度 1.05—1.08g/cm³。采用补充膨润土浆，同时加入 2-3%的 FCR-- II、FDJ—2 等堵漏材料进行随钻堵漏，取得了较好的效果。该井钻进至井深 5028.60 米时，发生渗透性漏失，在打开漏层的第一个小时内，共漏失钻井液 6.09 m³。随后降低循环排量，并补充 2% 的 FCR-- II 进行随钻堵漏，两周后恢复正常。

新清溪 1 井在须家河组、嘉陵江组、飞仙关组均发生井漏。飞仙关产层采用密度 2.00g/cm³ 浓度 20%的堵漏浆钻进，4285.38m 时出现溢流，关井后套压升至 20Mpa，出现井漏，配制浓度为 27%的堵漏浆,堵漏浆中增加了中粗颗粒成分,注入井底,经静止后堵漏成功。

表 3 新清溪 1 井井漏情况统计表

漏失井深(m)	工 况	层 位	岩 性	漏失量 (m³)	漏 速 (m³/h)	漏失 类型	钻井液性能	处理措施及效果
2735.14-2736.79	钻 进	须 家 河	砂岩	5.80	4.8	微裂 缝渗 漏	ρ1.44 T138 B2.2ml τ24/41.5pa	加 2%随钻、静止 堵漏
3766	循 环	嘉 陵 江	石膏灰色 灰岩	12.6	4.2	渗漏	ρ1.50 T 81 B 2.4mlτ5.5/13.5pa	加 2%随钻、静止 堵漏
4225	承 压	嘉 陵 江	灰色灰岩	59.50	25.20	承压 漏失	ρ1.82 T 64 B 2ml τ4/12pa	配制浓度 25%的 堵漏浆挤堵成功
4285.38	钻 进	飞 三 段	灰岩	30.34	12	裂 缝 性漏 失	ρ2.00 T 77 B 2.4mlτ6/15pa	配制浓度 27%的 堵漏浆静堵成功

新黑池 1 井目前刚钻完嘉陵江组地层，共发生 11 次井漏，同样在多个地层出现各种类型的井漏，分别在自流井、须家河、雷口坡、嘉陵江出现漏失，经过采取各种堵漏措施均堵漏成功。详细漏失情况见下表。

表 4 新黑池 1 井井漏情况统计表

漏失井深(m)	工 况	层 位	岩 性	漏失量 (m³)	漏 速 (m³/h)	漏失 类型	密 度	处理措施及效果
2846.4	倒 划	自 流 井	砂 岩、 碳质 泥、 煤 砂	76.53	32.8	失 返 漏失	1.35	配 25m³ 堵漏浆，注入 19m³ 静堵成功。配方： 10%FCR-2+8%FD-II+1%GDJ-1.
3074.02	钻 进	自 流 井	砂 岩、 碳质 泥、 煤	11.77	8	裂 缝 性漏 失	1.35	配制 18m³ 堵漏浆，注入 13m³ 静堵成功。配方： 9%FCR-2+3%TDW-2
3237.35	钻	须 泥		101.37	35	裂 缝	1.34	配制 20m³ 堵漏浆,注入 16m³ 静堵成功。配方：

	进	家	岩、			性漏		10%FD-III+10%核桃壳+5%FD-II
		河	煤			失		
3302.34-	钻	须	砂、			裂 缝		
3306.49	进	家	泥	322.92	28	性漏	1.31	配制 50m <sup>3</sup> 堵漏浆,注入 42m <sup>3</sup> 静堵、挤堵成功。配方:
		河	岩,			失		4%FD-I+4%FD-II+4%FD-III+4%核桃壳+4%TDW-2
			煤					
3332.49-	钻	须	砂、			裂 缝		
3633.27	进	家	泥	46.26	14	性漏	1.23	配 25m <sup>3</sup> 堵漏浆, 注入 19m <sup>3</sup> 静堵、挤堵成功。配方:
		河	岩,			失		8%FD-I+4%GD-2+8%FD-III+0.5%FCR-2+4%TDW-2
			煤					
3366.60-	钻	须	砂、			裂 缝		
3392.00	进	家	泥	65.46	32.26	性漏	1.21	配 25m <sup>3</sup> 堵漏浆, 注入 17m <sup>3</sup> 静堵、挤堵成功。配方:
		河	岩,			失		4%GD-2+4%FCR-2+4%TDW-2
			煤					
3859.89-	转	雷	膏			裂 缝		
3860.39	化	口	岩、	76.23	10.02	性漏	1.26	配制 18m <sup>3</sup> 堵漏浆, 注入 13m <sup>3</sup> 静堵成功。配方:
	泥	坡	灰岩			失		12%FCR-2+16%TDW-2+3%DDS
	浆							
3866.56	钻	雷	膏	67.35	6	裂 缝	1.26	配制 20m <sup>3</sup> 盐水堵漏浆,注入 15m <sup>3</sup> 静堵成功。配方:
	进	口	岩、			性漏		9%FCR-2+3%PFT
		坡	灰岩			失		
3995.46	钻	雷	膏	66.04	6.24	裂 缝	1.28	配 25m <sup>3</sup> 堵漏浆, 注入 18m <sup>3</sup> 静堵成功。配方: 3%FD-I
	进	口	岩、			性漏		+6%FCR-2+6%TDW-2+6%DDS
		坡	灰岩			失		
4307.66	钻	嘉	盐	49.7	8.4	裂 缝		
	进	陵	膏、			性漏	1.34	加入 3% FCR-2 随钻堵漏成功。
		江	灰岩			失		
4745.06	起	嘉	盐	161.1	30.8	失返		
	钻	陵	膏、			性漏	1.42	配 75m <sup>3</sup> 堵漏浆, 注入 60m <sup>3</sup> 静堵成功。配方:
		江	灰岩			失		10%FCR-2+7%FD-1+6%FD-2 +4%GD-2+3%核桃壳

元坝 101 井于 2007 年 12 月 14 日钻至 4238.06m 发生溢流, 总池体积 179.70m<sup>3</sup> 上涨至 180.60m<sup>3</sup>, 上涨 0.9m<sup>3</sup>, 随即循环观察。溢流前泥浆性能: 进口 1.65g/cm<sup>3</sup>, 出口 1.63 g/cm<sup>3</sup>, 粘度 79s; 在压井过程中发生井漏, 井漏 6.3 m<sup>3</sup>, 开井灌入泥浆 16.2m<sup>3</sup> 未见液面, 关井静止, 配置堵漏剂泥浆 220 m<sup>3</sup> (前 50 m<sup>3</sup> 加入随钻堵漏剂 DF- I 6%、DF- II 0.5%; 后 170 m<sup>3</sup> 加入随钻堵漏剂 DF- I 4%); 然后间断灌入密度为 1.61 g/cm<sup>3</sup> 的泥浆 24.4 m<sup>3</sup> 未见液面, 关井静止, 后向井内打入密度为 1.85 g/cm<sup>3</sup> 的堵漏剂泥浆 88m<sup>3</sup> 时立压开始上升, 由 2MPa 升至 6.0MPa 又下降至 4.5MPa, 停泵关井静止堵漏。之后经过多次压井堵漏, 于 2008 年 1 月 22 日将钻井液密度提至 1.99-2.00g/cm<sup>3</sup>, 堵好漏并压稳气层。历时 37.75 天, 漏失钻井液 1945.9 m<sup>3</sup>。

4.2 井塌的预防和处理

井塌的处理包括气液转换过程中的防塌、钻进过程中的防塌、出现垮塌的处理三个方面。针对上述三个方面的问题采取了一系列的方法进行预防和处理, 取得了不少成效。

普光 301-4 井气液转换情况: 4%NV-1 + 0.5%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.3%PAC-LV +0.5%SD-17W +

5%SMP-II + 5%PHM + 0.4% NaOH + 0.25%DPHP + 0.2%ZSC-201 + 1%DF - NIN-2 + 1.5%PFT-1 + 1.5%TDW-2 配制 500m³ 循环用钻井液。充分循环均匀后配制 40m³ 浓度为 10% 比例为 5:3 的 SMT 稀释液将钻井液性能调整到位。转换前加温到 80°C 检测钻井液性能为： $\rho$ 1.39 g/cm³ FV74 s PV 33 mPa.s YP 12 Pa  $G_{10s/10ml}$  4.5/12.5 Pa FL3.8 ml pH9  $K_f$  0.1 n 0.65 k 0.48。气体钻进至 3686.12m 将气量开到最大，充分循环，然后起钻完，下入光钻杆准备转换钻井液。下钻到底开气充分循环，然后起两柱钻杆离井底 50-60m，先注 6m³ 钻井液，再注 12m³(15t)润湿反转剂，最后注带 2%随钻堵漏剂的钻井液，注入 500m 井段的容积量；起钻 500m，然后注 1000m 井段的容积量；再起钻 1000m，再注 1000m 井段的容积量；再起钻 1000m，最后将钻井液注满井筒，观察不漏不溢，起出钻具。换Φ310mm 扶正器简化钻具通井，直接下到井底。之后中完电测一次顺利到底，并测完。再下入Φ314mm 扶正器正常钻具通井，在 2074.99m、2094.34m、2267.44m、2498.51m、2700.59m、2787.11m、2883.41m、2893.03m、2893.03m 共 9 处有轻微遇阻显示，稍作划眼处理后就恢复正常，再次短起下钻时无任何显示，完全恢复正常。本井实现了通井当日恢复钻进，电测、下套管作业顺利。

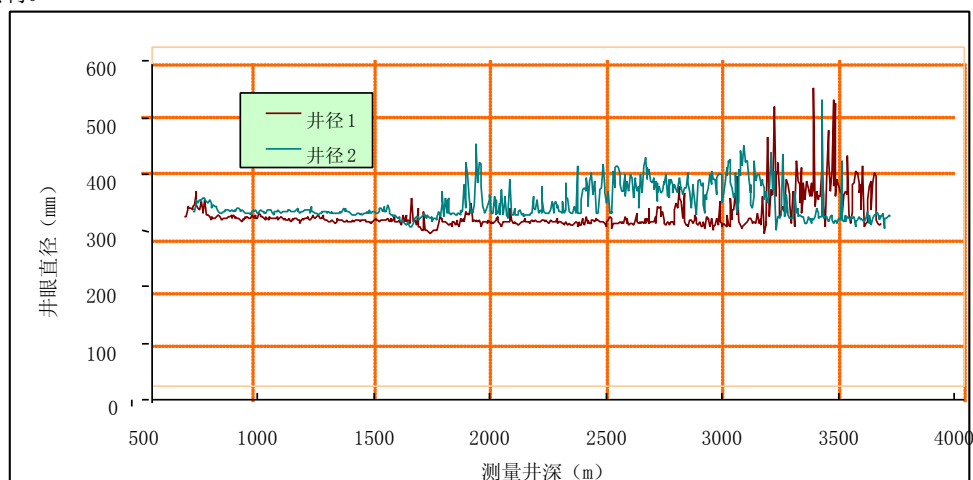


图 3 P301-4 井通井后的井径曲线

前置液转换方法在普光 103-2 井和元坝 27 井得到推广应用，都控制在 2 天以内恢复正常钻进，取得了较好的效果，节约了大量时间。

大湾 404-2H 井在气液转换以后钻进至 2300 多米时出现轻微的垮塌掉块，及时将钻井液转换成正电性聚合物体系，并同时补充足够的封堵材料，井下掉块明显减少，最终消失。转换时的配方为：2%配浆土+0.6%DS-301+2-4%DS-302+1-2%正电胶+3-5%PFT+2%聚合醇。

新清溪1井空气钻进至2037.15m，地层出气，改为氮气钻，钻至2045.28m，地层出油，转换成常规钻进，气液转换正常。钻进至井深2073.86m接单根后，发生严重蹩钻现象。划眼过程中，蹩钻严重，振动筛处返出1cm\*2cm\*3cm大小不等的掉块，特别在井段2068.00-2069.00m存在严重的蹩钻现象。蹩钻时的钻井液性能： $\rho$ 1.39g/cm³、T 49s、B 4ml、K 0.5mm、 $\tau_1/\tau_2$  2/8Pa、 $\pi$ 0.2%、PH 9.5。井浆+2%膨润土+0.5% HV-CMC +1%钛铁矿粉配制15m³密度为1.60g/cm³滴流钻井液进行携砂，反出约1 m³的1cm\*2cm\*2cm左右的掉块，掉块减少后，下放钻具划眼，钻具上提无显示，下放遇阻，在甩掉两根单根后，在井深2040.00-2047.00m划眼时，同样存在蹩钻、下放不到底的现象。注入预先水化好的膨润土浆60m³（水+6%膨润土+0.7%纯碱），同时加入PFD-1 0.02%、TDW-2 0.3%。调整好以后的钻井液性能： $\rho$ 1.40 g/cm³、T 113s、B 2ml、K 0.5mm、PH 10、 $\pi$ 0.2%、 $\tau_1/\tau_2$  8/20 pa AV 65 mPa.s、PV 48 mPa.s、YP 17 pa、N 0.66、K 0.66pa.s<sup>n</sup>。顺利划眼至井深2073.86m，上提下

放无显示,恢复了正常钻进。之后在下钻过程中出现遇阻现象,主要是地层存在多个破碎带,“糖葫芦”井眼明显,掉块不能及时被带出井筒,造成起钻无显示,下钻时掉块下滑形成砂桥遇阻,根据这种情况,及时调整钻井液性能,消除了下钻遇阻的问题。直到中完维持下述性能:  $\rho$  1.50-1.55g/cm<sup>3</sup>, T 120-150s, B 2-3ml, K 0.5mm,  $\tau_1/\tau_2$  5-6/15-20Pa,  $\pi$  0.2%, PH 11。同时维持封堵材料6%左右的含量。直到中完井下正常。

#### 4.3 盐溶、盐膏层缩径、盐膏污染的现场处理

普光204-2H井钻进至井深4795.5m时,发现快钻时,井下出现复杂,循环后返出砂子中含大量膏岩,膏岩蠕变缩径,将钻井液密度由1.34g/cm<sup>3</sup>提至1.38 g/cm<sup>3</sup>后复杂消除。钻进至井深5110米,发现快钻时,出现同样复杂,将钻井液密度由 1.41g/cm<sup>3</sup>提至1.49g/cm<sup>3</sup>后井下恢复正常。普光301-4井、普光304-1井、普光202-1井均出现类似情况,但都经过适当上提钻井液密度很好的解决了膏岩的缩径问题。

元坝102井在施工过程中,每趟钻起到5600多米的地方都有遇卡显示,钻井液密度在1.90g/cm<sup>3</sup>的情况下也存在。在元坝102-侧1井施工中,在同样的位置出现同样的问题,钻井液密度为1.50-1.55g/cm<sup>3</sup>,经过岩性对比分析,该段为盐膏层,以膏为主,并因为膏缩径卡钻。这两口井的情况基本一样,为结晶水缺失性缩径,应维持较高的钻井液密度,延缓缩径,并定时修整井壁或下厚壁套管封住才能解决。

普光 304-1 井在钻到嘉陵江组地层时氯根不断上涨,并有阻卡现象,后将钻井液密度提至 1.62g/cm<sup>3</sup>,井下恢复正常,同时将钻井液转换成饱和盐水钻井液。新黑池 1 井嘉陵江组地层存在 80m 纯盐层,采用了饱和盐水钻井液。大湾 405-2H 井和大湾 404-2H 井都因盐层发育采用了饱和盐水钻井液,施工较顺利。

#### 4.4 超深井高温问题的处理

元坝 3 井完井测声幅时 4500m 出现遇阻,下钻通井过程中把钻具水眼堵死,开不开泵,之后经过分段循环下钻,6000m 以后每 3 柱循环一次,浪费了大量的时间,到底后将整个钻井液循环开,钻井液粘切并不是很高,用井浆稀释+8%JD-6 封井电测,仍然下不到底,仅下到 5800 多米就遇阻。经化验分析:酸根浓度达到 2.5 万,钻井液完全失控。之后新配 50m<sup>3</sup> 钻井液置换井浆,另外新配 20m<sup>3</sup> 新浆封下部井段,电测顺利,电测完以后下钻循环开泵全部恢复正常。本井完钻井深为 7450m,井底温度已经达到 175°C,钻井液在受到严重污染的情况下已经不具备任何抗温性,导致电测遇阻、开泵困难,必须重建体系。

#### 4.5 酸性气体污染的处理

元坝 2-侧平 1 井钻至 5950m 钻遇高压卤水层,同时含 H<sub>2</sub>S,每次下钻到底循环时,返出的纯水中都含有 H<sub>2</sub>S,最高时达到 80PPm,钻井液中加入 3%左右的除硫剂进行预防,同时将 PH 值控制在 10-11 进行防硫。因地层水中本身含钙、镁离子,钻井液中的其它酸根自然会被清除。

#### 4.6 高密度钻井液性能稳定问题的解决

元坝 2-侧平 1 井钻遇高压卤水层后,钻井液密度有原来的 1.44g/cm<sup>3</sup>提至 2.08g/cm<sup>3</sup>才能保持静态平衡。中途由于泵压过高,斯能贝谢要求将钻井液密度下调,当钻井液密度降至 1.95g/cm<sup>3</sup>时,钻井液受到钙、镁离子和氯根的严重污染,使钻井液高温高压滤失量从 8ml 猛增至 70ml,钻井液流变性极差,在不带螺杆的情况下泵压达到 33MPa,根本无法继续施工。在此情况下做了大量实验,采用高温稀释剂根本无法恢复钻井液流变性,只有置换部分钻井液进行处理。新浆采用胶液加重直接配,不需加土。新浆配方为: 3%SMP-II + 2%HTX + 0.5%LV-PAC + 0.5%NaOH + 2050Kg BaSO<sub>4</sub>(1m<sup>3</sup>)。配制 100m<sup>3</sup>,将井浆置换出 100m<sup>3</sup>,然



后充分混匀，再按总循环量补充 4%FT（或 NRH）、4%XCS-II、4%RH220。调整后性能如下： $\rho$ 2.06g/cm<sup>3</sup> T 53s  $\Phi_{600}$  102  $\Phi_{300}$  63  $\theta_1/\theta_2$  5.5/10Pa AV 51 mPa.s PV 39 mPa.s YP 11.5Pa n 0.7 k 0.4 MBT 13g/l Kf 0.04 HTHP 6ml。泵压从 33MPa 下降到 23MPa，效果显著。

元坝 2-侧平 1 井在 6793m 和 6814m 两次出现失返性井漏，并浆全部漏失完，采用调整好的储备浆配制堵漏浆进行堵漏，恢复正常以后，必须用优质的新浆将井内储备浆置换出来。此时的新浆配方为：4%SMP-II + 2%HTX + 0.5%LV-PAC + 4%PHM + 0.5%NaOH + 4%NRH + 4%XCS-II + 4%RH220 + 3%QS-2 + 2050Kg BaSO<sub>4</sub>(1m<sup>3</sup>)。另外加 3%的除硫剂，配好以后的性能： $\rho$ 2.06g/cm<sup>3</sup> T 53s  $\Phi_{600}$  102  $\Phi_{300}$  63  $\theta_1/\theta_2$  5.5/10Pa AV 51 mPa.s PV 39 mPa.s YP 11.5Pa n 0.7 k 0.4 MBT 12g/l Kf 0.04 HTHP 6ml。采用这样的钻井液可以任意调配，并且在带螺杆的情况下泵压只有 27-28MPa，完全能满足超深水平井施工的要求。本井全部使用 200 目振动筛布，220 目除砂器筛布，并与钻井液泵同步运行；除泥器、离心机基本不用。

#### 4.7 深井钻井液起泡的处理

从川东北各井处理钻井液起泡的手段来看，基本采用消泡剂消泡、石灰或 CCA 除酸根、两者并用的方法来解决。通过现场使用，发现起泡严重的井绝大部分都在陆相地层，进入海相地层会自动消失，石灰和 CCA 在一定温度和压力下沉除酸根的效果会显著下降，因此，需要采用能稳定提供钙离子的方法，结合防塌的需要，CaCl<sub>2</sub> 符合上述要求，室内实验已经完成，目前需要在现场应用，以检验其可靠性。也就是将钻井液体系改造成钙基体系。

#### 4.8 嘉陵江组高压卤水层的处理

元坝 27 井在 5361-5363m 出卤水，钙、镁离子浓度达到 3000PPm 左右，氯根达到 6 万左右，钻井液密度从 1.45g/cm<sup>3</sup> 提到了 2.15g/cm<sup>3</sup>，钻井液 HTHP 达到 80ml，粘切上涨。采用了先提密度平衡地层压力，然后清除钙、镁离子，最后调整钻井液的抗盐膏能力，控制失水。但该井在除钙、镁时使用了纯碱，到中完时纯碱使用过量，造成酸根污染，导致中完电测测井大十几天，延误了中完作业。

元坝 2-侧平 1 井在 5950m 钻遇卤水层，钙、镁离子浓度也在 3000PPm 左右，氯根达到 8 万左右，H<sub>2</sub>S 浓度达到 80PPm 左右，钻井液密度从 1.44g/cm<sup>3</sup> 提到了 2.08g/cm<sup>3</sup>，钻井液 HTHP 达到 70ml。同样先提密度平衡地层压力，然后用烧碱除钙、镁离子，最后调整钻井液的抗盐膏能力，控制失水。处理得当，钻井液性能稳定。

#### 4.9 超深水平井摩阻的控制

普光水平井摩阻的控制做了以下几方面的工作，取得了较好的效果。

(1) 钻井液中加大包被剂的含量，包被抑制钻屑分散，控制动切力在 10Pa 以上，将包被的钻斜带出井眼。

(2) 振动筛筛布使用 120-200 目，除砂器筛布使用 200 目，使用率保持 100%。除泥器、离心机使用率保持在 30%—60%，具体使用时间根据监测的固相粒度分布数据决定。在第一时间将钻屑彻底清除，避免钻屑反复循环将其分散成亚微米粒子，参与泥饼形成，造成难以逆转的钻井液摩阻增大。

(3) 经常对循环系统进行人工清砂，避免循环系统中沉积的钻屑反复参与循环，从而分散。每钻进 80—100m 井段进行一次短程起下钻，清除岩屑床，利用短起下钻后钻井液强的携带性将残余的钻屑及时带离井眼，及时清除。

(4) 钻进过程中，每两天分析一次钻井液固相粒度分布，根据分布图除了了解固相清除情况以外，同时要看固相粒度分布是否合理，必要时加入 TDW-2、PFT、SD-20、CNS、聚合醇等造壁材料，补充 0.1%乳化剂 CR-1，将沥青乳化后参与泥饼形成。

- (5) 改善钻井液的失水造壁性，提高泥饼质量，增强泥饼的韧性，能有效的降低井下摩阻和转盘扭矩。具体是加入足够量的降失水剂和沥青类封堵材料（TDW-2、PHM），既降摩阻和高温高压失水，又防塌的防塌润滑剂（XCS-III、JD-6）。
- (6) 固体润滑剂（SD-20、CNS、HZN-101）和液体润滑剂（XCS-III）复合使用，能大大提高钻井液的润滑性，充分降低井下摩阻和转盘扭矩。

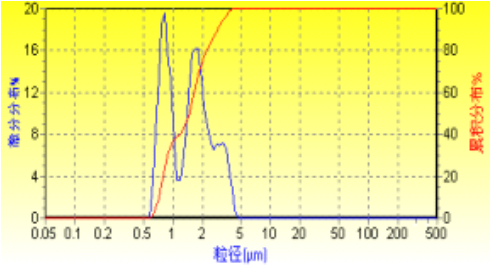


图 1-1 普光 202-2H 井井深 4818m 粒度分布图

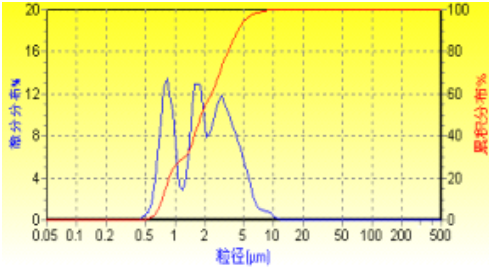


图 1-2 普光 202-2H 井井深 5084m 粒度分布图

钻井液 $\rho$ 1.38g/cm<sup>3</sup>, MBT23.24g/l, Cs21%, HTHP 9ml      钻井液 $\rho$ 1.40g/cm<sup>3</sup>, MBT25.74g/l, Cs22%, HTHP12ml

表 5 普 202-2H 井实钻井下摩阻数据

	井段	层位	井斜	动摩阻	静摩阻	K <sub>r</sub>
老井眼	3580~4700	嘉陵江组	30°	4t	6t	0.1
	4700~4800	嘉陵江组	52°	6t	8t	0.09
	4800~5100	飞仙关组	60°	8t	10t	0.09
	5100~5500	飞仙关组	70°	8t	12t	0.08
	5500~6026	飞仙关组	72°	12t	20t	0.06
新井眼	3680~4430	嘉陵江组	4.99	4t	5t	0.09
	4430~4680	嘉陵江组	7.6	4t	6t	0.07
	4680~4829	嘉陵江组	12.7	4t	8t	0.09
	4829~4920	飞仙关组	15.8	6t	8t	0.10
	4829~5226	飞仙关组	54.1	8t	10t	0.08
	5226~5770	飞仙关组	75.1	10t	12t	0.09
	5770~5820	飞仙关组	75.1	12t	14t	0.06

5 取得的成果

- (1) 超深水平井钻井液技术日见成熟。
- (2) 对川东北地区地层垮塌机理有了清醒的认识，有一套完整的防塌钻井液体系来解决该问题。
- (3) 气液转换技术有了一定突破，基本形成体系，基本能满足施工需要。
- (4) 高压裂缝性气藏的防漏、堵漏取得了一定经验。
- (5) 对摩阻控制、产层防漏、产层保护三位一体，共同治理的基本思路已经形成。
- (6) 采用胶液、普通重晶石配制高密度钻井液的技术取得突破性进展，为超高密度钻井液体系的研究打下了良好的基础。
- (7) 对酸根的处理方法有了新的认识，实施方便，费用低廉。

（8）堵漏工艺技术不断完善，对超深水平井的防漏、堵漏有了新的认识，新的思路、新的方法正在施工中得到应用。

（9）对泡沫钻进时效性有了充分的认识。

## 6 认识与建议

（1）储备钻井液改造利用及中途置换，充分将储备钻井液利用起来，减少废液产生，降低钻井液费用和环保治理费用。

（2）钙基体系综合控制技术的研制和现场应用应加快，以适应残酷竞争形势，形成竞争优势。

（3）在川东北地区，对堵漏的研究是永无止境的，任何堵漏技术在此都没有绝对的把握，应加强这方面的研究。