

苏里格气田桃7井区水平井斜井段和水平段 适用钻井液体系

崔贵涛 金祥哲 董宏伟 黎金明 吴满祥

低渗透油气田勘探开发国家工程实验室·川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院

崔贵涛等.苏里格气田桃7井区水平井斜井段和水平段适用钻井液体系.天然气工业,2011,31(3):66-69.

摘要 鄂尔多斯盆地苏里格气田桃7井区钻探目的层为二叠系石盒子组盒7段,该区块内石千峰组和石盒子组地层(简称“双石层”)极易吸水膨胀进而引起井壁失稳和钻头泥包等井下复杂情况。针对上述难题,以室内研究为技术支撑,主要考虑抑制性、润滑性能及流变性能,分别研制出了钾盐聚磺钻井液体系和强抑制低伤害暂堵钻井液体系。在该井区内一口水平井(桃7-17-19H井)所进行的实验结果表明:钻进该水平井斜井段所采用的钾盐聚磺钻井液体系具有良好的抑制性能和井眼净化能力,成功解决了因泥页岩水化膨胀而引起的缩径扩径、坍塌掉块、高摩阻大扭矩、钻头泥包等技术难题;第三次开钻水平段所使用的强抑制低伤害暂堵钻井液体系同样表现出众多优点——性能稳定、失水量低、润滑防卡性能良好、暂堵效果显著、能有效保护储层。桃7-17-19H井完钻井深4 360 m,其中水平段长900 m,钻井周期39.25 d,并获得无阻流量 $108 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流。应用效果表明:上述钻井液体系适用于桃7-17-19H井,保证了钻井施工安全,大大提高了机械钻速,创造了苏里格气田水平井钻井周期最短的纪录,值得推广。

关键词 苏里格气田 桃7井区 水平井斜井段 水平井水平段 钾盐聚磺钻井液 强抑制低伤害暂堵钻井液 润滑防卡

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.03.017

桃7-17-19H井位于鄂尔多斯盆地苏里格气田桃7井区,目的层为二叠系石盒子组盒7段,该区块石千峰和石盒子地层(以下简称“双石层”)极易吸水膨胀而引起井壁失稳和钻头泥包等井下复杂情况^[1-2]。针对上述难题,以室内研究为技术支撑,主要考虑抑制性、润滑性能及流变性能,研制出了以钾盐抑制剂为主要防塌剂,具有强抑制性、润滑效果明显的钾盐聚磺钻井液体系,该体系抑制性良好,能有效防止PDC钻头泥包,能适应该区块水平井斜井段安全快速钻进;还研制出了强抑制低伤害暂堵钻井液体系,该体系用于第三次开钻水平段,具有良好的润滑性和抑制防塌性,平均机械钻速得到了突破性的提高,为钻井提速奠定了基础。

1 技术难点

苏里格气田“双石层”泥页岩属于蒙脱石类,易水化膨胀而引起缩径扩径、坍塌掉块、高摩阻大扭矩、PDC钻头泥包等技术难题,成为制约钻井提速的主要

技术瓶颈。由此带来下述技术难点:

1.1 长裸眼、长浸泡时间的井壁稳定问题

第二次开钻裸眼井段长达3 000 m,易垮塌的“双石层”就暴露在这一井段,国产PDC钻头在这段地层滑动增斜钻进多,钻时慢、效率低、钻井周期长,不稳定地层长时间浸泡在钻井液中,使得地层更容易坍塌,防塌问题更加突出。

1.2 长裸眼井段的润滑降摩阻问题

“双石层”泥页岩地层不稳定,为了提高防塌能力,必须对钻井液进行适当加重,固相含量增大,润滑性降低,摩阻和扭矩增大,不利于井下安全^[3]。

1.3 井眼净化问题

该区产层薄,为了使水平段尽可能穿过主力气层,轨迹被设计成破浪型是必然的,钻具平躺在井壁上,由此带来了井眼净化困难的问题,影响井下安全。

1.4 长水平段储层保护问题

该区产层为二叠系石盒子组盒7段,含有泥岩夹

层,同时水平段裸眼面积大、浸泡时间长,对产层的伤害严重^[4-5]。

2 室内研究

针对上述技术难点,以室内研究为技术支撑,主要考虑抑制性、润滑性能及流变性能,分别研制出了钾盐聚磺钻井液体系和强抑制低伤害暂堵钻井液体系。

2.1 钾盐聚磺钻井液体系

2.1.1 基本配方

通过现场技术调研和室内研究,形成了钾盐聚磺钻井液体系的基本配方:0.3%~0.6%提黏提切剂 G310-DQT+1%~2%抗温降滤失剂 G307-KWJ+3%~5%无机盐抑制剂 G312-WZJ+0.3%~0.6%有机抑制剂 YZ-1+0.2%~0.3% NaOH+适量防腐剂+0.5%~2%润滑剂 G303-WYR。基本配方性能见表1。

表1 钾盐聚磺钻井液体系性能参数表

性能名称及单位	常温指标	120℃、16 h 热滚后指标
密度/g·cm ⁻³	1.06~1.22	1.06~1.22
FV/s	50~85	35~65
API FL/mL	3.0~5.0	4.0~7.0
滤饼厚度/mm	痕迹	0.3
PV/mPa·s	20~35	15~25
YP/Pa	14~30	8~20
	3~6	1~4
静切力/Pa	5~12	3~8

在上述配方基础上,采用如下配方做室内评价试验:0.4%提黏提切剂 G310-DQT+2%抗温降滤失剂 G307-KWJ+5%无机盐抑制剂 G312-WZJ+0.6%有机抑制剂 YZ-1+0.2% NaOH+加重材料。

测得性能参数:密度为1.20 g/cm³,表观黏度(AV)为35 mPa·s,塑性黏度为(PV)20 mPa·s,屈服值为15 Pa,API FL为5 mL,pH值为10,初切与终切之比为3:6。

2.1.2 体系抑制性能评价

从表2可看出,钾盐聚磺钻井液体系对泥页岩回收率较高,一次回收率高说明防塌能力强;二次回收率高说明井壁稳定性好。由此说明经过该钻井液浸泡后的井壁仍然稳定。

表2 钾盐聚磺钻井液体系抑制性试验结果表

配方	一次回收率	二次回收率
基浆	86.52%	75.83%

注:该岩屑在清水中一次回收率为15%。

2.1.3 体系润滑性能评价

采用上述钻井液配方,改变润滑剂 WY-1 的加量,借助 DA-II 动态模拟润滑仪测其不同侧向力条件下的摩擦系数和扭矩,观察在不同侧向力下体系的润滑性能,结果见表3。

表3 钾盐聚磺钻井液体系的润滑性试验结果表

侧向力 60 N			侧向力 120 N		
WY-1 加量	摩擦系数	扭矩/N·m	WY-1 加量	摩擦系数	扭矩/N·m
0	0.155	21.3	0	0.176	31.1
0.25%	0.137	18.5	0.25%	0.160	28.8
0.50%	0.120	16.3	0.50%	0.145	26.9
1.00%	0.104	14.4	1.00%	0.132	24.5
1.50%	0.090	12.6	1.50%	0.120	22.7
2.00%	0.079	11.3	2.00%	0.109	21.1
2.50%	0.070	10.4	2.50%	0.101	19.6
3.00%	0.063	9.8	3.00%	0.094	18.4
4.00%	0.058	9.4	4.00%	0.090	17.9

从表3可看出:随着 WY-1 加量的增加,钻井液体系表现出较好的润滑效果,60 N 侧向力时,扭矩从 21.3 N·m 降到 9.4 N·m,降低率为 56%,摩擦系数从 0.155 降低到 0.058,降低率为 62.6%;120 N 侧向力时,扭矩从 31.1 N·m 降到 17.9 N·m,降低率为 42.4%,摩擦系数从 0.176 降低到 0.090,降低率为 48.9%;并且 WY-1 浓度超过 3% 时,扭矩和摩擦系数趋于稳定,润滑剂 WY-1 加量在 1.5% 为宜。

2.2 强抑制低伤害暂堵钻井液体系

该区产层为石盒子组盒7段气层,含泥页岩夹层,并且水平段储层保护要求高。为此选择了具有强抑制性、对储层伤害小、聚合物易生物降解的强抑制低伤害暂堵钻井液体系。

2.2.1 基本配方

通过正交试验,形成了强抑制低伤害暂堵钻井液体系的基本配方:0.3%~0.5%提黏提切剂 G310-DQT+2%~3%酸溶降失水剂 G301-SJS+4%~6%无机盐抑制剂 G313-YZJ+0.2%~0.3% NaOH+适量防腐剂+0.5%~2%润滑剂 WY-1。基本配方性能见表4。

在上述配方基础上,采用如下配方做室内评价试验:0.4%提黏提切剂 G310-DQT+3%酸溶降失水剂 G301-SJS+5%无机盐抑制剂 G313-YZJ+0.2% NaOH+暂堵加重材料。

测得性能参数:密度为1.10 g/cm³,表观黏度为

表4 强抑制低伤害暂堵钻井液体系性能参数表

性能名称及单位	常温指标	120 °C、16 h 热滚后指标
密度/ $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$	1.06~1.14	1.06~1.14
FV/s	50~80	35~65
API FL/mL	2.0~4.0	3.0~6.0
滤饼厚度/mm	痕迹	0.3
PV/ $\text{mPa} \cdot \text{s}$	20~35	15~25
YP/Pa	14~30	8~20
静切力/Pa	3~6	1~4
	5~12	3~8

32 $\text{mPa} \cdot \text{s}$, 塑性黏度为 20 $\text{mPa} \cdot \text{s}$, 屈服值为 12 Pa, API FL 为 5 mL, pH 值为 9, 初切与终切之比为 2:5。

2.2.2 体系抑制性能评价

从表 5 看出, 加入有机盐抑制剂, 大幅度提高了钻井液体系的抑制能力, 泥页岩二次回收率高达 72.48%, 说明经过该钻井液浸泡后的井壁仍然稳定。

表5 强抑制低伤害暂堵钻井液体系抑制性试验结果表

配方	一次回收率	二次回收率
基浆	85.74%	72.48%

注: 该岩屑在清水中一次回收率为 15%。

2.2.3 体系润滑性能评价

选用不同种类润滑剂和体系进行配伍试验, 最终筛选出润滑剂 WY-1。由图 1 可以看出: 摩擦系数随润滑剂 WY-1 加量的增加而降低, 加量超过 1.5% 后趋于稳定。加量在 1.5% 时, 润滑系数降低率可达到 62.8%。因此, 推荐 WY-1 加量为 1.5%。

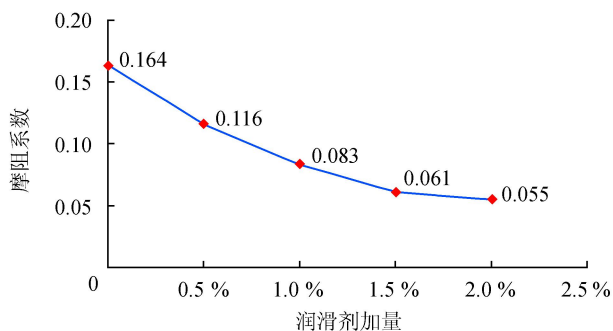


图1 强抑制低伤害暂堵钻井液体系润滑性试验结果图

2.2.4 体系伤害试验评价

为验证现场完井液对储层的伤害程度, 模拟现场实际钻井过程, 测定邻井的 3 块岩心经 48 h 动态、48 h 静态伤害前后及高压气体反向驱排后的渗透率并计算岩心的恢复率(表 6)。

表6 强抑制低伤害暂堵钻井液体系岩心恢复率试验结果表

岩心号	K_g/mD	恢复率	
		浸泡污染后	气体驱排后
1	0.52	92.38%	94.23%
2	0.84	87.64%	90.42%
3	0.79	89.56%	92.69%
平均		89.86%	92.45%

注: K_g 为岩心伤害前的气体渗透率。

从表 7 可以看出, 强抑制低伤害暂堵钻井液长期浸泡造成的伤害, 其平均恢复率是 89.86%, 再经过 8 MPa 高压气体反向驱排后, 其平均恢复率达 92.45%。说明强抑制低伤害暂堵钻井液体系对气层伤害很小, 基本无伤害, 是清洁完井液。

表7 转化前后钻井液性能对比表

转化	密度/ $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$	FV/s	失水量/mL	PV/ $\text{mPa} \cdot \text{s}$	YP/Pa	六转读数	pH 值
前	1.02~1.04	30~33	全失	2~5	0~2	0	7~8
后	1.05~1.25	40~65	4~5	12~25	8~16	4~9	9~10

3 现场应用

3.1 现场施工概况

该井于 2010 年 4 月 11 日 22:00 采用 $\varnothing 346$ mm 钻头第一次开钻钻进, 在井深 2 569 m 采用 $\varnothing 215.9$ mm 牙轮钻头开始定向造斜, 钻遇刘家沟组、石千峰组、石盒子组地层; 5 月 8 日 8:00 第二次开钻斜井段完钻, 完钻井深 3 460 m, 本段进尺 891 m (井段 2 569~3 460 m)。斜井段是这口井的重点, 也是难点。这口井在刘家沟上部开始定向造斜, 进入“双石层”后, 无固相聚合物钻井液体系已不能满足下一步的钻进要求, 为保证斜井段的安全快速钻进, 预防井壁坍塌, 提高钻井液润滑防卡和携带岩屑能力, 需要转化为钾盐聚磺钻井液体系(表 7)。

在现场作业过程中, 维持钾盐含量, 增强钻井液抑制性, 提高钻井液密度的同时, 严格控制失水, 改善泥饼质量, 整个斜井段施工安全顺利, 上提摩阻在 12 t 左右, 没有出现垮塌或掉块现象。5 月 11 日 13:00 下 $\varnothing 177.8$ mm 技术套管, 5 月 12 日 7:00 固井, 候凝, 至此第二次开钻斜井段顺利完成。

5 月 15 日 0:00 采用 $\varnothing 152.4$ mm 钻头开始水平段钻进, 使用强抑制低伤害暂堵钻井液体系, 5 月 21 日 5:00 钻至 4 360 m 水平段完钻, 水平段长 900 m, 历时 6.21 d。整个施工安全顺利, 维护处理方便, 性能

保持稳定;钻井液密度介于 $1.10\sim 1.14\text{ g/cm}^3$, FV 介于 $38\sim 60\text{ s}$, $API\ FL$ 介于 $4\sim 6\text{ mL}$, 泥饼厚度介于 $0.2\sim 0.3\text{ mm}$, pH 值介于 $8\sim 9$, 含砂量小于 0.5% , PV 介于 $15\sim 25\text{ mPa}\cdot\text{s}$, YP 介于 $8\sim 18\text{ Pa}$, 滤饼摩阻系数小于 0.1 , 并且泥饼薄、不黏、摩阻小, 流变性优良, 动塑比值高, 携砂效果好, 润滑性能好, 无遇阻、遇卡现象。

3.2 应用效果

1) 钾盐聚磺钻井液体系具有良好的抑制防塌性能。在斜井段施工过程中, 该钻井液体系从钾离子的防塌性、无机盐降低水相渗透压、聚磺的抑制封堵等 3 个方面增强了钻井液体系的抑制防塌能力, 返出“双石层”岩屑形状规则, 没有出现水化或分散迹象, 捻碎后岩屑内部呈干态, 有效防止了 PDC 钻头泥包(图 2)。



(a) “双石层”返出岩屑照片



(b) 岩屑捻碎后照片

图 2 返出岩屑和捻碎后岩屑内部照片

2) 良好的井眼净化效果。整口井钻井液表现出良好的携岩能力, 起下钻没有出现明显的遇阻遇卡现象, $3\ 460\text{ m}\ \varnothing 177.8\text{ mm}$ 的技术套管仅用 19 h 就下到设计位置; 水平段 9 个封隔器安全顺利下设计位置, 创造了苏里格区块水平段下入封隔器最多的纪录。

3) 机械钻速得到突破性提高。水平段机械钻速高

达 10.02 m/h , 刷新苏里格水平井钻井速度新纪录, 水平段钻井周期缩短为 6.21 d , 全井钻井周期仅 39.25 d , 突破了承担施工任务钻井队自己保持的 44.5 d 完钻苏里格气田一口水平井的纪录, 成功实现了钻井速度“三级跳”。

4) 实现了 PDC 钻头国产化。钻井液良好的抑制防塌润滑性能, 使单只国产 PDC 钻头的进尺和平均机械钻速得到了大幅度的提高, 降低了钻井成本, 为苏里格气田水平井提速挖掘了潜力。该井完钻井深 $4\ 360\text{ m}$, 其中 $3\ 750\text{ m}$ 进尺由国产 PDC 钻头完成, 使用率 86% , 创造了国产 PDC 钻头使用率的历史新高。斜井段取得单只 $\varnothing 215.9\text{ mm}$ 国产 PDC 钻头 353 m 的进尺, 实现了该尺寸国产 PDC 钻头的重大突破; 还创造了 2 只国产 $\varnothing 152.4\text{ mm}$ PDC 仅用 6.21 d 完成水平段 900 m 进尺的纪录, 平均机械钻速 10.02 m/h , 其中第一只 PDC 钻头进尺 506 m , 第二只 PDC 钻头机械钻速 14.59 m/h , 分别刷新了苏里格气田水平井水平段低成本单只国产钻头进尺和机械钻速的纪录。

4 结论

1) 钾盐聚磺钻井液体系具有强抑制性、良好润滑性能和携砂能力, 较好地解决了因泥页岩水化膨胀而引起的缩径、掉块坍塌、高摩阻大扭矩等一系列技术难题, 能有效防止 PDC 钻头泥包, 该体系值得进一步推广应用。

2) 强抑制低伤害暂堵钻井液体系具有良好润滑性和抑制防塌能力, 能够适应长水平段安全快速钻进, 同时对气层伤害低, 是一种高效的完井液体系。

3) 此次试验的成功经验, 值得在该区推广。

参 考 文 献

- [1] 刘波, 鄢捷年. 高效防塌钻井液的研制及在新疆塔河油田的应用[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2003, 27(5): 56-59.
- [2] 徐加放, 邱正松, 王卫国, 等. KCC-TH 强抑制性防塌钻井液的研制及应用[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(1): 39-42.
- [3] 万绪新. 水平井钻井液优化的几点思考[J]. 石油钻探技术, 1999, 27(2): 28-29.
- [4] 杨呈德, 蔺志鹏, 张建斌, 等. 强抑制酸溶钻井(完井)液 ASS-1 研制与应用[J]. 钻井液与完井液, 2003, 20(6): 17-20.
- [5] 陈在君, 黎金明, 杨斌, 等. 长北气田长水平井段裸眼钻井完井液技术[J]. 天然气工业, 2007, 27(11): 49-51.