

文章编号: 1000-0747(2018)03-0507-06 DOI: 10.11698/PED.2018.03.16

适用于连续管钻井的无固相卤水钻井液体系

王晓军¹, 余婧², 孙云超¹, 杨超¹, 蒋立洲³, 刘畅¹

(1. 中国石油长城钻探工程有限公司工程技术研究院, 辽宁盘锦 124010; 2. 中国石油辽河油田公司, 辽宁盘锦 124012; 3. 中国石油辽河石化分公司, 辽宁盘锦 124022)

基金项目: 国家科技重大专项“深井超深井优质钻井液与固井完井技术研究”(2016ZX05020-004);

中国石油天然气集团公司科学研究与技术开发项目“连续管侧钻井技术与装备现场试验”(2015F-2001)

摘要: 针对连续管钻井管内循环压耗大、钻压传递困难及黏卡几率高等难题,以卤水为基液进行室内实验,通过核心处理剂的优选,研发了无固相卤水钻井液体系,评价其性能并进行现场应用。通过对流型调节剂、抗盐降滤失剂、高效润滑剂、钻头清洁剂的优选,形成了无固相卤水钻井液体系的基本配方:卤水+(0.1%~0.2%) NaOH+(0.2%~0.4%) HT-XC+(2.0%~3.0%) YLJ-1+(0.5%~2.0%) SDNR+(1.0%~2.5%) FT-1A+(1.0%~5.0%) SD-505+复合盐密度调节剂。室内性能评价表明,该钻井液抗温 150 °C,抗钻屑污染性能较好,岩屑滚动回收率 92.7%,润滑性能与全油基钻井液相近,只需在环空返速不低于 0.8 m/s 的前提下保证动塑比在 0.5 以上,就能达到井眼净化要求。将无固相卤水钻井液应用于辽河油田 3 口连续管侧钻井施工,其性能稳定易调整,井眼净化能力强,井径规则,机械钻速高且无任何事故。无固相卤水钻井液满足连续管钻井工艺的技术需求。图 6 表 8 参 11

关键词: 连续管钻井; 卤水钻井液; 钻井液性能; 井壁稳定性; 辽河油田

中图分类号: TE254

文献标识码: A

A solids-free brine drilling fluid system for coiled tubing drilling

WANG Xiaojun¹, YU Jing², SUN Yunchao¹, YANG Chao¹, JIANG Lizhou³, LIU Chang¹

(1. Engineering Research Institute, CNPC Great Wall Drilling Engineering Company Limited, Panjin 124010, China; 2. PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin 124012, China; 3. CNPC Liaohe Petrochemical Company, Panjin 124010, China)

Abstract: There are many problems associated with coiled tubing drilling operations, such as great circulation pressure loss inside pipe, difficulties in weight on bit (WOB) transferring, and high probability of differential sticking. Aiming at these problems, solids-free brine drilling fluid system was developed on the basis of formulation optimization with brine base fluid experiment, which was evaluated and applied to field drilling. Based on the optimization of flow pattern regulator, salt-resisting filtrate reducer, high performance lubricant and bit cleaner, the basic formula of the solids-free brine drilling fluid system was formed: brine + (0.1%–0.2%) NaOH + (0.2%–0.4%) HT-XC + (2.0%–3.0%) YLJ-1 + (0.5%–2.0%) SDNR + (1.0%–2.5%) FT-1A + (1.0%–5.0%) SD-505 + compound salt density regulator. Lab evaluation showed that the fluid had satisfactory temperature resistance (up to 150 °C), excellent cuttings tolerance (up to 25%), and strong inhibition (92.7% cuttings recovery); Moreover, its lubrication performance was similar to that of all oil-based drilling fluid. The wellbore could be fairly cleaned at annular up-flow velocity of more than 0.8 m/s if the ratio of yield point to plastic viscosity was kept above 0.5. This fluid system has been applied in the drilling of three coiled tubing sidetracking wells in the Liaohe Oilfield, during which the system was stable and easy to adjust, resulting in excellent cuttings transportation, high ROP, regular hole size, and no down hole accidents. In summary, the solids-free brine drilling fluid system can meet the technical requirements of coiled tubing drilling.

Key words: coiled tubing drilling; brine drilling fluid; properties of drilling fluid; borehole stability; Liaohe Oilfield

引用: 王晓军, 余婧, 孙云超, 等. 适用于连续管钻井的无固相卤水钻井液体系[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 507-512.
WANG Xiaojun, YU Jing, SUN Yunchao, et al. A solids-free brine drilling fluid system for coiled tubing drilling[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 507-512.

0 引言

连续管钻井技术具有地面设备占地少、起下钻速度快、操作人员少且压力控制能力强等优点,是老井

侧钻、小井眼钻井和欠平衡钻井的重要手段^[1-3]。然而,连续管施工过程中,多余长度的油管缠绕在滚筒上,管内循环压力损失高达 50% 以上,不利于水力能量的有效利用;连续管刚性差,易发生弯曲,导致钻压传

递困难；其钻井方式自始至终为滑动钻进，容易生成岩屑床，引发黏卡和钻头泥包^[4-7]。通常连续管钻井施工中选择钻井液体系类型时只着重考虑地质因素，不仅经常发生常规钻井中存在的井眼净化难、托压和卡钻等问题，也会出现泵压过高、上提过程溜管以及钻头泥包等特殊现象。因此，鉴于连续管钻井工艺的特殊性，本文研究与连续管钻井工艺相匹配的钻井液体系，以减少复杂事故并提高连续管钻井效益。

1 配方优选

无固相卤水钻井液体系本身没有任何固相颗粒，流变性和触变性好，属于典型的弱凝胶体系，可较大幅度地降低管内压耗^[8]。同时，该体系还具有性价比高、密度可调范围大、抗污染能力强、生物毒性小、环境相容性好等特点。因此，针对连续管钻井施工技术难点，以卤水为基液，通过加入流型调节剂、高效润滑剂、钻头清洁剂及其他处理剂形成无固相卤水钻井液体系，以满足连续管特殊钻井工艺的施工要求。

1.1 关键处理剂的优选

1.1.1 流型调节剂的优选

本体系采用的卤水为海水制盐后的母液，主要成分有 $MgCl_2$ 、 $CaSO_4$ 、 $CaCl_2$ 及 $NaCl$ 等多种盐类，密度为 $1.27 g/cm^3$ 。室内以 400 mL 卤水+0.2% NaOH 为基浆，分别在基浆中加入 0.8 g 流型调节剂 HT-XC、HPMC 和 HEC，在 20 °C 下测试钻井液热滚(120 °C, 16 h)前后的流变性。

由表 1 可知，添加 HPMC 后体系动塑比偏低，塑性黏度高，小尺寸钻具中管内循环压耗大，不利于设备维护和保养；添加 HEC 的钻井液体系触变性较差，开泵时激动压力高，易导致井漏事故；基浆中加入 HT-XC 后，体系的黏切适中，能较快形成弱凝胶结构，并且 API 滤失量在热滚前后均较低。因此，选择 HT-XC 作为无固相卤水钻井液体系的流型调节剂。

表 1 不同流型调节剂性能对比实验结果

体系配方	实验条件	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	动塑比	静切力/Pa		API 滤 失量/mL
					初切	终切	
基浆	热滚前后	4	1	0	0	0	
基浆+0.2% HT-XC	热滚前	22	12	0.55	2.5	4.0	6.6
	热滚后	20	9	0.45	2.0	3.0	6.8
基浆+0.2% HPMC	热滚前	29	10	0.34	2.5	3.5	10.8
	热滚后	24	9	0.38	2.0	3.0	14.2
基浆+0.2% HEC	热滚前	24	12	0.50	3.0	10.0	13.2
	热滚后	22	9	0.41	2.5	8.5	16.4

1.1.2 抗盐降滤失剂的优选

无固相卤水钻井液体系矿化度较高且不添加任何固相，因此滤失控制难度较大。室内以 400 mL 卤水+

0.2% NaOH+0.2% HT-XC 为基浆，分别称量 8 g 无荧光丙烯酸类降滤失剂 (KH-931)、褐煤树脂类降滤失剂 (SPNH) 和改性淀粉类抗盐降滤失剂 (YLJ-1) 与基浆搅拌均匀，在 20 °C 下测试热滚(120 °C, 16 h)前后的滤失量，结果见表 2。

表 2 不同降滤失剂性能对比实验结果

体系配方	实验条件	滤失量/mL	滤饼厚度/mm
基浆	热滚前	15.2	1.0
	热滚后	18.8	1.5
基浆+2% KH-931	热滚前	5.4	0.5
	热滚后	11.4	1.0
基浆+2% SPNH	热滚前	8.6	0.5
	热滚后	9.2	0.5
基浆+2% YLJ-1	热滚前	3.2	0.3
	热滚后	3.8	0.3

由表 2 可见，目前行业内公认效果较好的 3 种降滤失剂中，KH-931 和 SPNH 在高矿化度的无固相钻井液中控制滤失效果都不理想，而 YLJ-1 降滤失效果明显，能够满足现场使用要求。因此，优选 YLJ-1 作为无固相卤水钻井液体系的降滤失剂。

1.1.3 高效润滑剂的优选

连续管钻具刚性差，在连续造斜井段会大面积黏附在井壁上，因此连续管钻井对钻井液的润滑性能要求更高。连续管钻机由传动系统将驱动力从一根轴传递到链条上的夹持块，并通过夹持块与连续管之间的静摩擦力提升或下放连续管。钻井液中若添加固体润滑剂，会降低夹持块处的静摩擦力，影响连续管的提升和下放，给钻井施工带来隐患。因此，只能优选液体润滑剂来降低钻具与套管之间及钻具与裸眼井壁之间的摩阻。以 400 mL 卤水+0.2% NaOH+0.2% HT-XC+2% YLJ-1 为基浆，分别向基浆中加入 12 g 极压润滑剂 SD-505、HY-168 和 FG-2，在 20 °C 下测定热滚(120 °C, 16 h)前后的流变性、润滑性及生物毒性。

从表 3 可以看出，3 种性价比较高的润滑剂均能不同程度地降低摩阻，但是基浆添加润滑剂 FG-2 后出现高温增稠现象，对流变性影响较大；HY-168 生物毒性

表 3 不同润滑剂性能对比实验结果

体系 配方	实验 条件	塑性黏度/ (mPa·s)	动切 力/Pa	极压润滑 系数	泥饼 黏滞系数	生物毒性容许 值/(mg·L ⁻¹)
基浆	热滚前	25	13	0.23	0.17	109 000
	热滚后	23	11	0.28	0.19	108 000
基浆+3% SD-505	热滚前	26	14	0.06	0.08	105 000
	热滚后	24	12	0.07	0.09	106 000
基浆+3% HY-168	热滚前	24	12	0.12	0.11	29 000
	热滚后	22	11	0.22	0.13	29 500
基浆+3% FG-2	热滚前	35	18	0.09	0.09	42 000
	热滚后	32	17	0.11	0.11	52 000

较大，不符合环保标准；润滑剂 SD-505 生物毒性小，对钻井液流变性影响小，符合安全环保理念，故选为无固相卤水钻井液体系的润滑剂。

1.1.4 钻头清洁剂的优选

连续管钻井方式自始至终为滑动钻进，在软泥岩地层钻进时极易发生钻头泥包现象。以 400 mL 卤水+0.2% NaOH+0.2% HT-XC+2% YLJ-1+3% SD-505 为基浆，分别向基浆中加入 4 g 钻头清洁剂 SDNR、GW-COL 和 DET，取辽河油田冷 42 区块馆陶组黏性大的软泥岩岩屑，将直径和长度固定的钢棒与泥岩岩屑浓度高达 20% 的钻井液装入老化罐中，120 °C 条件下滚动 16 h 后取出，观察钢棒上岩屑吸附状态，然后分别将吸附在不同钢棒上的岩屑烘干称重（见表 4）。

不同配方钻井液中的钢棒对软泥岩吸附量不一

表 4 不同钻头清洁剂性能对比实验结果

Table with 6 columns: 配方, 实验条件, 塑性黏度/(mPa·s), 动切力/Pa, 极压润滑系数, 黏附泥饼质量/g. Rows include 基浆, 基浆+1% SDNR, 基浆+1% GW-COL, 基浆+1% DET under 热滚前 and 热滚后 conditions.

样，添加 SDNR 后显现出更有效的防泥岩黏附和聚结特性，这是因为 SDNR 在金属表面快速吸附形成的润滑油膜不但能提高金属表面润滑性，还可减少钻屑在钻头表面的吸附量，防止钻头泥包事故。

1.2 无固相卤水钻井液配方

以满足连续管钻井施工工艺为前提，室内经过关键处理剂的优选，以及最优加量的确定，最终形成了密度在 1.03~1.50 g/cm³ 的无固相卤水钻井液，其基本配方为：卤水+ (0.1%~0.2%) NaOH+ (0.2%~0.4%) HT-XC+ (2.0%~3.0%) YLJ-1+ (0.5%~2.0%) SDNR+ (1.0%~2.5%) 防塌封堵剂 (FT-1A)+ (1.0%~5.0%) SD-505+复合盐密度调节剂。

2 性能评价

2.1 基本性能

在 20 °C 下测试无固相卤水钻井液热滚（120 °C，16 h）前后的基本性能，结果如表 5 所示。

由表 5 可以看出，无固相卤水钻井液老化前后黏度和切力适中，触变性强，滤失量低，而且流变性不随密度变化发生较大波动，这是因为无固相卤水钻井液所用的加重剂是可溶解的复合盐，其加量对钻井液流变性的影响相对较小。

表 5 无固相卤水钻井液基本性能

Table with 10 columns: 密度/(g·cm³), 实验条件, 塑性黏度/(mPa·s), 动切力/Pa, 静切力/Pa (初切, 终切), 动塑比, 流动特性指数, 稠度系数/(mPa·s^n), API 滤失量/mL, 高温高压滤失量/mL. Rows show data for densities 1.03, 1.25, 1.35, and 1.50 under 老化前 and 老化后 conditions.

注：n—流动特性指数

2.2 抗温性能

将密度为 1.50 g/cm³ 的无固相卤水钻井液分别在不同温度下热滚 16 h，测定老化后钻井液的流变性和高温高压滤失量（见图 1）。

在 25~150 °C 内，密度为 1.50 g/cm³ 的无固相卤水钻井液始终保持适中的黏切和较低的滤失量，说明该钻井液有良好的高温稳定性。国内单滚筒能缠绕的最长连续油管为 3 500 m，以地温梯度为 4 °C/100 m 计算，无固相卤水钻井液抗温性能完全满足连续管钻井要求。

2.3 携岩性能

研究与实验表明，当井斜角为 45°~60°时易出现岩

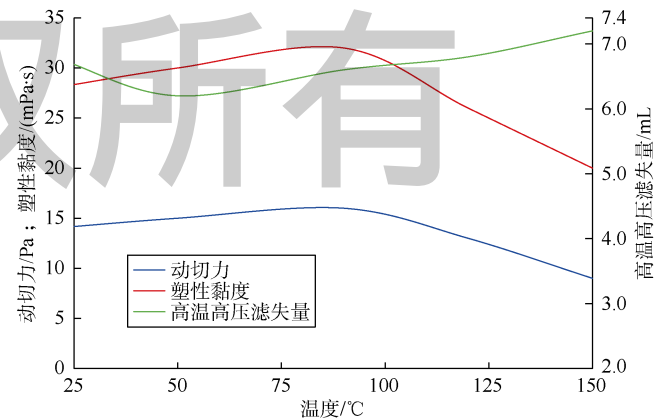


图 1 无固相卤水钻井液抗温性能评价

屑床^[9],导致井眼净化难度大。因此,利用多功能井筒流动模拟实验设备,在井斜角为 $45^{\circ}\sim 60^{\circ}$ 的情况下,室内进行了无固相卤水钻井液携岩效率的评价实验。实验参数为:套管内径124.26 mm,钻杆外径73.05 mm,转速0,环空返速0.6~1.4 m/s,钻井液密度 1.05 g/cm^3 ,漏斗黏度45~60 s,动塑比0.4~0.8。

由图2可知,携岩效率随着环空返速和动塑比的增加而增加。当环空返速达0.8 m/s以上时,携岩效率随环空返速的增加明显变小,当动塑比达到0.5以上时,携岩效率随动塑比的增加明显变小。因此,当环空返速不低于0.8 m/s、钻井液漏斗黏度为45~60 s、动塑比达到0.5以上时,无固相卤水钻井液完全满足连续管钻井井眼净化要求(即携岩效率达70%以上)。

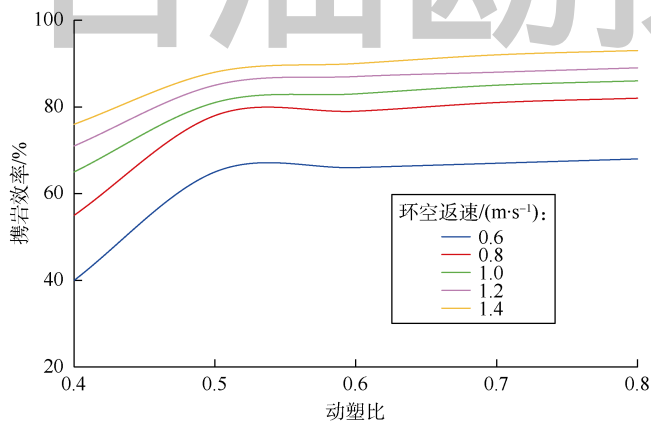


图2 无固相卤水钻井液井眼净化性能评价

2.4 抑制性能

辽河油田浅井普遍采用抑制浆效果好、性价比高的有机硅钻井液,而在易坍塌、掉块的油页岩地层,采用全油基钻井液以取得良好的井壁稳定效果。将取自辽河油田大民屯凹陷沙四段下亚段的油页岩岩屑过2.00 mm(10目)筛,分别加入有机硅钻井液、全油基钻井液和无固相卤水钻井液中,然后用毛细吸水时间测定仪测试钻井液滤液的毛细吸水时间(CST),并测试 150°C 下滚动16 h后岩屑的回收率(见表6)。CST值越小、回收率越高,表明钻井液抑制岩屑水化分散的能力越强^[10]。

表6 3种钻井液对岩屑的抑制性比较

钻井液体系	密度/ $(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$	毛细吸水时间/s	回收率/%
全油基钻井液	1.35	89.4	99.5
有机硅钻井液	1.33	115.7	80.4
无固相卤水钻井液	1.35	91.9	92.7

由表6可以看出,无固相卤水钻井液的CST值明显低于有机硅钻井液,滚动回收率略低于全油基钻井

液,表明无固相卤水钻井液抑制岩屑水化分散的能力仅次于全油基钻井液。

采用页岩膨胀仪测试页岩在上述3种钻井液中的线性膨胀率,结果如图3所示。页岩在无固相卤水钻井液中的膨胀率与其在全油基钻井液中的膨胀率相差不大,说明二者抑制页岩水化膨胀的能力相近。

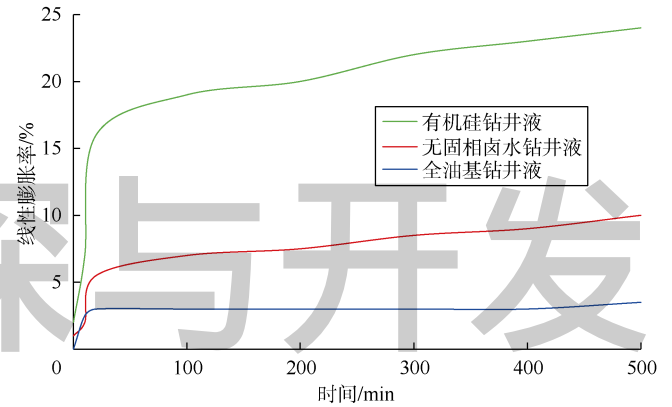


图3 页岩在不同钻井液中的膨胀率曲线

通过上述实验可以看出,无固相卤水钻井液具有较好的控制泥页岩水化膨胀和分散的能力。这是因为卤水中的无机阳离子会压缩黏土颗粒表面的扩散双电层,使水化膜变薄,Zeta电位下降,从而引起黏土晶片边-面乃至面-面聚结,有效抑制地层黏土水化膨胀,保持井壁稳定^[11]。

2.5 抗钻屑污染性能

在密度为 1.50 g/cm^3 的无固相卤水钻井液中加入不同质量分数的油页岩钻屑(取自坨62井沙四段杜家台油层),在 150°C 条件下热滚16 h后测定其塑性黏度、动切力和高温高压滤失量,结果如图4所示。

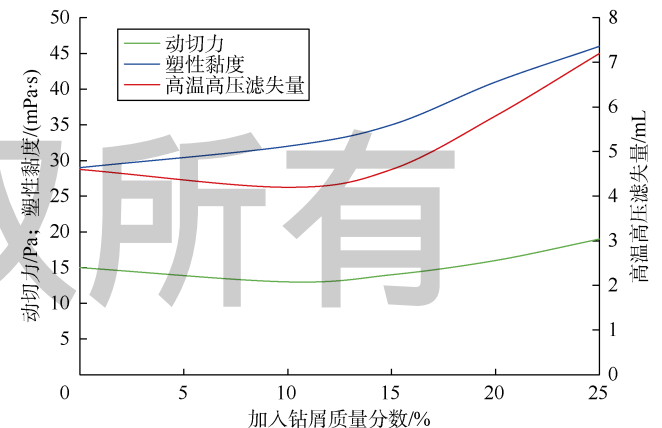


图4 无固相卤水钻井液抗岩屑性能

由图4可见,随加入钻屑质量分数的增大,无固相卤水钻井液的塑性黏度和动切力有所升高,加入钻

屑质量分数达 25% 时, 其塑性黏度、动切力和高温高压滤失量仍能满足要求, 说明该钻井液具有较好的抗钻屑污染性能。由于该钻井液体系本无任何固相, 对外来固相容量较大, 同时体系具有极强的抑制性, 混入钻井液中的钻屑水化程度小, 不会对钻井液性能产生明显影响。

2.6 润滑性能

采用 TC-EP-2A 极压润滑仪和 NZ-3 泥饼黏滞系数测定仪, 对比密度为 1.50 g/cm^3 的无固相卤水钻井液与全油基钻井液在 $150 \text{ }^\circ\text{C}$ 下热滚 16 h 前后的润滑性能, 润滑剂加量为 5%。测定结果如表 7 所示, 可以看出无固相卤水钻井液具有优良的润滑性能, 能够满足连续管钻井工艺需求。

表 7 2 种钻井液润滑性能对比

钻井液体系	测定条件	润滑系数	黏滞系数
无固相卤水钻井液	热滚前	0.063	0.076 9
	热滚后	0.069	0.097 3
全油基钻井液	热滚前	0.061	0.069 8
	热滚后	0.069	0.084 5

3 现场应用

无固相卤水钻井液成功应用在辽河油田 3 口连续管侧钻井中: 锦 2-丙 5-215C 井是辽河油田第 1 口成功

实施的连续管侧钻井, 纯机械钻速 6.07 m/h , 比邻井提高了 21.7% 以上。锦 2-7-307C 井裸眼进尺只用了两趟钻, 纯机械钻速 5.54 m/h , 井径扩大率 2.1%; 前 22-17C 井在国内连续管侧钻井中完钻井深最深 ($1\ 759 \text{ m}$) 且裸眼井段最长 (707 m)。以前 22-17C 井为例, 详细介绍无固相卤水钻井液在连续管钻井施工中的应用情况。

前 22-17C 井为 118 mm 小井眼侧钻井。开窗点位置 $1\ 052 \text{ m}$, 完钻井深 $1\ 763 \text{ m}$ (常规钻具通井到底加深 4 m 口袋), 井身剖面设计采用增—稳—降—直 4 段制, 井眼轨迹呈“S”型, 泥岩钻遇率 86% 以上, 施工难度较大。采用无固相卤水钻井液钻进, 其配方为: 卤水 + $0.1\% \text{ NaOH} + 0.4\% \text{ HT-XC} + 2.5\% \text{ YLJ-1} + 1.5\% \text{ SDNR} + 2.5\% \text{ FT-1A}$ (防塌封堵剂) + ($1.0\% \sim 5.0\%$) $\text{SD-505} + (0.5\% \sim 2.0\%) \text{ YDW-1}$ (无渗透处理剂) + 复合盐密度调节剂 (密度 $1.23 \sim 1.32 \text{ g/cm}^3$)。

在实钻过程中, 无固相卤水钻井液性能优良, 取得了较好的应用效果。

3.1 钻井液性能

由表 8 可以看出, 无固相卤水钻井液在整个实钻过程中流变性能稳定, 滤失量低, 摩阻较小, 完全满足现场施工需求。这是由于该体系具有很强的抑制性, 返出岩屑棱角规则, 有害固相侵入少、污染小, 故钻井液性能十分稳定。

表 8 前 22-17C 井无固相卤水钻井液性能

井深/m	密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	塑性黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	动切力/Pa	静切力/Pa		流动特性指数	稠度系数/($\text{mPa} \cdot \text{s}^n$)	API 滤失量/mL	摩阻系数
				初切	终切				
1 052	1.23	20	12	2	4	0.54	772	3.6	0.07
1 148	1.25	20	11	3	5	0.56	645	3.2	0.07
1 267	1.27	19	10	3	5	0.57	561	3.0	0.06
1 394	1.29	19	11	3	4	0.55	681	2.8	0.06
1 512	1.30	21	12	3	5	0.55	733	2.6	0.05
1 638	1.31	22	12	3	4	0.56	698	2.4	0.05
1 763	1.32	24	13	3	5	0.57	751	2.2	0.05

3.2 井眼净化能力

前 22-17C 井钻进采用的钻井液泵型号是 F800, 排量和泵压额定值相对较低, 而 $3\ 000 \text{ m}$ 的连续管内压耗远高于常规钻具。该井套管内径 124.2 mm 、连续管外径 73.05 mm , 在泵压承受范围内, 钻井液在套管内的环空返速在 0.8 m/s 以下, 这就要求钻井液必须具备较强的井眼清洁能力。

前 22-17C 井硬脆性泥页岩段短起下到底后返出的小部分岩屑粒径在 $5 \sim 10 \text{ mm}$, 棱角分明, 说明岩屑在井底未经碾压和磨损, 迅速被钻井液带至地面。充分证明了强抑制无固相卤水钻井液在返速较低的情况下仍能保证岩屑的携带, 避免了岩屑重复研磨导致钻速低以及其他复杂事故的发生。

3.3 润滑防卡效果

前 22-17C 井为了防碰及提高泄油面积, 井身采用“S”型轨迹设计。下直段裸眼进尺的增加, 会使拐角处贴在井壁上的钻具面积增大。但无固相卤水钻井液良好的润滑性和金属成膜性保证了 707 m 裸眼段的顺利钻进, 最大程度地减轻了连续管屈曲程度, 施工过程中未出现钻压传递困难、钻头泥包和黏卡影响钻进的情况。图 5 是起出井口的钻完 303 m 下直段进尺的单牙轮钻头, 从不同角度观察可以看出, 钻头清洁无泥包, 牙齿无任何脱落, 磨损程度低。

3.4 机械钻速

前 22-17C 井采用连续管钻进的机械钻速为 5.54 m/h , 邻井前 22-19C 井在钻压、排量和转速更高的条



图5 起出井口的单牙轮钻头

件下同层位钻进机械钻速仅为 3.96 m/h。平均机械钻速提高了 39.9%，平均日进尺提高了 37.92 m，钻井综合成本明显降低。由于无固相卤水钻井液良好的携岩效果减少了重复破岩，强抑制性避免了泥岩水化导致的地层可钻性变差以及钻头泥包事故，优良的润滑性能更好地保证了钻压传递，使钻进参数在不占优势的情况下产生更快的机械钻速。

3.5 井壁稳定性

从图6中可以看出，前22-17C井侧钻井段井径规则，由于无固相卤水钻井液的超强抑制性、封堵性和超低滤失量，无缩径井段且井径扩大率仅为8.1%。起下钻作业安全顺利，无任何刮卡现象，钻井过程未发生任何复杂事故；后续完井作业中9趟电测自由下放均一次性到底，单扶通井、下套管作业均一次性成功，表明无固相卤水钻井液体系抑制性强，具有突出的井壁稳定效果。

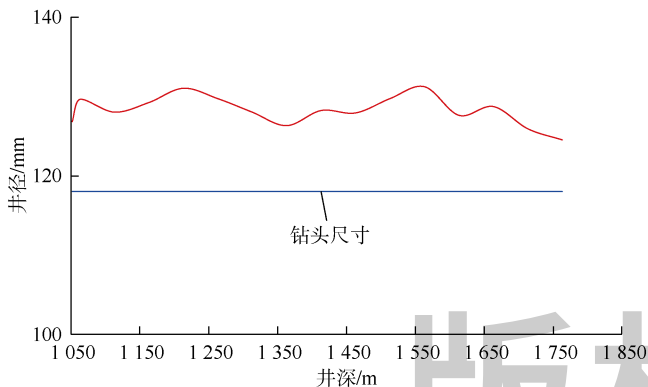


图6 前22-17C井井径曲线

4 结论

根据连续管钻井工艺技术特点，以卤水为基液，针对性地对流型调节剂、高效润滑剂、抗盐降滤失剂和钻头清洁剂进行了筛选，形成了适合连续管钻井施工的无固相卤水钻井液体系，其基本配方为：卤水+（0.1%~0.2%）NaOH+（0.2%~0.4%）HT-XC+（2.0%~3.0%）YLJ-1+（0.5%~2.0%）SDNR+（1.0%~2.5%）FT-1A+

（1.0%~5.0%）SD-505+复合盐密度调节剂。研制的无固相卤水钻井液具有较强的耐高温稳定性、抑制性及抗污染能力，同时具有良好的润滑性及井眼净化效果。无固相卤水钻井液在连续管钻井现场施工中流变性稳定易调整，携砂能力强，润滑防卡效果好，有助于机械钻速提高，井径规则，防止复杂事故，完全满足连续管钻井工艺要求。

参考文献：

- [1] 贺会群. 连续管钻井技术与装备[J]. 石油机械, 2009, 37(7): 1-6.
- [2] HE Huiqun. Coiled tubing drilling technology and equipment[J]. China Petroleum Machinery, 2009, 37(7): 1-6.
- [3] PERRY K, MALINOWSKY M, GIPSON T, et al. CT drilling takes off in Niobrara play in Colorado and Nebraska[J]. World Oil, 2006, 227(6): 101-103.
- [4] LEISING L J, NEWMAN K R. Coiled-tubing drilling[R]. SPE 24594, 1993.
- [5] 赵卫红. 连续软管钻井技术[J]. 钻采工艺, 2001, 24(1): 56-59.
- [6] ZHAO Weihong. Coiled tubing drilling technology[J]. Drilling & Production Technology, 2001, 24(1): 56-59.
- [7] 唐志军, 刘正中, 熊继有. 连续管钻井技术综述[J]. 天然气工业, 2005, 25(8): 73-75.
- [8] TANG Zhijun, LIU Zhengzhong, XIONG Jiyong. Summary of coiled tubing drilling technology[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(8): 73-75.
- [9] 苏新亮, 李根生, 沈忠厚, 等. 连续油管钻井技术研究与进展[J]. 天然气工业, 2008, 28(8): 55-57.
- [10] SU Xinliang, LI Gensheng, SHEN Zhonghou, et al. Research of coiled tubing drilling technology and its application[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(8): 55-57.
- [11] 陈立人, 张永泽, 龚惠娟. 连续油管钻井技术与装备的应用及其新进展[J]. 石油机械, 2006, 34(2): 59-63.
- [12] CHEN Liren, ZHANG Yongze, GONG Huijuan. Application and new progression of coiled tubing drilling technology and equipment[J]. China Petroleum Machinery, 2006, 34(2): 59-63.
- [13] 张斌, 杜小勇, 杨进, 等. 无固相弱凝胶钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2005, 22(5): 35-37.
- [14] ZHANG Bin, DU Xiaoyong, YANG Jin, et al. Solids-free weak gel drilling fluid technology[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2005, 22(5): 35-37.
- [15] 陈乐亮. 水平井的井眼净化问题[J]. 钻井液与完井液, 1992, 9(3): 1-10.
- [16] CHEN Leliang. The problem of hole cleaning in horizontal well[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 1992, 9(3): 1-10.
- [17] BARATI P, KESHTKAR S, AGHAJAFARI A, 等. 问荆提取物页岩水化膨胀抑制性能及防膨机理[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 476-481.
- [18] BARATI P, KESHTKAR S, AGHAJAFARI A, et al. Inhibition performance and mechanism of Horsetail extract as shale stabilizer[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 476-481.
- [19] 刘兆利, 李晓明, 张建卿, 等. 无土相复合盐水钻井液的研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2010, 27(6): 34-37.
- [20] LIU Zhaoli, LI Xiaoming, ZHANG Jianqing, et al. Research and application of soilless composite saltwater drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2010, 27(6): 34-37.

第一作者简介：王晓军(1984-), 男, 内蒙古赤峰人, 硕士, 中国石油长城钻探工程有限公司工程技术研究院工程师, 主要从事钻井液和油气层损害诊断与保护等方面的研究工作。地址：辽宁省盘锦市兴隆台区惠宾街91号, 长城钻探工程技术研究院钻井液所, 邮政编码：124010。E-mail: wangxiaojun666666@126.com

收稿日期：2018-01-02 修回日期：2018-03-19

(编辑 刘恋)