



塔里木油田跃满西区块高温恒流变钻井液研究与现场试验

舒义勇 孙俊 曾东 徐思旭 周华安 席云飞

Study and Field Test of Drilling Fluid with Constant Rheology at High Temperature in West Yueman Block, Tarim Oilfield

SHU Yiyong, SUN Jun, ZENG Dong, XU Sixu, ZHOU Huaan, XI Yunfei

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021037>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

南海C区块高温高压气井井控技术

Well Control Technologies for HTHP Gas Wells in the C Block of the South China Sea

石油钻探技术. 2017, 45(4): 21–26 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201704004>

高温深层碳酸盐岩裸眼酸压完井封隔器研制与现场试验

The Development and Field Testing of a High-Temperature Deep-Layer Open Hole Packer for Acid Fracturing Completion in Deep Carbonate Reservoirs

石油钻探技术. 2020, 48(6): 76–81 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020044>

塔河油田外围高温高压井气滞塞防气窜技术

Anti-Gas Channeling Technology with Gas-Block Plug for High Temperature and High Pressure Wells in the Periphery of the Tahe Oilfield

石油钻探技术. 2018, 46(5): 40–45 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018111>

塔里木油田库车山前高压盐水层油基钻井液技术

Oil-Based Drilling Fluid Technology for High Pressure Brine Layer in Kuqa Piedmont of the Tarim Oilfield

石油钻探技术. 2020, 48(2): 29–33 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020007>

深井抗高温泡沫钻井液技术与现场试验

Research and Field Testing of High Temperature Resistant Foam Drilling Fluid in Deep Wells

石油钻探技术. 2018, 46(6): 47–53 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018139>

塔里木油田HLHT区块超深井钻井提速配套技术

Technologies for Fast Drilling Ultra-Deep Wells in the HLHT Block, Tarim Oilfield

石油钻探技术. 2017, 45(2): 10–14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201702002>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2021037

引用格式: 舒义勇, 孙俊, 曾东, 等. 塔里木油田跃满西区块高温恒流变钻井液研究与现场试验 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(5): 39-45.

SHU Yiyong, SUN Jun, ZENG Dong, et al. Study and field test of drilling fluid with constant rheology at high temperature in West Yueman Block, Tarim Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(5): 39-45.

塔里木油田跃满西区块高温恒流变 钻井液研究与现场试验

舒义勇¹, 孙 俊¹, 曾 东¹, 徐思旭¹, 周华安², 席云飞¹

(1. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司新疆分公司, 新疆库尔勒 841000; 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司钻井液技术服务公司, 四川成都 610051)

摘 要: 塔里木油田跃满西区块深部地层钻井液安全密度窗口窄, 易出现井漏、井塌、卡钻和盐水侵等井下复杂情况, 目前所用钻井液存在高温增稠、抗 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 和劣质土污染能力差等问题。为解决这些问题, 研究了以抗高温聚合物降滤失剂 APS220 和新型高温稳定剂 HTS220 为主剂的高温恒流变钻井液, 在试验分析主要试剂性能的基础上确定了基本配方。通过室内试验, 评价了该钻井液的高温恒流变性、抗 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染性能和抗钠膨润土污染性能, 试验发现, 其 100 与 180 °C 时的塑性黏度比值为 1.3, 动切力比值为 1.5, 初切力比值为 1.7, 终切力比值为 1.2, 随温度升高各流变参数的变化幅度明显低于常用钻井液, 可抗 2.0% 的 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 复合污染、10.0% 的钠膨润土污染。高温恒流变钻井液在跃满西区块 2 口井现场试验中, 流变性能稳定, 钻后井眼畅通, 减少了井下复杂情况, 取得了显著效果。

关键词: 高温; 稳定剂; 聚合物降滤失剂; 恒流变; 钻井液; 跃满西区块; 塔里木油田

中图分类号: TE254^{+.3}

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)05-0039-07

Study and Field Test of Drilling Fluid with Constant Rheology at High Temperature in West Yueman Block, Tarim Oilfield

SHU Yiyong¹, SUN Jun¹, ZENG Dong¹, XU Sixu¹, ZHOU Huan², XI Yunfei¹

(1. Xinjiang Branch of CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Korla, Xinjiang, 841000, China; 2. Drilling Fluid Technical Service Company of CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan, 610051, China)

Abstract: Safe density window of drilling fluids in the deep formations of the West Yueman Block in Tarim Oilfield is narrow, and as a result, downhole complications such as lost circulation, well collapse, drill string sticking, and salt water contamination are frequently encountered. Some drawbacks exist in available drilling fluids including thickening at high temperature and a weak resistance to pollution by $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ and poor quality soil. In this paper, a drilling fluid with constant rheology at high temperature was studied, with a high-temperature-resistant polymer fluid loss additive (APS220) and a new high-temperature stabilizer (HTS220) as the base. The basic formula was determined on the basis of the performance analysis of the main agents. Laboratory tests were performed to evaluate the constant rheology at high temperature and the resistance to $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ and sodium bentonite pollution of the drilling fluid. The results showed that, the drilling fluid had a plastic viscosity ratio of 1.3, dynamic shear ratio of 1.5, initial shear ratio of 1.7 and final shear ratio of 1.2 at 100 °C and 180 °C. As temperatures rose, it presented a variation range of rheological parameters significantly lower than that of other commonly used drilling fluids, with the resistance to pollution by 2% $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ and 10% sodium bentonite. In the field test of two wells in the West Yueman Block, the drilling fluid demonstrated stable rheological properties, with smooth drilled borehole and considerable downhole complication reduction.

Key words: high temperature; stabilizer; polymer fluid loss additive; constant rheology; drilling fluid; West Yueman Block; Tarim Oilfield

收稿日期: 2020-08-30; 改回日期: 2021-02-09。

作者简介: 舒义勇 (1983—), 男, 湖北崇阳人, 2007 年毕业于长江大学应用化学专业, 2017 年获重庆大学材料化学专业硕士学位, 工程师, 主要从事钻井液液技术研究与相关管理工作。E-mail: 286626649@qq.com。

塔里木油田跃满西区块三开井段自上而下钻遇石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系,钻至奥陶系一间房组顶面以下 2.00~4.00 m 中完,中完井深在 7 500 m 左右,井底温度达到 140 ℃。其中,志留系柯坪塔格组地层破碎、易漏、易塌,奥陶系铁热克阿瓦提组存在高压盐水层,三开井段存在 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染,奥陶系桑塔木组钻遇 1 000.00 m 左右水敏性泥岩,导致钻井液劣质土相增加^[1-4]。钻井液高温增稠、 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染和劣质土污染,导致钻井液黏切增大,起下钻易诱发柯坪塔格组井漏,引起钻井液液柱压力发生变化,导致井眼失稳和地层出盐水,甚至发生卡钻。但是,目前国内使用的深井高温磺化钻井液普遍存在高温增稠、 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 和劣质土污染后增稠,无法满足优快钻井要求。为此,在分析该油田跃满西区块地层特征和钻井液增稠难题的基础上,参考深水钻井液恒流变理论^[5-7],研制出一种抗污染能力强、具有高温恒流变特性的钻井液。现场试验表明,该钻井液可以解决该区块面临的钻井液技术难点,减少井下复杂情况,达到优快钻井的目的。

1 钻井液技术难点

1) 安全密度窗口窄。跃满西区块深部井段钻井液安全密度窗口仅 0.02~0.03 kg/L^[8],溢、漏、塌同层,要求钻井液的流变性能稳定和较低的循环压耗,防止发生井漏而引起井塌、盐水侵甚至卡钻。

2) 高温增稠。深井钻井液在高温条件下普遍存在增稠现象^[9-11]。起下钻过程中需要分段循环处理钻井液,甚至会出现开泵困难、憋漏地层的现象,井底返出钻井液黏切大,处理困难。

3) $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染。钻井液中的 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 主要来源于地层流体和钻井液添加剂自身,为了避免其对钻井液流变性能产生影响,往往在钻井液中加入含钙处理剂进行处理,以降低钻井液中的 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 浓度。但采用钙处理方法有利有弊,会使滤失量增大,还存在高温钝化现象,更不适合处理高浓度 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染^[12-13]。

4) 劣质土污染。钻遇水敏性泥页岩时,钻井液不可避免地会受到地层劣质土的污染,随着钻井液使用时间的增长,劣质土相增多,在高温作用下增稠现象愈加明显。

2 高温恒流变钻井液的研制

2.1 研制思路

针对钻井液高温增稠问题,构建了以抗高温聚合物降滤失剂 APS220 和新型高温稳定剂 HTS220 为主剂的高温恒流变钻井液体系。APS220 是一种主链上有多侧链和磺酸基的聚合物,侧链因位阻效应可使聚合物具有较高的热稳定性,在分子链中引入磺酸基可以提高分子的抗盐性^[14],加入抗高温聚合物能显著降低钻井液中抗高温磺化材料的浓度,减少高温交联;HTS220 分子中含有大量羧酸基官能团,能吸附在黏土颗粒表面,形成稳定的扩散双电层,对胶体的高温去水化作用进行保护,使钻井液更加稳定,防止其高温去水化^[15]。在该体系中加入氯化钾和胺基等电解质抑制剂,以对胶体的扩散双电层进行压缩,防止其过度分散增厚;钾离子和胺基离子还会抑制钻井液中的黏土,防止其过度水化分散。即通过抗高温聚合物降滤失剂、高温稳定剂和电解质抑制剂的协同作用,来保证该钻井液体系的高温稳定性。同时,因其在高温条件下具有恒流变特性,其动切力和静切力等流变性能随温度升高变化幅度较小,具有较好的抗 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 和抗劣质土污染性能,可避免钻井液高温增稠带来的各种井下复杂情况。

2.2 主要试剂性能评价及加量确定

2.2.1 降滤失剂 APS220

为了评价 APS220 的降滤失效果,配制了 2 种钾聚磺钻井液(1#配方:4.0% 膨润土+0.5%NaOH+8.0%SMP-3+8.0%SPNH+1.0% 阳离子沥青粉+0.5% 胺基抑制剂+5.0%KCl+2.0% 润滑剂+重晶石粉;2#配方:4.0% 膨润土+0.5%NaOH+0.5%APS220+4.0%SMP-3+4.0%SPNH+1.0% 阳离子沥青粉+0.5% 胺基抑制剂+5.0%KCl+2.0% 润滑剂+重晶石粉;钻井液密度均为 1.40 kg/L),对其性能进行了对比分析,结果见表 1。

从表 1 可以看出,1#和 2#配方的高温高压滤失量相差不大,2#配方热滚后的流变性能优于 1#配方,说明 APS220 具有良好的抗高温性能,能显著降低钾聚磺钻井液体系中磺化降滤失剂的浓度。

试验结果表明,0.5% 的 APS220 就可以将磺化材料浓度降低一半,加量过小达不到预期效果,加量大则黏度效应偏高。因此,上述试验 APS220 的加量为 0.5%,后续配制钻井液时其加量也为 0.5%。

表 1 APS220 性能评价结果
Table 1 Performance evaluation of APS220

配方	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/Pa	旋转黏度计读数		静切力/Pa		API滤失量/ mL	高温高压 滤失量/mL	pH值	试验条件
			φ6	φ3	初切	终切				
1#	28	4.0	2.0	1.0	1.0	8.0	1.4	12.0	10.5	热滚前
	35	10.0	13.0	12.0	6.0	20.0	2.6	22.0	8.5	热滚后
2#	25	2.0	1.0	0.5	0.5	4.0	1.6	14.2	10.5	热滚前
	31	6.5	8.0	7.0	3.0	12.0	3.2	26.0	9.0	热滚后

注:热滚条件为180 ℃×16 h,流变性能测试温度为60 ℃,高温高压测试温度为180 ℃。

2.2.2 高温稳定剂 HTS220

添加 APS220,虽然能显著降低钻井液体系中磺化材料的浓度,但体系的高温稳定性能较差。因

此,在配方 2#的基础上又添加了 HTS220(钻井液密度 1.40 kg/L),评价了不同加量下 HTS220 对钻井液高温稳定性能的影响,结果见表 2。

表 2 HTS220 性能评价结果
Table 2 Performance evaluation of HTS220

HTS220 加量, %	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	旋转黏度计读数		静切力/ Pa		API滤失量/ mL	高温高压 滤失量/mL	pH值	试验条件
			φ6	φ3	初切	终切				
0	25	2.0	1.0	0.5	0.5	4.0	1.6	14.2	10.5	热滚前
	31	6.5	8.0	7.0	3.0	12.0	3.2	26.0	9.0	热滚后
0.5	24	2.5	2.0	1.0	1.0	4.0	1.6	14.0	10.0	热滚前
	28	5.5	7.0	6.0	3.0	10.0	3.6	25.4	9.0	热滚后
1.0	20	4.0	3.0	2.0	2.0	9.0	1.3	13.2	9.5	热滚前
	18	3.0	3.0	2.0	2.0	8.0	3.4	18.4	7.5	热滚后
2.0	20	2.0	2.0	1.0	1.5	4.5	1.2	12.6	9.5	热滚前
	15	2.0	2.0	1.0	1.5	6.0	3.2	15.8	7.5	热滚后
2.5	22	2.5	2.0	1.5	2.0	6.0	1.2	12.8	9.5	热滚前
	18	3.0	3.0	2.0	2.0	6.5	3.1	16.0	7.5	热滚后

注:热滚条件为180 ℃×16 h,流变性能测试温度为60 ℃,高温高压测试温度为180 ℃。

从表 2 可以看出, HTS220 加量为 1.0% 就能满足钻井液的高温恒流变特性,当加量达到 2.5% 时,钻井液的流变性能和高温高压滤失量下降幅度变小。为了保证该钻井液体系具有一定的抗 CO₃²⁻/HCO₃⁻和抗劣质土污染的性能,确定其加量为 2.0%。

2.3 高温恒流变钻井液基本配方

根据塔里木油田跃满西区块深部高温钻井液需要解决的技术问题,从钻井液的高温恒流变特性、抗 CO₃²⁻/HCO₃⁻污染和抗钠膨润土污染 3 方面对其恒流变性能进行了评价。综合评价结果,得到高温恒流变钻井液基本配方为: 4.0% 膨润土粉+ 0.5%

NaOH+0.5%APS220+4.0%SMP-3+4.0%SPNH+1.0% 阳离子沥青粉+0.5% 胺基抑制剂+5.0%KCl+2.0%HTS220+2.0% 润滑剂+重晶石粉。

3 高温恒流变钻井液性能评价

3.1 高温恒流变性

高温增稠是深井钻井液的常见现象,表现为钻井液的表现黏度、切力增大,特别是在起下钻后增幅更大^[16]。因为对于深井而言,钻井液黏切越大,流动阻力越大,钻井液当量循环密度越高,也越容

易憋漏安全密度窗口窄的长裸眼井段地层,造成井下复杂情况。为了评价高温恒流变钻井液(密度为

1.40 kg/L,下同)的高温恒流变性能,测定其在不同温度的流变参数,结果见表3。

表3 不同温度下高温恒流变钻井液的流变性评价结果

Table 3 Rheological properties at different temperatures of the drilling fluid with constant rheology at high temperature

热滚温度/ ℃	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	旋转黏度计读数		静切力/ Pa		API滤失量/ mL	高温高压 滤失量/mL	pH值
			φ6	φ3	初切	终切			
室温	20	2.0	2	1	1.50	4.50	1.2		9.5
100	20	3.0	4	3	2.50	7.00	1.0	4.2	9.5
120	18	2.5	3	2	1.75	6.00	1.4	4.6	9.0
140	18	3.0	3	2	2.00	6.00	2.2	8.5	8.5
160	17	3.5	3	2	2.00	6.50	2.6	12.2	7.5
180	15	2.0	2	1	1.50	6.00	3.2	15.8	7.5

注:热滚时间16 h,热滚后测试温度60℃,高温高压测试温度跟热滚温度一致。

从表3可以看出,该钻井液100与180℃时的塑性黏度比值为1.3,动切力比值为1.5,初切力比值为1.7,终切力的比值为1.2,具有很强的高温恒流变特性。随着温度升高,钻井液处理剂部分失效,高温高压滤失量明显增加,但钻井液的流变性能依然稳定。在实际应用中,随着井底温度升高,可以适当增加抗高温降滤失剂的加量,以控制高温高压滤失量。钻井液流变性能稳定,可以降低安全密度窗

口较窄长裸眼井段发生井漏的风险。

3.2 抗 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染性能

钻井液受 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染的显著特征是黏切增大。为了考察高温恒流变钻井液的抗 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染性能,分别用 Na_2CO_3 和 NaHCO_3 模拟140℃温度下该钻井液受 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染后的情况,以及该钻井液受污染并用CaO处理后的钻井液性能恢复情况,结果见表4。

表4 高温恒流变钻井液抗 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 污染性能评价结果

Table 4 Resistance of the drilling fluid with constant rheology at high temperature to $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ pollution

试验配方	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	旋转黏度计读数		静切力/ Pa		API滤失量/ mL	老化条件
			φ6	φ3	初切	终切		
基浆	20	2.0	2	1	1.5	4.5	1.2	热滚前
	18	3.0	3	2	2.0	6.0	2.2	热滚后
基浆+1.0% Na_2CO_3	18	6.5	10	9	5.0	10.0	1.8	热滚前
	20	7.0	10	9	5.0	8.5	2.6	热滚后
基浆+1.0% NaHCO_3	19	4.5	5	4	3.5	9.0	1.0	热滚前
	17	3.0	4	3	2.5	6.0	3.2	热滚后
基浆+1.0% Na_2CO_3 +1.0% NaHCO_3	23	9.0	13	12	6.0	10.5	2.0	热滚前
	27	9.5	15	13	6.5	12.0	4.2	热滚后
基浆+1.0% Na_2CO_3 +1.0% NaHCO_3 + 1.0%HTS220+0.5%CaO	21	5.0	4	3	2.0	10.0	1.8	热滚前
	17	3.0	3	2	2.0	8.0	3.8	热滚后
基浆+1.0% Na_2CO_3 + 1.0% NaHCO_3 +0.5%CaO	18	5.0	6	5	3.5	12.0	2.4	热滚前
	23	8.0	10	8	6.0	15.0	4.0	热滚后

注:基浆即高温恒流变钻井液基本配方,下同;热滚条件为140℃×16 h。

从表 4 可以看出: 基浆热滚前后的性能基本无变化; 基浆中加入 1.0%Na₂CO₃ 后, 热滚前后的黏切均增大, 主要表现为动切力和静切力增大明显, 是典型的 CO₃²⁻污染特征, 但其热滚前后的流变性能基本无变化, 说明该钻井液在 CO₃²⁻污染条件下仍具有恒流变特性; HCO₃⁻污染对钻井液的流变性影响不大; 基浆被 CO₃²⁻和 HCO₃⁻复合污染后, 其流变性能变化明显, 但加入 1.0%HTS220 和 0.5%CaO 后可以恢复, 并且热滚前后的流变性能接近, 没有出现钙处理后的钝化现象。单独用 CaO 处理 CO₃²⁻/HCO₃⁻复合污染后的热稳定性较差, 热滚后增稠明显。最佳处理方法是使用 CaO 降低钻井液中 CO₃²⁻/HCO₃⁻的

浓度, 用 HTS220 提高钻井液的高温稳定性。

3.3 抗钠膨润土污染

磺化钻井液中黏土的含量对钻井液的高温稳定性起着决定性影响, 钻井液高温增稠与钻井液中黏土的含量有很大关系, 特别是钻遇大段泥页岩时, 钻井液不可避免地会受到劣质土的污染, 当劣质土达到钻井液容量上限后, 会影响钻井液的流变性能。为了评价高温恒流变钻井液的抗钠膨润土污染性能, 测试了高温恒流变钻井液加入不同量钠膨润土(因钠膨润土中的有效黏土含量较劣质土要高很多, 为便于开展模拟试验, 选择钠膨润土作为评价土)热滚前后的性能, 结果见表 5。

表 5 高温恒流变钻井液抗钠膨润土污染性能评价结果

Table 5 Resistance of the drilling fluid with constant rheology at high temperature to sodium bentonite

钠膨润土加量, %	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	旋转黏度计读数		静切力/ Pa		老化条件
			φ6	φ3	初切	终切	
0	20	2.0	2	1	1.5	4.5	热滚前
	18	3.0	3	2	2.0	6.0	热滚后
5	21	3.5	4	3	2.0	7.5	热滚前
	17	3.0	3	2	2.0	6.0	热滚后
10	22	4.0	4	3	2.0	9.0	热滚前
	19	4.5	5	4	3.0	8.0	热滚后

注: 老化条件140 ℃×16 h, 测试温度60 ℃; 关于钠膨润土加量, 基浆用体积计算, 加入的钠膨润土以质量计算。

由表 5 可知: 钠膨润土对高温恒流变钻井液流变性能的影响不大, 其动切力和静切力变化较小; 当钠膨润土加量达到 10% 时, 高温恒流变钻井液仍具有良好的高温稳定性, 热滚前后的流变性能基本保持不变, 说明该钻井液具有很强的抗钠膨润土污染能力, 能满足高温深井安全钻井的要求。

4 现场试验

高温恒流变钻井液在塔里木油田跃满西区块 YM21X 井和 YM20X 井(2 口井的距离在 5 km 以内, 井身结构和完钻层位相同, 复杂井段相同)进行了现场试验, 效果非常显著。

YM21X 井采用四开井身结构, 二开中完井深 5 455.00 m, 三开用 φ215.9 mm 钻头钻至井深 7 510.00 m 中完, 使用的是钾聚磺钻井液。该井在三开钻井过程中出现钻井液高温增稠、CO₃²⁻/HCO₃⁻污染(用 CaO 处理后, 出现高温钝化现象)。因黏切大(见

表 6), 该井在井深 6 139.97, 6 419.98 和 6 705.14 m 处发生井漏, 井漏后诱发了井眼失稳垮塌, 导致下钻遇阻, 需划眼。钻至井深 6 936.00 m 后转换为高温恒流变钻井液(转换过程: 向井浆中加入 2.0% KCl+2.0%HTS220+0.5% 胺基抑制剂, 在胶液中引入 0.5%APS220, 胶液配方调整为 1.0%NaOH+0.5% APS220+4.0%SMP-3+4.0%SPNH), 通过该方法提高钻井液的抑制性和高温稳定性后, 井浆黏切逐步恢复正常, 安全钻至中完井深。

YM20X 井在二开钻井液基础上, 加入 0.5% 阳离子抑制剂+0.5%APS220+2.0%KCl+2.0%HTS220, 转换成高温恒流变钻井液。钻进过程中, 根据胶液消耗量补充抑制剂和高温稳定剂, 钻至井深 7 458.00 m 停钻 24 d, 下钻通井正常、无阻卡, 返出钻井液无明显增稠现象。该井全井段钻井液的动切力和静切力变化幅度很小(见表 7), 具有良好的高温恒流变特性, 井底钻井液返出无明显增稠现象。三开钻进过程中未发生井漏、大段划眼等复杂情况。

表 6 YM21X 井实钻钻井液性能
Table 6 Performance of the drilling fluid in Well YM21X

井深/m	密度/ ($\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$)	漏斗黏度/ s	塑性黏度/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	动切力/ Pa	静切力/Pa		API滤失量/ mL	离子质量浓度/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)			
					初切	终切		Cl^-	Ca^{2+}	CO_3^{2-}	HCO_3^-
6 128.00	1.41	56	30	5.0	1.0	7.5	4.6	27 106	148	1 920	1 830
6 139.97	1.42	88	41	10.0	8.5	24.0	5.8	36 141	87	3 840	5 856
6 377.00	1.42	65	35	6.0	1.5	7.0	7.6	34 636	0	2 160	6 832
6 419.98	1.43	108	43	12.0	6.0	23.0	8.4	30 620	0	4 200	5 185
6 613.00	1.43	63	30	7.5	4.5	20.0	5.6	33 632	0	4 080	4 148
6 705.14	1.43	76	37	8.5	9.0	26.0	6.4	33 130	0	3 600	6 100
7 030.00	1.45	54	30	4.5	1.0	10.0	4.0	45 679	462	1 800	3 660
7 510.00	1.45	56	29	5.5	1.0	11.0	2.8	47 185	372	1 500	2 928

注:井温梯度为 $2.0\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。

表 7 YM20X 井实钻钻井液性能
Table 7 Performance of the drilling fluid in Well YM20X

井深/m	密度/ ($\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$)	漏斗黏度/ s	塑性黏度/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	动切力/ Pa	静切力/Pa		API滤失量/ mL	离子质量浓度/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	
					初切	终切		Cl^-	Ca^{2+}
5 969.00	1.29	59	31	9.0	2.0	8.0	4.4	27 000	480
6 706.00	1.42	62	28	8.0	2.0	11.0	4.4	34 000	120
7 226.00	1.46	58	27	5.5	1.5	8.0	3.2	36 000	300
7 458.00	1.46	59	30	6.0	1.5	6.0	3.0	31 000	200
7 479.00	1.46	56	23	8.0	2.0	8.0	2.4	30 700	120

注:YM20X井三开钻井液中 CO_3^{2-} 质量浓度为 $1\ 800\sim 2\ 880\text{ mg/L}$, HCO_3^- 质量浓度为 $2\ 196\sim 4\ 880\text{ mg/L}$ 。

参 考 文 献

References

5 结论与建议

1)以抗高温聚合物降滤失剂 APS220 和新型高温稳定剂 HTS220 为主剂的高温恒流变钻井液,100 与 $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时的塑性黏度比值为 1.3,动切力比值为 1.5,初切力比值为 1.7,终切力比值为 1.2,具有显著的高温恒流变特性,抗 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 复合污染达到 2%,抗钠膨润土污染达到 10%。

2)现场试验表明,高温恒流变钻井液可以解决塔里木油田跃满西区块深部钻井液面临的技术难点,钻井液抗污染能力强、性能稳定,钻后井眼畅通,能降低窄安全密度窗口地层发生井漏的风险,达到优快钻井的目的。

3)高温恒流变钻井液现场试验井偏少,建议进一步在该区块进行现场试验和应用,并不断完善优化配方,提高其性能。

- [1] 林永学,王伟吉,金军斌. 顺北油气田鹰 1 井超深井段钻井液关键技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 113-120.
LIN Yongxue, WANG Weiji, JIN Junbin. Key drilling fluid technology in the ultra deep section of Well Ying-1 in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 113-120.
- [2] 袁国栋,王鸿远,陈宗琦,等. 塔里木盆地满深 1 井超深井钻井液关键技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(4): 21-27.
YUAN Guodong, WANG Hongyuan, CHEN Zongqi, et al. Key drilling technologies for the ultra-deep Well Manshen 1 in the Tarim Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(4): 21-27.
- [3] 于得水,徐泓,吴修振,等. 满深 1 井奥陶系桑塔木组高性能防塌水基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 49-54.
YU Deshui, XU Hong, WU Xiuzhen, et al. High performance anti-sloughing water based drilling fluid technology for Well Manshen 1 in the Ordovician Sangtamu Formation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(5): 49-54.
- [4] 谭万仓,邵红君,王力娟,等. 致密砂岩盖层特征及分类评价标准: 以满加尔-英吉苏凹陷为例[J]. 断块油气田, 2020, 27(3):

- 304–308.
- TAN Wancang, SHAO Hongjun, WANG Lijuan, et al. Characteristics and classification evaluation criteria of tight sandstone caprock: taking Manjiaer-Yingjisu Sag as an example[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2020, 27(3): 304–308.
- [5] 李怀科, 罗健生, 耿铁, 等. 国内外深水钻井液技术进展[J]. *钻井液与完井液*, 2015, 32(6): 85–88.
- LI Huaik, LUO Jiansheng, GENG Tie, et al. Technical progress of deep water drilling fluids in China and abroad[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2015, 32(6): 85–88.
- [6] 高涵, 许林, 许明标, 等. 深水水基恒流变钻井液流变特性研究[J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(3): 60–67.
- GAO Han, XU Lin, XU Mingbiao, et al. Study on rheology of consistent rheology water base drilling fluid for deep water drilling[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(3): 60–67.
- [7] 黄孟, 许林, 许洁, 等. 水基恒流变钻井液流型调节剂的制备与性能评价[J]. *油田化学*, 2018, 35(2): 191–196.
- HUANG Meng, XU Lin, XU Jie, et al. Evaluation on preparation and performance of rheological modifier used in flat-rheology water-based drilling fluid[J]. *Oilfield Chemistry*, 2018, 35(2): 191–196.
- [8] 程智, 仇盛南, 曹靖瑜, 等. 长裸眼随钻防漏封堵技术在跃满3-3井的应用[J]. *石油钻采工艺*, 2016, 38(5): 612–616.
- CHENG Zhi, QIU Shengnan, CAO Jingyu, et al. Application of plugging-while-drilling technology in long open-hole interval of the Well Yueman-3-3[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2016, 38(5): 612–616.
- [9] 朱宽亮, 王富华, 徐同台, 等. 抗高温水基钻井液技术研究与应用现状及发展趋势(I)[J]. *钻井液与完井液*, 2009, 26(5): 60–68, 78.
- ZHU Kuanliang, WANG Fuhua, XU Tongtai, et al. Study and application of high temperature drilling fluids (I)[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2009, 26(5): 60–68, 78.
- [10] 朱宽亮, 王富华, 徐同台, 等. 抗高温水基钻井液技术研究与应用现状及发展趋势(II)[J]. *钻井液与完井液*, 2009, 26(6): 56–64.
- ZHU Kuanliang, WANG Fuhua, XU Tongtai, et al. Study and application of high temperature drilling fluids (II)[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2009, 26(6): 56–64.
- [11] 孙金声, 黄贤斌, 吕开河, 等. 提高水基钻井液高温稳定性的方法、技术现状与研究进展[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(4): 73–81.
- SUN Jinsheng, HUANG Xianbin, LYU Kaihe, et al. Methods, technical progress and research advance of improving high-temperature stability of water based drilling fluids[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2019, 43(4): 73–81.
- [12] 张坤, 黄平, 郑有成, 等. 高密度水基钻井液 CO₂ 污染防治技术[J]. *天然气技术与经济*, 2011, 5(2): 48–50.
- ZHANG Kun, HUANG Ping, ZHENG Youcheng, et al. Prevention of high-density water-base drilling fluid from CO₂ pollution[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2011, 5(2): 48–50.
- [13] 陈馥, 杨媚, 艾加伟, 等. 水基钻井液 CO₂ 污染的处理[J]. *钻井液与完井液*, 2016, 33(6): 58–62.
- CHEN Fu, YANG Mei, AI Jiawei, et al. Treatment of CO₂ contamination to water base drilling fluids[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2016, 33(6): 58–62.
- [14] 宋华, 孙群哲, 李锋. 油田用磺化聚丙烯酰胺研究进展[J]. *精细石油化工进展*, 2013, 14(4): 1–5.
- SONG Hua, SUN Qunzhe, LI Feng. Research progress of sulfonated polyacrylamide for oilfield[J]. *Advances in Fine Petrochemicals*, 2013, 14(4): 1–5.
- [15] 张光华, 屈倩倩, 朱军峰, 等. SAS/MAA/MPEGMAA 聚羧酸盐分散剂的制备与性能[J]. *化工学报*, 2014, 65(8): 3290–3297.
- ZHANG Guanghua, QU Qianqian, ZHU Junfeng, et al. Synthesis and performance of SAS/MAA/MPEGMAA polycarboxylate dispersants[J]. *CIESC Journal*, 2014, 65(8): 3290–3297.
- [16] 王维, 赵永光, 李战伟, 等. 南堡3-81井四开钻井液技术[J]. *断块油气田*, 2015, 22(4): 514–517.
- WANG Wei, ZHAO Yongguang, LI Zhanwei, et al. Technology of fourth spud drilling fluid in Well Nanpu 3-81[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2015, 22(4): 514–517.

[编辑 令文学]