

# 宁深1井深井高温钻井液技术

解超,梅永刚

(中石化华北石油局五普钻井公司,河南新乡453700)

**摘要:**针对麻黄山西部区块深部地层特点及难点,在室内优选抗高温钻井液体系,并对该体系进行性能优化研究,逐步改善其抗温、抗污染能力,并引入SPC-220与磺化处理剂发生高温交联,进一步增强体系的抗盐污染能力。宁深1井现场应用证明,该抗温钻井液体系性能稳定,对井下复杂情况的处理及顺利钻达目的层起到了关键作用。

**关键词:**高温钻井液;盐膏污染;破碎断裂地层;麻黄山西部区块

**中图分类号:**TE254 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2012)06-0027-04

**High Temperature Drilling Fluid Technique in Ningshen Well 1/XIE Chao, MEI Yong-gang** (Wupu Drilling Company of North China Petroleum, SINOPEC, Xinxiang Henan 453700, China)

**Abstract:** According to the deep formation characteristics of west block of Mahuangshan, high temperature-resisting drilling fluid system was selected in lab and study was made on the performance optimization. The high temperature tolerance and anti-contamination abilities were improved, crosslinking reaction between SPC-220 and sulfonating agent was introduced for improve the ability of anti-salt pollution. The field application of Ningshen well 1 proved that the property of the high temperature-resisting drilling fluid system is stable and has played important role in the construction of complex formations.

**Key words:** high temperature-resisting drilling fluid; salt gypsum contamination; broken fault formation; west block of Mahuangshan

## 0 引言

鄂尔多斯盆地麻黄山西区块地层倾角大(近 $40^\circ$ )、地层破碎及地温梯度异常高(约 $3^\circ\text{C}/100\text{m}$ )。为探索麻黄山西区块所布置的宁深1井,设计井深5820 m,是该区块目前设计井深最深的一口探井,井底温度预计可能达到 $185^\circ\text{C}$ ,而该区块现有的钻井液体系无法满足深井钻探的抗温要求。针对麻黄山西区块深部地层特点及难点,在室内优选抗高温钻井液体系,并对该体系进行性能优化研究,逐步改善其抗温、抗污染能力,并引入SPC-220与磺化处理剂发生高温交联,进一步增强体系的抗盐污染能力。通过对该体系的性能评价,验证该体系抗温能力达到 $185^\circ\text{C}$ ,并可抗饱和盐污染,抗钙达到 $2500\text{mg/L}$ ,屏蔽暂堵剂PB-1提高了该体系的防渗漏能力,有利于封堵微裂隙,提高破碎地层完整性。

## 1 钻井液技术难点及对策

### 1.1 钻井液技术难点

(1)渗透性漏失。麻黄山区块处于鄂尔多斯盆地西缘复杂冲断带马家滩断褶带和天环坳陷连接处,大型逆掩断层向东逆冲形成挤压背斜构造带,被次级反向逆断层或正断层复杂化,中生界内极易形

成裂缝网络。

(2)钻井液性能维护难。钻井液性能的难以维护主要体现在失水的难以控制上。麻黄山工区钻井液失水量起伏波动较大,通过收集现场资料,分析可能由以下几个方面的原因:①现场生产用水矿化度高;②中元古生界地层存在盐膏污染;③下元古生界地层存在高压盐水层。

(3)阻卡严重。在麻黄山工区的部分井施工中,钻遇延安、延长组时,起下钻常有遇阻现象,这是由于泥岩水化膨胀和砂岩井段泥饼厚造成的,处理好钻井液的抑制性和流变性是最重要的一个方面。

(4)深部地层难点。宁深1井是中石油华北分公司在鄂尔多斯盆地西缘天环坳陷宋家红沟构造部署的一口区域深探井,深部地层地质资料相对缺乏,存在较多不可预知的深井井下复杂情况,钻井液体系的合理选择与性能优化成为该井能否安全施工的技术关键。结合相关地质资料与钻井资料分析,可能存在以下施工难点:地温梯度高、异常地温层、安全密度窗口窄、存在膏盐层污染。

### 1.2 钻井液技术对策

#### 1.2.1 抗高温钻井液技术

该区块目前使用的聚合物钻井液体系抗温不超

收稿日期:2012-05-07;修回日期:2012-06-10

作者简介:解超(1965-),男(汉族),河南人,中石化华北石油局五普钻井公司经理、高级工程师,探矿工程专业,主要从事钻井工程技术研究、管理工作,河南省新乡市洪门。

过 120 ℃,在对部分已钻成井资料分析中,发现当钻进至井深 4000 m 时,聚合物钻井液流变性就已变差,粘切急剧上升,很大程度上是抗温能力不足引起的增稠,为此需研发抗高温钻井液体系以适应麻黄山西部区块深部勘探开发需要。

### 1.2.2 欠饱和盐水钻井液技术

DK21、大 37、大 50、大 78 井分别钻遇过膏盐层。DK21 井钻遇盐膏层时使用饱和盐水钻井液体系,有效抑制盐膏层溶解,但密度高,不利于油气层的发现,且维护成本高,严重腐蚀钻具;盐膏层钻进中采用高密度欠饱和盐水钻井液体系,提高钻井液液柱压力以减弱膏盐的蠕变速率,最终使盐膏层溶解速率与蠕变速率达到动态平衡,以确保井径规则;欠饱和盐水钻井液的使用需配伍抗盐、抗钙能力强的处理剂,保持钻井液性能的稳定。

### 1.2.3 屏蔽暂堵、非渗透技术

奥陶、寒武系多为碳酸盐岩地层,且存在多地层不整合接触面,存在裂缝。该段地层破碎,易发生井塌,特别是白云岩地层岩屑结构松散、结构裂缝多、裂缝中充填物胶结性差。根据资料分析,大多数井在该井段发生不同程度的漏失。

针对以上难点,在室内对上部地层使用的钻井液体系进行了优化。针对下部地层,首先对抗高温钻井液体系进行优选,随即对该体系在抗温、抗盐钙污染等方面进行了系统的评价,最终确定抗高温钻井液配方。

## 2 钻井液技术

### 2.1 分段钻井液体系

作为探井,在钻井液的使用上应有利于发现和 保护油气层、有利于地质资料录井、有利于快速钻进 和安全钻井、有利于除气、有利于复杂情况的预防和 处理。分段钻井液使用类型见表 1。

表 1 分段钻井液使用类型

开次	地层	井段/m	钻井液应用类型
导眼、一开	第四系、延长组	0 ~ 900	普通钾铵基钻井液
二开	和尚沟组	900 ~ 3170	抗温钻井液
	上石盒子组	3170 ~ 4130	
三开	奥陶系风化壳 中、下元古生界	4130 ~ 4850 4850 ~ 5820	高密度抗温钻井液(若钻遇盐膏层转换为抗温欠饱和盐水钻井液体系)

### 2.2 抗温钻井液及高密度抗温钻井液配方

通过室内抑制剂、降失水剂、防渗剂和润滑剂的 优选及抗高温实验、高密度稳定性评价、抑制能力评 价、封堵能力评价等最终优选出抗温钻井液及高密 度抗温钻井液配方:4% 膨润土浆 + 0.1% K - PAM + 0.2% NH<sub>4</sub> - HPAN + 2% ~ 3% SMP + 2% ~ 3% SPNH + 0.5% SMC + 2% SPC - 220 + 0.1% PAC141 + 0.5% CXP - 2 + 0.3% LTJ - 1 + 0.2% 抗氧化剂 + BaSO<sub>4</sub>/Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>。

### 2.3 钻井液性能

分段钻井液类型的性能控制指标如表 2 所示。

表 2 分段钻井液性能及流变参数

井段/m	一开(0 ~ 1000)	二开(1000 ~ 4130)		三开(4130 ~ 5820)	
		1000 ~ 3170	3170 ~ 4130		
钻井液类型	普通钾铵基钻井液	抗温钻井液		高密度抗温钻井液	
密度/(kg · L <sup>-1</sup> )	1.05 ~ 1.08	1.08 ~ 1.12	1.08 ~ 1.20	1.10 ~ 1.30	
马氏漏斗粘度/s	50 ~ 80	40 ~ 60	40 ~ 70	60 ~ 100	
常规性能	API 失水量/mL	≤10	≤8	≤6	
	泥饼厚/mm	≤1	≤0.5	≤0.5	
	FL <sub>HHP</sub> /mL			≤15	
	pH 值	8 ~ 9	8.5 ~ 10	8.5 ~ 10	8.5 ~ 10
液性性能	切力 Q <sub>10</sub> "/10'/Pa	2 ~ 5/4 ~ 15	1 ~ 3/1 ~ 10	1 ~ 3/1 ~ 10	5 ~ 10/10 ~ 30
	PV/(mPa · s)	10 ~ 25	10 ~ 20	10 ~ 20	20 ~ 50
流变性能	YP/Pa	8 ~ 25	5 ~ 12	5 ~ 12	10 ~ 35
膨润土含量/(kg · m <sup>-3</sup> )	40 ~ 60	20 ~ 40	20 ~ 40	20 ~ 40	
固含/V%	5 ~ 7	7 ~ 10	6 ~ 12	10 ~ 15	
砂含/%	≤1.5	≤0.5	≤0.5	≤0.2	
泥饼粘滞系数(K <sub>T</sub> ;45 min)		≤0.10	≤0.10	≤0.10	

## 3 现场施工技术

本井采用三级井身结构,二开、三开均存在长裸眼,且地层复杂多变,对钻井液维护处理提出了较高

的要求。

### 3.1 二开钻井液现场应用

#### 3.1.1 二开下部难点及技术对策(3170 ~ 4130 m)

(1)随着二开井段裸眼段增长,可能存在多套

压力体系,地层破碎且倾角大,多处断层发育,容易发生井塌、井漏。在刘家沟组至石千峰组段可能出现异常高温,石千峰组褐色泥岩分散性强,尤其在高温条件下,高温污染严重影响钻井液性能稳定。

(2) 钻井液维护处理思路及原则:井浆及时补充小分子抗温处理剂维持高温性能稳定,二开下部井段应以防塌为主,改善钻井液滤饼质量,增强钻井液护壁能力,适当提高钻井液粘度,防止钻井液对井壁的过度冲刷导致地层失稳,并加入适量防塌剂进一步增强防塌能力。

### 3.1.2 钻井液维护处理措施

(1) 在二开上部井浆的基础上调整性能。调整前开动全部固控设备,最大限度清除钻井液中的有害固相,并以小型试验结果来指导钻井液处理剂的加量,抗高温处理剂加量要一次性加足,确保转化成功。

(2) 钻进中采用小分子抗温处理剂 CXP-2、SMP、SPC-220 等配制的高浓度胶液维护,将胶液“细水长流”补充到井浆中增强其抗温能力,改善钻井液性能,钻遇石千峰组棕红色软泥岩段,向井浆中补充大钾、铵盐等抑制剂胶液并配合固控设备,遏制劣质粘土颗粒的分散,减轻对井浆的固相污染。

(3) 钻井过程中注意检测坂土含量,严格控制膨润土含量在 30~40 g/L 之间。

(4) 及时补充防塌剂稳定井壁,进入太原组之前加 1%~2% 防塌剂,防止太原组煤层的坍塌,并控制排量 22~28 L/s,调整好泥浆流型,避免紊流对井壁的冲刷。

(5) 若发生渗漏或轻微漏失可以直接加入 1%~2% 屏蔽暂堵剂随钻堵漏,若发生大漏可选用 DTR、DL-93 或大颗粒堵漏材料,配制堵漏浆,在钻至气层之前,加入屏蔽暂堵剂 PB-1 和非渗透剂 NPL-2,以保护油气储层,并提高储层的承压能力。

### 3.1.3 抗温钻井液应用效果

(1) 该段钻井液性能稳定,满足现场施工要求。图 1 为钻井液塑性粘度和动切力随井深变化曲线,由图 1 可以看出钻井液性能整体平稳,特别是 2000~3500 m 井段钻井液性能波动较小。自 3500 m 之后钻井液塑性粘度和动切力有所增高,因为随着井深的增加,需要提高钻井液的携岩性,满足井底净化的要求。

(2) 钻井液抗温能力较强。通过对现场加入抗温处理剂前、中、后的钻井液取样,静置 120 h 测其流变性可以看出,钻井液性能(见表 3)比较稳定,抗温能力较强,能够满足现场施工要求。

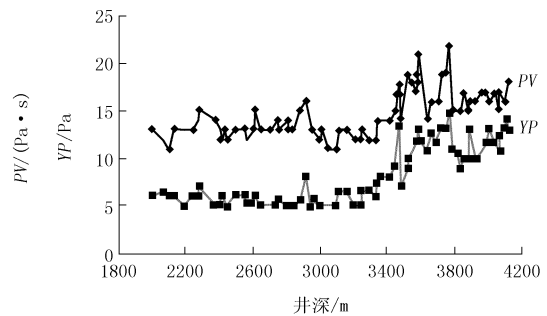


图 1 钻井液性能随井深变化曲线

表 3 静置 120 h 的钻井液性能

井深 /m	$\rho / (\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	FV /s	PV / (mPa·s)	YP /Pa	YP /PV	FL /mL	Gel /Pa	备注
3949	1.10	56	19	12	0.63	4.2	3/6	抗温处理前
	1.10	55	18	10	0.56	4.4	2/7	
	1.09	60	22	15	0.68	5.4	3/8	
3949	1.09	58	20	13	0.65	5.2	2/7	抗温处理中
	1.09	58	21	14	0.67	4.8	2/6	
	1.08	59	22	13	0.59	4.5	2/6	
3949	1.07	54	18	9	0.50	4.0	2/5	抗温处理后

(3) 二开井径规则,防漏堵漏效果明显。该体系钻井液不但具有良好的抗温性能,而且还具有较强的抑制性、防塌性。二开井况复杂,钻井周期长,钻井液浸泡达 4 个月,井径比较规则,电测顺利到底,且 9 $\frac{5}{8}$  in ( $\varnothing 244.5$  mm) 套管顺利下至 4124.13 m,没有出现任何遇阻情况。二开渗漏比较严重,以砂岩渗漏为主,加入 2% PB-1 和 2% DF-1,渗流量明显下降,且加入适量堵漏剂后,泥浆性能波动不大,泥浆消耗量也明显减少,可见该抗温性泥浆适用性比较好。

### 3.2 三开钻井液现场应用

#### 3.2.1 钻井液维护处理措施

(1) 按 2.2 中的配方要求重新配置高密度抗温钻井液,调整钻井液性能,以小型试验结果来指导钻井液体系中处理剂的最优加量,抗高温处理剂加量要一次性加足,确保其具备一定的抗温能力。

(2) 钻进中采用小分子抗温处理剂 CXP-2、SPNH、SPC-220 等配制的高浓度胶液维护,将胶液连续均匀地补充到井浆中增强其抗温能力,改善钻井液性能,维护处理过程中严禁直接加清水调整钻井液性能。

(3) 若发生渗漏或轻微漏失可以直接加入 1%~2% 屏蔽暂堵剂随钻堵漏,若发生大漏可选用 DTR、DL-93 或大颗粒堵漏材料,配制堵漏浆静止堵漏,及时补充高软化点防塌剂稳定井壁。

(4) 钻至气层之前,加入屏蔽暂堵剂 PB-1 和

非渗透剂 NPL-2 配伍使用,以快速形成非渗透膜保护油气储层,提高储层的单向承压能力。

### 3.2.2 应用效果

(1)三开井深超过 4000 m,井底温度高,导致部分降滤失剂材料高温后起泡严重,出口返出浆液密度有所降低。为维持钻井液密度,及时补充了消泡剂。从图 2 看出,随着井深的增加,钻井液密度呈现增高趋势,且在井深 4450 m 之后钻井液密度维持在  $1.20 \text{ g/cm}^3$  以上。

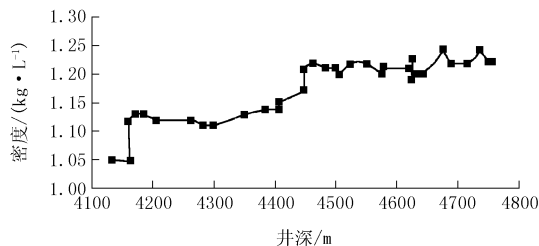


图 2 三开钻井液密度随井深变化曲线

为改善钻井液体系的防塌封堵能力,在适当提高钻井液密度的同时,补充防塌类材料 GLA、WFT-666、HFT-301 等,改善泥饼质量,降低滤失量。当钻遇煤层、煤线时,补充足量的 PB-1、DF 等材料,有效地加强了钻井液的护壁作用,提高了井壁稳定性,降低了井下复杂次数。

(2)三开钻井液为高密度抗温钻井液体系,在对钻井液进行处理前以小型试验为依据,在钻井液粘度控制方面主要通过膨润土和 PAC-141 来调控。

(3)定期补充预水化膨润土浆和 PAC141 胶液,使钻井液保持一定的动切力和动塑比。钻井液的动塑比是体现钻井液携岩能力的重要指标,尤其是在高密度钻井液体系中必须得到控制。三开钻井液塑性粘度和动切力随井深变化曲线见图 3,动塑比随井深变化曲线见图 4。从图中可见在 4500 m 之后为提高钻井液携岩性,动切力一直保持在  $20 \sim 30 \text{ Pa}$ ,动塑比控制在 0.5 以上。

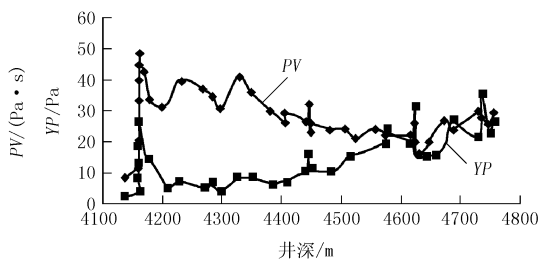


图 3 塑性粘度、动切力随井深变化曲线

通过对钻井液性能的全面测定,结合工程中出现的复杂问题进行了全面的分析,得出该体系提高

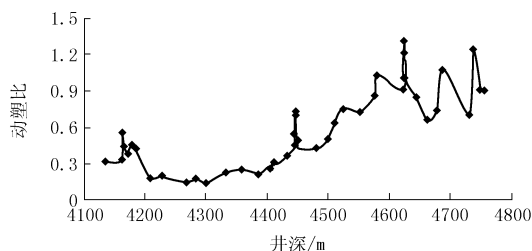


图 4 动塑比随井深变化曲线

了井壁的稳定性的,降低了复杂情况的发生率,同时目的层井径扩大率低,三开电测井径曲线显示,平均井径扩大率为 15.76%。

## 4 结论及建议

(1)该区域地质条件复杂,砂泥岩互层较为发育,硬脆性泥页岩易于剥落;该钻探区域地层倾角大,易于井斜,井斜控制难度大,多次纠斜,最大井斜高达  $14.25^\circ$ ,最大“狗腿度”达  $3.13^\circ$ 。

(2)针对该井在二开、三开施工中的钻井液技术难点,制定了合理的钻井液技术措施,二开长裸眼段测井顺利,下套管顺利,井径扩大率为 13%,三开后井下复杂情况减少,井径扩大率为 15% 左右。且三开下部煤层、煤线较为发育,实践表明,高密度抗温钻井液适用于宁东区块深井钻井。

(3)二开漏失主要为砂岩渗透性漏失,三开漏失主要为诱导性漏失。二开、三开中的砂泥岩互层为主要漏失层位,在井浆中补充 PB-1、DF-1,复合堵漏剂,通过随钻堵漏以及专门打堵漏浆等方式可有效解决漏失问题。

(4)钻井工程是个系统的工程,需要各部门互相协调,积极配合,在井下出现复杂情况时,首要问题是解决井下复杂,需要综合考虑对井下复杂做出正确的判断,提出针对性的技术措施,并汲取经验教训,避免同类复杂情况的发生。

## 参考文献:

- [1] 冯树攀,张彦明.水包油钻井液在梨深 1 井欠平衡段的应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2009,(10):18-20.
- [2] 胥思平,石学强.强抑制性有机正电胶钻井液完井液体系研究[J].钻井液与完井液,2003,20(6):24-25.
- [3] 李惠东,韩福成,潘国辉.采用屏蔽暂堵技术保护油气层[J].大庆石油地质与开发,2004,23(4):50-52.
- [4] 王立泉,庞继华,田秋月,等.聚磺润滑防塌钻井液在县斜坡西柳区块的应用[J].钻井液与完井液,2009,26(4):72-74.
- [5] 张锦荣,陈安明,等.塔里木深井盐膏层钻井技术[J].石油钻探技术,2003,31(5):25-27.
- [6] 曾义金.钻井液密度对盐膏层蠕变影响的三维分析计算[J].石油钻采工艺,2001,24(6):1-3.