

文章编号: 1001-5620(2010)04-0047-03

# 利67井三开高密度防塌钻井液技术

蔡勇, 罗立公, 何兴华, 王海锋, 王伟

(胜利石油管理局钻井工程技术公司泥浆公司, 山东东营)

**摘要** 利67井是胜利油田的一口重点预探井, 完钻井深为4 241 m, 钻井液密度达2.0 g/cm<sup>3</sup>。该井下部沙河街组的硬脆性地层黏土含量和矿化度较高, 存在异常高地应力和次生应力, 易产生井壁坍塌、压差卡钻和井漏等复杂事故; 沙四段存有盐膏层、高压盐水层, 油气显示活跃, 给钻井施工造成了很大的困难。经过室内实验, 优选出了聚(磺)聚合醇高密度防塌钻井液。现场应用表明, 该钻井液流变性好, 抑制能力、抗温能力及抗污染能力较强, 且固相容量高, 可加重至密度为2.0 g/cm<sup>3</sup>, 能满足胜利油田利67区块沙河街组高密度钻井的需要, 解决了该地区井壁严重失稳的问题, 保证了钻进施工的顺利进行。

**关键词** 高密度钻井液; 井眼稳定; 抗高温; 盐膏层; 利67井

**中图分类号**: TE254.3

**文献标识码**: A

利67井是胜利油田部署在济阳拗陷东营凹陷利津洼陷带利67砂体上的一口重点预探井, 完钻井深为4 241 m, 最高钻井液密度为2.0 g/cm<sup>3</sup>, 钻探目的是了解利67区块沙河街组含油气情况。该井馆陶组以上地层疏松, 成岩性差, 地层承压能力较低, 易导致井壁坍塌、压差卡钻和井漏等复杂情况; 而且沙四段易出现盐膏污染、盐水侵和油气侵等情况, 给钻井施工造成了很大的困难。为确保利67井安全、顺利施工, 优选出了聚(磺)聚合醇高密度防塌钻井液, 现场应用取得了良好的效果。

## 1 井身结构与地质特点

利67井一开用 $\phi 444.5$  mm钻头钻至井深153 m, 下入 $\phi 339.7$  mm表层套管至井深152.5 m, 固井水泥浆返至地面; 二开用 $\phi 311.2$  mm钻头钻至井深2 944 m, 下入 $\phi 244.5$  mm技术套管至井深2 943 m, 固井、水泥浆返至井深2 120 m; 三开使用 $\phi 215.9$  mm钻头钻至井深4 241 m, 下入 $\phi 139.7$  mm油层套管(0~4 020 m)+筛管(4 020~4 070 m)+油层套管(4 070~4 170 m)+筛管(4 170~4 190 m)+油层

套管(4 190~4 238.5 m), 水泥浆返至井深2 850 m。

该井馆陶组以上地层以棕黄色、棕红色、灰绿色泥岩为主; 东营组以棕红色、绿灰色泥岩、浅灰色粉砂岩及灰白色含砾砂岩呈不等厚互层; 沙一段、沙二段和沙三段地层以灰色、深灰色泥岩和砂质泥岩为主; 纯上亚段以棕褐色油页岩与深灰、灰色泥岩互层为主, 夹少量薄层灰色泥质白云岩; 纯下亚段以灰色泥岩、砂质泥岩与细砂岩、粗砂岩、泥质砂岩为主, 夹薄层白云质砂岩, 泥质白云岩; 沙四段底部将钻遇含膏泥岩与泥岩、砂质泥岩互层。

## 2 钻井液现场应用

三开井段是该井的重点井段, 地层压力变化较大, 钻井液密度从1.30 g/cm<sup>3</sup>逐渐提升到2.0 g/cm<sup>3</sup>, 主要钻遇沙三段上、沙三段中、纯上亚段和纯下亚段等沙河街组地层。

### 2.1 钻井液技术难点

1) 井壁稳定。在井深2 944至3 800 m, 钻井液密度由1.30升高到1.80 g/cm<sup>3</sup>, 完钻时钻井液密

**第一作者简介**: 蔡勇, 工程师, 1980年生, 2006年毕业于陕西科技大学应用化学专业, 获工学硕士学位, 现在从事钻井液的研究与现场工作。地址: 山东东营胜利石油管理局钻井工程技术公司泥浆公司; 邮政编码257064; 电话(0546) 8721047; E-mail: caiyong19801011@126.com。

度达到  $2.0 \text{ g/cm}^3$ ；沙河街组伊/蒙混层含量较高，钻井液侵入地层造成内应力逐步增大，易出现严重坍塌；沙河街组存在异常高地应力和次生应力，钻井液液柱压力不能平衡地层压力，导致井壁失稳。

2) 井眼清洁。该井由于钻井周期较长，各种固相在钻井液中细化分散，导致钻井液中的固相尤其是劣质固相的含量不断升高。钻至井深 3 800 m 后，钻井液密度提至  $1.80 \sim 2.0 \text{ g/cm}^3$ ，固相含量高达 30%~40%。但随着井深的增加，钻井液密度不断升高，环空流动阻力增大，泵压不断升高，井深 3 800 m 后泵压升高为 15~16 MPa，需适当降低排量，从而使钻井液上返速度降低，易造成岩屑沉积。

3) 润滑防卡。该井钻井液密度高，固相含量大，使泥饼增厚，易造成压差卡钻事故。

4) 抗污染。沙四段地层存在盐膏层、高压盐层，油气显示非常活跃，易造成钻井液污染。

## 2.2 聚(磺)聚合醇高密度防塌钻井液的优选

经室内试验，确定出三开井段选用聚(磺)聚合醇高密度防塌钻井液基础配方如下，性能见表 1。

井浆+(0.3%~0.4%)PAM+(0.3%~0.5%)NaOH+(2%~3%)KFT+(3%~5%)SMP-1+(2%~3%)FT-1+(2%~3%)聚合醇防塌润滑剂+(1%~2%)固体润滑剂+(0.5%~1%)硅氟稀释剂+(0.2%~0.3%)表面活性剂 SP-80+重晶石

表 1 利 67 井三开高密度钻井液常规性能

实验条件	PV/ mPa·s	YP/ Pa	FL/ mL	FL <sub>HHP</sub> / mL	$K_r$	极压润滑系数	膨胀率/%	回收率/%
常温	48	20	2.8	8.6	0.08	0.20	20	85.2
老化后	42	17	3.2	9.6				

注：老化条件为 150 ℃、16 h； $FL_{HHP}$  在 150 ℃、3.5 MPa 下测定。

## 2.3 三开钻井液技术<sup>[1-4]</sup>

该井三开钻井液施工采用“强封固-抑制-合理密度有效支撑井壁-合理匹配防塌钻井工艺”的技术路线。将钻井液密度控制为  $1.3 \sim 2.0 \text{ g/cm}^3$ ，塑性黏度为 15~50 mPa·s，漏斗黏度为 45~70 s，静切力为 2~10/5~18 Pa/Pa，动切力为 5~20 Pa，API 滤失量为 2~3 mL，高温高压滤失量为 8~10 mL，膨润土含量为 20~40 g/L，含砂量为 0.3%~0.5%，pH 值为 9~10。

### 2.3.1 井眼稳定

三开井段井径较规则，平均井径扩大率为 9.01%，其中油层段(4 020~4 190 m)的平均井径扩大率仅为 4.07%。

1) 井深 3 800 m 后将钻井液密度提至  $1.80 \text{ g/cm}^3$ ，并将密度保持在  $1.80 \sim 2.0 \text{ g/cm}^3$  范围内，始终保持钻井液液柱对地层的正压差，防止井壁坍塌掉块；但密度不能太大，以防止卡钻和压漏地层。

2) 在易塌井段，将环空返速保持为 0.9~1.0 m/s，并将钻井液的动塑比控制为 0.4~0.45 Pa/mPa·s，保证钻井液具有良好的流型；保持钻井液的低黏度和低切力，减弱压力激动对井壁稳定的影响。

3) 提高钻井液抑制性，抑制泥页岩水化分散。主要通过补充 2%~3% 聚合醇防塌润滑剂和及时补充浓度为 0.3%~0.5% 的 PAM 胶液，以提高钻井液的抑制性，抑制泥页岩水化膨胀。

4) 钻至沙三段中部和下部地层时，补充 2%~3% FT-1、1%~2%KFT 和 1%~2%SMP-1、2%~3% 聚合醇防塌润滑剂等处理剂，将滤失量和高温高压滤失量分别控制为 2~3 和 8~10 mL；从而起到强化物理封堵，形成良好的泥饼，减小滤液向地层渗入。

### 2.3.2 井眼清洁

为降低固相含量尤其是劣质固相含量，在将环空返速保持为 0.9~1.0 m/s 和加强固控设备使用的基础上，采用置换稀释法逐步降低各种劣质固相的含量，同时适当加大聚合物 PAM 等包被抑制剂的用量，将固相含量控制在 35% 以内，膨润土含量小于 20~30 g/L，初切和终切分别小于 10 和 20 Pa，动塑比为 0.40~0.45 Pa/mPa·s，通过实现平板型层流，保证了良好的井眼净化效果。

### 2.3.3 润滑防卡

用聚合物包被剂抑制钻屑水化分散，同时利用固控设备及时清除无用固相，在井深 3 800 m 后钻井液的密度始终保持为  $1.80 \sim 2.0 \text{ g/cm}^3$ ，将振动筛换成孔径为 0.125 mm 的筛布，确保振动筛和除砂器使用率为 100%，根据钻井情况间歇使用离心机。随着钻进的进行加入足量的降滤失剂、防塌剂等，有效地减少泥饼厚度和渗透性，起到降低摩阻的作用。同时加大聚合醇润滑剂、极压润滑剂和固体润滑剂的加量，采用液体和固体润滑剂混用的方法，以提高钻井液的润滑性，保持泥饼摩阻系数低于 0.10，极压润滑系数低于 0.25。

### 2.3.4 防漏

在保证井眼清洁的条件下, 将钻井液的黏度和切力保持在较低的范围, 降低循环压耗和当量循环密度, 减弱钻井液对地层的压力作用。通过加入 0.5% 非渗透承压处理剂和 2% 超细  $\text{CaCO}_3$ , 提高地层的承压能力, 防止地层漏失。

### 2.3.5 石膏侵、盐水侵的处理

在 4 221~4241 m 井段钻遇盐膏层,  $\text{Ca}^{2+}$  含量由 120 升至 360 mg/L;  $\text{Cl}^-$  含量由 7 352 mg/L 升至 1 1763 mg/L, 导致钻井液流变性能恶化, 黏度和切力增大, 滤失量增大。现场采用置换稀释法处理石膏侵、盐水侵污染, 具体处理措施: 置换稀释: 放掉 30 m<sup>3</sup> 井底稠钻井液 (占全井钻井液总量的 10%); 现场配制 30 m<sup>3</sup> 稀胶液 (配方: 淡水 + 0.3% PAM + 0.6%  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 6% SF-1), 缓慢均匀地分 5 个循环周加入; 同时按全井加量加入 3% KFT, 起到护胶、降低滤失量的作用。处理后,  $\text{Ca}^{2+}$  含量和  $\text{Cl}^-$  含量分别降至 198 和 9 858 mg/L, 钻井液性能得到明显改善, 钻井液性能见表 2。

表 2 处理盐膏侵前后钻井液性能变化

条件	$\rho$ / g/cm <sup>3</sup>	FV/ s	PV/ mPa·s	YP/ Pa	Gell/ Pa/Pa	FL mL	FL <sub>HTHP</sub> / mL
处理前	2.0	73	40	25	18/26	5.0	13.4
处理后	1.99	57	34	16	10/17	2.9	9.5

### 2.3.6 油气侵的处理

该井钻至井深 4 059 m 后, 油气显示非常活跃, 其中以井深 4 059 m 处的油气侵最为严重。采用置换稀释和加入表面活性剂的方法处理了油气侵对钻井液的污染, 处理前后钻井液性能见表 3。

表 3 处理油气侵前后钻井液性能变化

条件	$\rho$ / g/cm <sup>3</sup>	FV/ s	PV/ mPa·s	YP/ Pa	Gell/ Pa/Pa
处理前	1.91	71	45	20	12/21
处理后	1.90	55	35	15	8/15

具体处理措施为: ①放掉 30 m<sup>3</sup> 井底稠钻井液 (约占全井钻井液总量的 10%); 同时缓慢均匀地补充质量浓度为 0.2% 的 PAM 稀胶液; ②缓慢均匀加入 0.3% 表面活性剂 SP-80, SP-80 的加入增强了侵

入原油的乳化能力, 同时增强了钻井液的抗温能力。经过处理, 钻井液的性能得到改善。

## 3 高密度钻井液现场维护处理要点

1) 转化为高密度钻井液时, 一定要严格控制钻井液中的膨润土含量。该井三开钻井液密度为 1.80~2.0 g/cm<sup>3</sup> 的井段, 井底温度高达 130~150 ℃, 膨润土含量需要控制为 20~30 g/L。

2) 高密度钻井液的维护重点是控制密度和流变性。调整性能时要遵循“密度第一、流变性第二”的原则。

3) 高密度钻井液由于其固相含量高, 会导致钻井液的摩阻和压差较大, 易导致压差卡钻事故。因此, 钻井过程中聚合醇防塌润滑剂和固体润滑剂的含量必须分别不低于 2% 和 1%, 使钻井液具有良好的润滑性能。

4) 为提高钻井液的抑制能力和防塌能力, 必须加入足量 PAM (0.3%~0.5%)、FT-1 (2%~3%)、聚合醇防塌润滑剂 (2%~3%) 等抑制类处理剂。

5) 为提高钻井液的高温稳定性, 控制 KFT 和 SMP-1 的含量分别为 2%~3% 和 3%~5%; 可加入 0.2%~0.3% SP-80 等, 增加钻井液的抗温能力。

## 4 结论与认识

1. 聚(磺)聚合醇高密度防塌钻井液流变性能良好, 抑制防塌及抗温能力强 (抗 150 ℃ 的井底高温), 且固相容量很低, 可加重至密度为 2.0 g/cm<sup>3</sup>, 能满足该利 67 区块沙河街组高密度钻井的需要。

2. 应用该钻井液, 采取合理密度、强化学抑制和强物理封堵等措施增强了钻井液的抑制防塌能力, 较好地解决了该地区井壁的严重失稳问题。

### 参考文献

- [1] 刘汝山. 复杂条件下钻井技术难点及对策 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2002.
- [2] 林常茂, 王勇. 缅甸 PSC-101 井高密度钻井液技术 [J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(4): 33-36.
- [3] 张东海, 马洪会. 超高密度钻井液在官 7 井的应用 [J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(5): 8-11.
- [4] 牛晓, 王悦坚, 刘庆来, 等. 秋南 1 井高密度钻井液应用技术 [J]. 钻井液与完井液, 2008, 25(5): 32-34.

(收稿日期 2010-02-17; HGF=1004A6; 编辑 张炳芹)