

钾铵基聚磺钻井液体系 在大牛地气田水平井钻井中的应用

王旭宏

(中石化华北分公司开发处,河南 郑州 450006)

摘要:大牛地气田水平井钻井中,由于 A 点前井眼尺寸较大,二叠系石千峰至下石盒子组泥岩普遍存在易水化膨胀、剥落、掉块、垮塌现象,处理复杂情况导致钻井周期长。经过 2 口水平井的钻井实践,摸索出了适合 A 点前的钾铵基聚磺钻井液体系,减少了井下复杂情况,提高了钻井效率,缩短了 A 点前的钻井周期,从而提高了该工区钻进水平井的综合效益。

关键词:水平井;“双保”天然高分子钻井液;钾铵基聚磺钻井液;大牛地气田

中图分类号:TE254 **文献标识码:**B **文章编号:**1672-7428(2009)08-0031-03

Application of Potassium-ammonium Polysulfonate Drilling Fluid System in Horizontal Well of Danudi Gas Field/WANG Xu-hong(SINOPEC North China Company, Zhengzhou Henan 450006, China)

Abstract: In drilling of Daniudi gas field, hydrating swelling, spalling, block-falling and collapsing were the common phenomenon in the mudstone of Permian Shiqianfeng formation to lower Shihezi formation, which led to long drilling period. Potassium-ammonium polysulfonate drilling fluid system was found out based on the drilling experience of 2 horizontal wells, with which drilling efficiency was improved.

Key words: horizontal well; natural polymer drilling fluid for both oil/gas reservoir protection; potassium-ammonium polysulfonate drilling fluid; Daniudi gas field

1 概述

大牛地气田水平井钻井液采用“双保”天然高分子“少伤害、少污染”的钻井液体系。由于该体系随钻井周期的延长易老化、降解,失水难于控制,加之二叠系石千峰至下石盒子组泥岩普遍存在易水化膨胀、剥落、掉块,造成井下垮塌。DP3 井处理井下复杂情况用时达 30 天之多,逼迫转换钾铵基聚磺钻井液。以 SMP 作高温高压降滤失剂、以 HFT-301

为防塌剂,配合 FT-1 抑制泥岩分散, LV-CMC 控制滤失量,确保失水降到 5 mL 以下,最终达到 3 mL 以下,密度调至 1.20 kg/L 以上以平衡地层坍塌压力。换泥浆后收到了很好的效果,井内情况恢复正常,为水平井钻井施工提供了很好的借鉴。

2 “双保”天然高分子钻井液体系的使用情况

2.1 DP3 井易坍塌井段地层情况(见表 1)

表 1 DP3 井易坍塌井段地层情况

地层	代号	海拔/m	垂深/m	垂厚/m	井深/m	视厚/m	岩性简述
石千峰组	P ₂ sh	-1122	2417	270	2417	270	上部棕褐、绿灰色泥岩与浅棕灰、浅灰色细砂岩等厚互层;中、下部棕褐、棕、绿灰色泥岩与浅灰色细砂岩略等厚互层
上石盒子组	P ₂ s	-1356	2651	234	2739	322	上部浅灰色细砂岩、灰白色中砂岩与棕褐、绿灰色泥岩等厚互层;下部棕褐、灰色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰色细砂岩、灰白色中砂岩不等厚互层
下石盒子组	P ₁ x ³	-1378	2673△	22(未穿)	4242△	1503(未穿)	灰白、浅灰色中砂岩与棕褐、灰色泥岩不等厚互层

2.2 DP3 井“双保”天然高分子钻井液体系使用情况

二开 Ø311.1 mm 钻头钻进。在一开钻井液基础上进行复配(一开钻井液配方:清水 + 0.2% ~

0.3% Na₂CO₃ + 6% ~ 8% 钠土 + 0.2% ~ 0.3% IND30 + 0.5% ~ 1% NAT20)。

二开钻井液的基本配方为:清水 + 0.2% ~ 0.3% Na₂CO₃ + 0.1% ~ 0.2% NaOH + 3% ~ 4% 钠

收稿日期:2009-03-25; 改回日期:2009-04-19

作者简介:王旭宏(1971-),男(汉族),山西晋中人,中石化华北分公司开发处工程师,钻探专业,从事石油钻井工作,河南省郑州市陇海西路 197 号。

土 + 0.3% ~ 0.5% IND30(天然高分子包被剂) + 0.5% ~ 1% NAT20(天然高分子降滤失剂) + 0.5% ~ 1% NFA25(无荧光白沥青防塌剂) + 0.5% ~ 1% PGCS1(聚合醇) + 2% 润滑剂。钻井液性能见表2。在井深2300 m以前,适当提高动塑比,保证携带岩屑,满足钻井施工要求。在进入造斜段后,因为进尺较慢,钻井周期较长,钻井液性能难于控制,钻井液失水量达到8 ~ 10 mL,为防止井下垮塌将密度调整至1.10 g/cm³,以提高钻井液液柱压力达到防止井壁坍塌的目的,但仍无效果。

表2 DP3井泥浆性能一览表

井深 /m	密度 / (g·cm ⁻³)	粘度 /s	API失水量/mL	泥饼厚度/mm	切力 /Pa	含砂量 /%	塑性粘度 / (mPa·s)	动切力 /Pa	粘滞系数
2511	1.11	41	8.0	0.3	4/5	0.3	12	9	0.0612
2750	1.11	56	7.6	0.3	6/10	0.3	17	10	0.0524

定向钻进至井深2774.37 m,在2670 ~ 2685 m井段,出现大段泥岩掉块。钻井液中含有大量泡沫,钻井液密度为1.06 g/cm³,失水量达到17 mL,短起下钻严重遇阻,出现憋泵、憋车现象,之后经过变换钻具组合反复循环划眼,井下仍然无法正常。

之后循环处理钻井液,钻井液性能做出大幅调整,调整为高粘、高切、高密度的三高钻井液(其性能为:密度1.15 ~ 1.25 g/cm³,粘度60 ~ 200 s,失水量 < 5.0 mL/30 min,含砂量0.3%,pH值8 ~ 10,动切力12 ~ 35 Pa),用以平衡地层压力,压持地层,防止地层再次坍塌,并不断使用具有高动切力、高静切力的稠塞钻井液小排量循环,达到携带掉块岩屑出井的效果。但是仅仅循环2周后钻井液失水量再次达到12 mL。现场采用褐煤301进行小型实验来消除气泡、降低钻井液失水量,同样没有起到真正的效果。

由于井下情况过于复杂,遇阻井段不断增加,最后在2606.79 ~ 2702.84 m井段注水泥塞侧钻,当再次钻达易塌井段时,井下又出现了遇阻现象,经现场测定高温高压失水量偏高(达到35 mL)。再加上“双保”天然高分子钻井液体系在井下温度较高、钻井周期较长的情况下容易产生生物降解,造成钻井液中产生大量气泡,钻井液滤失量加大。

经过多次现场分析及小型试验后,最终采用磺化钻井液。主要钻井液材料有:钠土、纯碱、烧碱、固体润滑剂、IND30、NAT20、NFA25、NPL-3、消泡剂、塑料球、SMP、SPNH、FT-1、HFT-301、CMC、PGCS-1、PAC141等。调整性能(密度 > 1.20 g/cm³,漏

斗粘度60 ~ 100 s,失水量 < 5.0 mL/30 min,动切力10 ~ 13 Pa,塑性粘度20 ~ 25 mPa·s,泥饼厚度0.5 mm,固相含量8% ~ 11%,pH值8 ~ 10,粘滞系数0.035)后,井内恢复正常,于2007年8月3日完成DP3井A点前的钻井工作。

2.3 “双保”天然高分子钻井液体系的优缺点

2.3.1 优点

减少储层损害、减少环境污染;天然高分子基钻井液因其中高聚物的存在其自身润滑性能较好,携岩能力较强。同时考虑到水平井的特殊情况,在造斜段提高NFA25和PGCS1的用量以减小粘附系数。

2.3.2 缺点

在井斜角较大,且浸泡时间较长,在井下温度较高的情况下,天然高分子会降解造成钻井液性能稳定性变差,特别是高温高压滤失量的增加。

2.3.3 室内试验配方及试验数据

(1)4%钠土 + 0.3% Na₂CO₃ + 0.2% IND30 + 0.7% NAT20 + 2% NFA-25 + 1% PGCS1;

(2)4%钠土 + 0.3% Na₂CO₃ + 0.2% IND30 + 1% NAT20 + 2% NFA-25 + 1% PGCS1;

(3)4%钠土 + 0.3% Na₂CO₃ + 0.2% IND30 + 2.0% NAT20 + 2% NFA-25 + 1% PGCS1;

(4)4%钠土 + 0.3% Na₂CO₃ + 0.3% IND30 + 2.0% NAT20 + 2% NFA-25 + 1% PGCS1。

各配方试验数据见表3。

表3 “双保”天然高分子钻井液各配方室内试验数据

钻井液配方	T /°C	密度 / (g·cm ⁻³)	PV /Pa	YP /Pa	API /mL	HTHP /mL	K _f
1	120	1.04	14	4.5	5.2	16.0	0.069
2	120	1.04	14	3.0	4.8	16.0	0.069
3	140	1.04	22	7.5	4.2	18.0	0.066
4	140	1.04	14	3.0	4.0	20.0	0.066

从表3可以看出:随着温度的升高,高温高压失水量加大。其中pH值均为9。

3 钾铵基聚磺钻井液体系的使用情况

钾铵基聚磺钻井液体系在DP3井应用后,又在与DP3井同样井身结构的DP8、DP9两口水平井中对该钻井液体系进行调整、实践。DP8井的使用情况如下。

3.1 DP8井概况

DP8井是大牛地气田布置的一口开发水平井,目的层是二叠系山西组,设计井深4790.22 m,A靶

点井深 3089.85 m。于 2008 年 9 月 6 日开钻,10 月 18 日提交 A 点。提交 A 点周期 43 天,比设计缩短

15 天,比 DP3 井缩短 46 天。DP8 井井身结构情况见表 4。

表 4 DP8 井井身结构

开 数	井眼尺寸 × 井深	套管尺寸 × 下深	水泥返高
一开	Ø444.5 mm × 501.00 m	Ø339.7 mm × 500 m	地面
二开	导眼(复合井眼)	水泥回填至井深 2880.00 m(有效水泥塞面)	
	Ø311.2 mm × 2880.00 m		
	Ø215.9 mm × 3058.30 m		
	Ø311.2 mm × 3089.85 m	Ø244.5 mm × 3087.85 m	地面
三开	Ø215.9 mm × 4790.22 m	先期裸眼完井	

3.2 钻井液使用情况

3.2.1 一开井段(0~501 m)

钻井液配方:清水 + 0.2% ~ 0.3% Na_2CO_3 + 6% ~ 7% 钠土 + 0.2% ~ 0.3% K-PAM。

3.2.2 二开 Ø311.2 mm 导眼直井段(501.00 ~ 2500.00 m)

钻井液配方:二开钻井液 + 0.1% ~ 0.3% NaOH + 0.1% ~ 0.2% K-PAM + 0.2% ~ 0.3% K-PAN。

维护与处理:二开上部井段选用低固相钾基聚合物钻井液,二开前,将沉砂罐清理干净,并对一开钻井液进行二开前的预处理;全部采用罐式循环,严禁采用清水钻进,防止清水长期浸泡地层引起井壁垮塌、埋钻等恶性事故发生。钻进中坚持补充 K-PAM 和 K-PAN 胶液,防止由于处理剂加量不足造成井径扩大与失稳。钻遇砂岩段可适当加大 K-PAM 加量以增加护壁能力,性能范围:控制钻井液性能(密度在 $1.08 \sim 1.10 \text{ g/cm}^3$,粘度 $40 \sim 50 \text{ s}$,失水量 $< 10 \text{ mL}$),保证此段快速穿过,减少井壁浸泡、冲刷时间,从而有效地保护井壁。

下部地层岩性变化大,砂泥岩层互层多,防止泥岩水化膨胀引起的缩径卡钻,钻井过程中适当加入 1% ~ 2% 防卡润滑剂,并使用好 K-PAM 和 K-PAN,提高钻井液的抑制性,防止泥页岩掉块和煤线坍塌,适当加大 K-PAM 的用量,保护井壁稳定。

3.2.3 二开 311.1 mm 造斜段(2500.00 ~ 2880.00 mm)、Ø215.9 mm 导眼斜井段(2880.00 ~ 3058.30 m)和 Ø311.1 mm 侧钻段(2880.00 ~ 3089.85 m)

2500.00 m 开始定向造斜,定向造斜前将钻井液中劣质固相彻底清除,配合磺化酚醛树脂、水解聚丙烯腈铵盐、超细碳酸钙以保证能够形成薄而韧的泥饼。

钻井液配方:原钻井液 + 0.3% ~ 0.5% K-PAM + 0.5% ~ 1% $\text{NH}_4\text{-PAN}$ + 1.5% ~ 2% 无荧光防塌剂 + 1% ~ 2% SMP + 1% ~ 2% SPNH + 2% ~

3% 超细碳酸钙。

聚丙烯酸钾、聚丙烯腈铵盐配成胶液维护,控制流型。控制失水量 $< 4 \text{ mL}$,提高钻井液密度至 1.20 g/cm^3 以上,平衡地层压力,保持井壁稳定。在钻井液中加入润滑剂,减少摩阻和扭矩,控制粘滞系数在设计范围。调整好流变参数,提高钻井液的粘度、切力、动塑比,保持动塑比在 $0.48 \text{ Pa/mPa}\cdot\text{s}$ 左右,减轻钻井液对井壁的冲刷,提高悬浮和携带岩屑颗粒的能力,保证将钻屑高效地携带至地面,避免大斜度井段岩屑下滑和下井壁形成岩屑床。保证四级固控设备的正常运转,有效清洁钻井液。

井斜进入 50° 前调整好钻井液性能,保证各种处理剂在钻井液中的含量,以防止钻井液长期浸泡引起的掉块和井壁垮塌,控制粘度在 $50 \sim 60 \text{ s}$ 。钻井过程中,如果钻井液流变性变差,可配合磺化丹宁碱液调整流型,保证钻井液有良好的流变性和携岩能力。

DP8 井导眼段钻井液主要性能指标:密度 $1.10 \sim 1.15 \text{ g/cm}^3$,漏斗粘度 $45 \sim 55 \text{ s}$,塑性粘度 $10 \sim 16 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,动切力 $5 \sim 7 \text{ Pa}$,静切力 $(Q_1/Q_{10})(2 \sim 4)/(7 \sim 13) \text{ Pa}$,API 滤失量 $5 \sim 4 \text{ mL}$,泥饼厚度 0.5 mm ,固相含量 $7\% \sim 10\%$,粘滞系数 0.045 ,pH 值 9;主井眼段主要性能指标:密度 $1.20 \sim 1.25 \text{ g/cm}^3$,漏斗粘度 $50 \sim 55 \text{ s}$,塑性粘度 $10 \sim 18 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,动切力 $5 \sim 9 \text{ Pa}$,静切力 $(Q_1/Q_{10})(4 \sim 6)/(8 \sim 13) \text{ Pa}$,API 滤失量 $4 \sim 3 \text{ mL}$,泥饼厚度 0.3 mm ,固相含量 $7\% \sim 10\%$,粘滞系数 0.035 ,pH 值 9。

3.3 钾铵基聚磺钻井液体系的优点

钾铵基聚磺钻井液体系能够有效地降低高温高压滤失量,在 180°C 高温下性能仍然保持稳定,特别是加入磺化酚醛树脂后,不仅可以抗高温和盐膏层的污染,同时随着井深和压差的增加,其滤失量增加很小,趋于平稳,能有效地保护储层。这样就能大大改善泥饼质量,减少井下的坍塌、卡钻等复杂情况,从而提高钻井成功率。(下转第 36 页)

(7)根据本井及临井相关情况分析:在处理完漏层的同时,特别是需要打入堵漏浆静止堵漏的井段,必须作好地层的承压试验,选择合适的钻井液密度。

(8)对于五段制定向井钻井液密度对摩阻和扭矩的影响极大,在本井后期施工中摩阻和扭矩急剧变化,其原因还需从理论和实践中继续进一步研究。

(9)改善泥饼质量、保持体系中润滑剂的有效含量、确保固控设备的使用效率是作好下步井段润滑防卡工作的基础。

5 本井的经验和教训在其它井的应用效果

柳北1-5井三开施工中,揭开目的层和注水层时坚持走设计密度上限,严格控制钻井液的常温失水和高温高压失水量,务必要在设计以内,严格要求做小型实验,提高钻井液的润滑性和抑制性,选好加量和处理剂。在井深2800 m揭开油层0.5 m,钻井液密度 1.22 g/cm^2 ,气测全烃值96%,循环观察两周后全烃值下降到10%,根据气测要求不能钻进,所以提高密度到 1.28 g/cm^2 ,循环一周后全烃值下降到6%~8%,进而再次提高密度到 1.30 g/cm^2 ,循环后全烃值下降到1%~2%,正常钻进,短起测

(上接第33页)

4 几点认识

(1)“双保”天然高分子钻井液抑制性强,流变性好,既能满足携砂要求,又能保护井壁稳定,但是随着钻井周期的延长,井底温度超出 $140 \text{ }^\circ\text{C}$,其容易产生生物降解,钻井液产生气泡,导致钻井液性能变差。

(2)使用“双保”天然高分子钻井液,要加强高温高压滤失量检测,API滤失量检测能够体现普遍性,而不能体现钻井液的特殊性。

(3)钾铵基聚磺钻井液体系能够有效地降低高温高压滤失量,在 $180 \text{ }^\circ\text{C}$ 高温下性能仍然保持稳定,特别是加入磺化酚醛树脂后,不仅可以抗高温和盐膏层的污染,同时随着井深和压差的增加,其滤失量增加很小,趋于平稳,能有效地保护储层。

后效,经观察全烃到90%以上,再经循环一周下降到0.98%~1%稳定后,下钻钻进。其中经过了3次以0.01~0.02的比例逐步提高钻井液密度的过程,保证了钻井液性能的稳定、压力的平衡、井内的安全。

6 认识和建议

(1)揭开目的层尽量走设计密度的上限,并且每钻进0.5~1 m必须进行循环,观察井下情况是否正常;

(2)出现喷漏同层的两个压力系统,一定是保证不出现溢流的密度下,先进行堵漏,成功后进而做地层承压试验,确定合适的钻井液密度;

(3)对于两个压力系统的大段裸眼井段,防止高密度下突然出现的井漏,造成压差卡钻的可能性发生,是保证下部井下安全的基础;

(4)对于冀东工区老区的开发,注重观察注水井的停注泄压工作。

参考文献:

- [1] 王荣.冀东油田高难度井定向井、水平井钻井技术[J].钻井工艺,2006,(6).

(4)A点前钻井液性能主要以保证携岩和井壁稳定为前提,对不同的井段及时采取必要的调整,既要做到安全钻井,又要达到高效钻井,以达到最大的经济效益。

参考文献:

- [1] 李敬.中国石油钻井(综合卷)[M].北京:石油工业出版社,2007.
- [2] 史鸿祥,杜晓勇,商勇,等.“双保”型改性天然高分子基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2004,21(6).
- [3] 王富华,邱正松,王瑞和.保护油气层的防塌钻井液技术研究[J].钻井液与完井液,2004,21(4).
- [4] 赵雄虎,苟燕.钻井液体系分类方法研究进展[J].石油钻采工艺,2004,26(3).
- [5] 张晓文,梅永刚,吴荣战.鄂尔多斯盆地大牛地气田水平井A点前钻井液工艺技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2009,36(3).