

# 塔河深侧钻井油基钻井液完井技术

李 胜

中国石化石油工程技术研究院, 北京  
Email: lisheng.sripe@sinopec.com

收稿日期: 2020年12月11日; 录用日期: 2021年1月11日; 发布日期: 2021年1月18日

## 摘 要

针对塔河油田深侧钻井在完井期间, 因井眼轨迹不平滑, 狗腿度大, 所用聚磺混油钻井液无法满足支撑管柱顺利下入的技术难题。基于回收高密度油基钻井液、新配制低密度油基钻井液性能评价以及井眼容积考虑, 优化、配制出了的油基钻井液现场性能监测表明高速搅拌后破乳电压值可达500~700 V之间, 塑性粘度21~24 mPa·s, 动切力6~8 Pa, 表明现场油基钻井液具有良好的乳化稳定性和流变性。应用油基钻井液后, 确保了支撑管柱顺利下到预定井深, 支撑管柱下放摩阻最高仅为6 t, 上提最大摩阻10 t, 体现了油基钻井液良好的润滑性及井眼稳定性。

## 关键词

油基钻井液, 侧钻井, 完井, 塔河油田

# Completion Technology of Oil-Based Drilling Fluid for Deep Sidetracking well in the Tahe Oilfield

Sheng Li

Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing  
Email: lisheng.sripe@sinopec.com

Received: Dec. 11<sup>th</sup>, 2020; accepted: Jan. 11<sup>th</sup>, 2021; published: Jan. 18, 2021

## Abstract

During the completion of the deep sidetracking well in Tahe Oilfield, due to the uneven trajectory of the wellbore and the large dogleg degree, the polysulfonate mixed oil drilling fluid cannot meet the demand of running the support pipe string. Based on the performance evaluation of the recovered high-density oil-based drilling fluid, the performance of the newly prepared low-density

oil-based drilling fluid, and the wellbore volume considerations, *on-site* performance monitoring of the optimized and prepared oil-based drilling fluid showed that the demulsification voltage value after high-speed stirring can reach 500~700 V, plastic viscosity 21~24 mPa·s, dynamic shear force 6~8 Pa, indicating that the on-site oil-based drilling fluid has good emulsification stability and rheology. After the application of oil-based drilling fluid, it is ensured that the support pipe string is smoothly lowered to the predetermined well depth. The maximum lowering friction resistance of the support pipe string is only 6 t, and the maximum lifting friction resistance is 10 t, which reflects the good lubricity and wellbore stability of the oil-based drilling fluid.

## Keywords

Oil Base Drilling Fluid, Sidetracking Well, Completion, Tahe Oilfield

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

完井是钻井工作最后一个重要环节，又是采油工程的开端，与以后采油、注水及整个油气田的开发紧密相连。而油井完井质量的好坏直接影响到油井的生产能力和经济寿命，甚至关系到整个油田能否得到合理的开发。完井液是新井从钻开产层到正式投产前，由于作业需要而使用的任何接触产层的液体。完井液按其组成可分为水基完井液、油基完井液、气基完井液。为降低完井液对储层的伤害，通过采用无固相完井液，可分为无机盐类无固相和有机盐类无固相钻井液两大类，无机盐主要有 NaCl、CaCl<sub>2</sub>、KCl、NaBr、BaBr<sub>2</sub>等，有机盐主要为甲酸盐，如：NaCOOH、KCOOH、CsCOOH等。对于井眼不稳定、摩阻高的高难度井则采用油基完井液。

## 2. 深测钻井概况

A井是部署在阿克库勒凸起西南部的一口开发侧钻井，在原三开 $\phi 177.8$  mm套管上进行二次开窗侧钻，侧钻点井深 6487.0 m，钻头尺寸为 $\phi 149.2$  mm，目的层位为奥陶系一间房组。该井钻至井深 7100.0 m后接单根困难，上提下放摩阻高达 40~50 t；钻进至井深 7330.0 m后接单根上提下放摩阻高达 50~58 t，钻至井深 7552.0 m完钻。所用钻井液体系为聚磺混油钻井液体系，完钻时钻井液性能：密度 1.20 g/cm<sup>3</sup>；粘度 51 s；塑性粘度 21 mPa·s；动切力 7 Pa；静切力 3/8 Pa；中压滤失量 4.2 mL；泥饼 0.5 mm；高温高压滤失量 11.4 mL/130℃；pH10；含砂 0.1%；固相含量 8%；坂含 35 kg/m<sup>3</sup>；含油量 8%；CL<sup>-</sup> 21,800 mg/L；Ca<sup>2+</sup> 380 mg/L。

测井作业前进行了两趟通井作业，进入裸眼段后摩阻随井深增加而不断增加，采用 $\phi 149.2$  mm牙轮钻头通井时，起钻最大摩阻高达 70 t，下钻摩阻最大高达 50 t。测井仪器下测至井深 6564.0 m时仪器信号中断，检查发现四臂井径仪器线路故障导致仪器信号中断，分析认为 6512.16~6570.06 m井段狗腿度高达 16.49°/30m~29.21°/30m，井段允许的刚性长度远小于仪器串长度，仪器的憋扭导致内部线路或电路板变形出现短路，同时致使连接扣变形。下支撑管柱前采用 31/2"模拟管柱进行通井，井段 6487.0~7092.0 m下放最大摩阻 32 t，上提最大摩阻 54 t，通井至井深 7214.0 m，下放最大摩阻 40 t，上提最大 38 t。组下裸眼支撑管柱(带封隔器)至裸眼井深 6605.0 m时遇阻 2 t，下放管柱加压 0~40 t内活动 6次无效，被迫起

出支撑管柱。

鉴于本井钻及后期通井摩阻情况,为有效降低后续支撑管柱下入摩阻以及保证裸眼段内桑塔木地层和恰尔巴克地层的井眼稳定性,选用具有强的防塌护壁能力、强的抑制性、优良的流变性和稳定性、良好的润滑性能、较好的储层保护能力的具有低粘高切流变特征的油基钻井液进行完井作业[1]-[9]。

### 3. 油基钻井液性能优化

#### 3.1. 拟用回收油基钻井液性能评价

为降低成本,重复利用已回收的油基钻井液,A井拟重复利用泥浆站储存的90 m<sup>3</sup>回收油基钻井液。室内对其流变性及乳化稳定性进行了测定,结果如表1所示。

**Table 1.** Performance of recovered oil-based drilling fluid

**表 1.** 回收油基钻井液性能

实验条件	$\rho/\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$	PV/mPa·s	YP/Pa	$\phi_6/\phi_3$	YP/PV /(Pa/mPa·s)	$G_{10s}/G_{10min}$ /(Pa/Pa)	ES/V	备注
热滚前	1.85	68	16	10/9	0.24	7.0/9.5	195	
热滚后	1.85	55	11	7/6	0.20	5.5/8.0	176	底部粘稠

注:热滚条件 130℃、16 h;在 60℃下测试钻井液流变性能。

由表1可知,密度 1.85g/cm<sup>3</sup>的油基钻井液经 130℃高温热滚 16h 后,老化罐底部粘稠,表明该油基钻井液悬浮稳定性较差,老化前后的破乳电压值均低于油基钻井液通常要求的 400V,且塑性粘度偏高;另外该回收油基钻井液的固相含量高达 38%,含油 32%,含水 30%,油水比接近 1:1。综合数据表明回收油基钻井液的存在粘切高、固相含量高、含水量高、破乳电压低、悬浮稳定性差等问题,需提高油基钻井液的破乳电压,改善其乳化稳定性,并调整其油水比、改善流变性,确保具有良好的悬浮稳定性。

#### 3.2. 回收油基钻井液性能优化

根据 A 井井眼容积及地面循环需求,需配制 280 m<sup>3</sup>密度为 1.20 g/cm<sup>3</sup>的油基钻井液,基于新配制油基钻井液密度为 0.95 g/cm<sup>3</sup>,则需新配制 200 m<sup>3</sup>油基钻井液,并混入 80 m<sup>3</sup>密度为 1.85 g/cm<sup>3</sup>的回收油基钻井液,剩余 10 m<sup>3</sup>密度为 1.85 g/cm<sup>3</sup>的回收油基钻井液作为替浆时隔离液使用。

鉴于回收油基钻井液粘切高、破乳电压值低、水相含量高,选用具有多个亲油亲水基团的聚合物类乳化剂,使乳化剂分子能紧密地排列在乳化液滴上,牢固地吸附微小水珠,获得更大的界面强度,增强油基钻井液的乳化稳定性[10] [11]。同时为提高油基钻井液封堵性能,新配油基钻井液所用配方为:90份 0#柴油 + 10份氯化钙盐水 + 4.0%主乳化剂 + 2.0%辅乳化剂 + 2.0%有机土 + 3.0%油基降滤失剂 + 2.0%氧化钙 + 0.2%流型调节剂 + 2.0%刚性封堵剂 + 2.0%弹性封堵剂,新配制的油基钻井液及其与回收油基钻井液按 2.5:1 混合后配制油基钻井液的性能如表2所示。

由表2可知,新配制的低密度油基钻井液具有良好的流变性和乳化稳定性,并且将新配制的低密度油基钻井液与回收油基钻井液按 2.5:1 的比例混合后,无论高温老化前后,其流变性和乳化稳定性均显著改善和提高。室内测定混合后密度为 1.20 g/cm<sup>3</sup>;的油基钻井液的固相含量数据表明,其固相含量为 14%,油相含量为 70%,水相含量为 16%,油水比为 81:29。

**Table 2.** Performance of newly prepared low-density oil-based drilling fluid and recovered oil-based drilling fluid  
**表 2.** 新配低密度油基钻井液与回收油基钻井液混合后性能

配方	实验条件	$\rho/\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$	PV/mPa·s	YP/Pa	$\phi_6/\phi_3$	YP/PV /(Pa/mPa·s)	$G_{10s}/G_{10\text{min}}$ /(Pa/Pa)	ES/V
新配制油基钻井液	热滚前	0.96	14	6.5	6/4	0.46	4.0/7.0	719
	热滚后	0.96	13	5	5/3	0.38	3.0/6.5	676
新配浆与回收浆按 2.5:1 混合	热滚前	1.20	25	8	8/7	0.32	5.0/8.0	589
	热滚后	1.20	23	7	6/5	0.30	4.5/7.0	565

注：热滚条件 130℃、16 h；在 60℃ 下测试钻井液流变性能。

由表 2 可知，新配制的低密度油基钻井液具有良好的流变性和乳化稳定性，并且将新配制的低密度油基钻井液与回收油基钻井液按 2.5:1 的比例混合后，无论高温老化前后，其流变性和乳化稳定性均显著改善和提高。室内测定混合后密度为 1.20 g/cm<sup>3</sup>；的油基钻井液的固相含量数据表明，其固相含量为 14%，油相含量为 70%，水相含量为 16%，油水比为 81:29。

## 4. 现场油基钻井液配制及性能监测

### 4.1. 低密度油基钻井液配制

基于室内回收油基钻井液评价及优化实验，结合现场实际循环罐情况，现场新配制了 3 批次低密度油基钻井液。油基钻井液配制时，为实现油水两相在较低黏度下充分乳化，先在柴油中加入主乳化剂、辅乳化剂，然后加入氯化钙盐水，最后加入有机土、氧化钙、油基降滤失剂、封堵剂等。剪切速率越高越有利于油基钻井液的配制，故现场用砂泵充分剪切。将现场配制的油基钻井液在搅拌速度 12,000 转每分钟下搅拌 20 分钟后，加热测流变性及破乳电压值，结果如表 3 所示。

**Table 3.** Performance of a newly prepared low-density oil-based drilling fluid in Well A  
**表 3.** A 井现场新配制低密度油基钻井液性能

批次	$\rho/\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$	PV/mPa·s	YP/Pa	$\phi_6/\phi_3$	YP/PV /(Pa/mPa·s)	$G_{10s}/G_{10\text{min}}$ /(Pa/Pa)	ES/V
1	0.96	16	5.5	5/3	0.34	3.0/6.0	688
2	0.96	17	6	6/4	0.35	3.5/6.5	645
3	0.97	19	7.5	8/6	0.39	5.0/7.0	597

注：在 60℃ 下测试钻井液流变性能。

由表 3 可知，现场配制的低密度钻井液经高速搅拌后均具有良好的流变性和乳化稳定性，第 3 批次新配制低密度油基钻井液粘切偏高的原因为配制时受罐面条件限制，将剩余 CaCl<sub>2</sub> 溶液全部混入，导致其水相含量偏高。

### 4.2. 油基钻井液配制

现场将新配制的低密度油基钻井液与回收油基钻井液按 2.5:1 的比例混合，配制的油基钻井液性能如表 4 所示。

由表 4 可知，现场配制的油基钻井液密度为 1.20~1.21 g/cm<sup>3</sup>，塑性粘度为 25~28 mPa·s，动切力为 7.7~8.5 Pa，破乳电压值为 538~629 V，具有良好的流变性能和乳化稳定性。

**Table 4.** Performance of oil-based drilling fluid prepared on site in Well A**表 4.** A 井现场配制油基钻井液性能

批次	$\rho/\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$	PV/mPa·s	YP/Pa	$\phi_6/\phi_3$	YP/PV /(Pa/mPa·s)	$G_{10s}/G_{10min}$ /(Pa/Pa)	ES/V
1	1.20	24	6.5	7/5	0.27	5/7.5	629
2	1.20	23	7	6/4	0.30	4.5/7.0	581
3	1.21	26	8	8/6	0.31	6.0/8.5	538

注：在 60℃ 下测试钻井液流变性能。

### 4.3. 替浆后油基钻井液性能监测

A 井采用 10 m<sup>3</sup> 回收的高密度油基钻井液作为隔离液，顺利完成油基钻井液替浆作业后，油基钻井液循环期间对其性能进行了监测，结果如表 5 所示。

**Table 5.** Performance of oil-based drilling fluid in Well A**表 5.** A 井现场油基钻井液性能

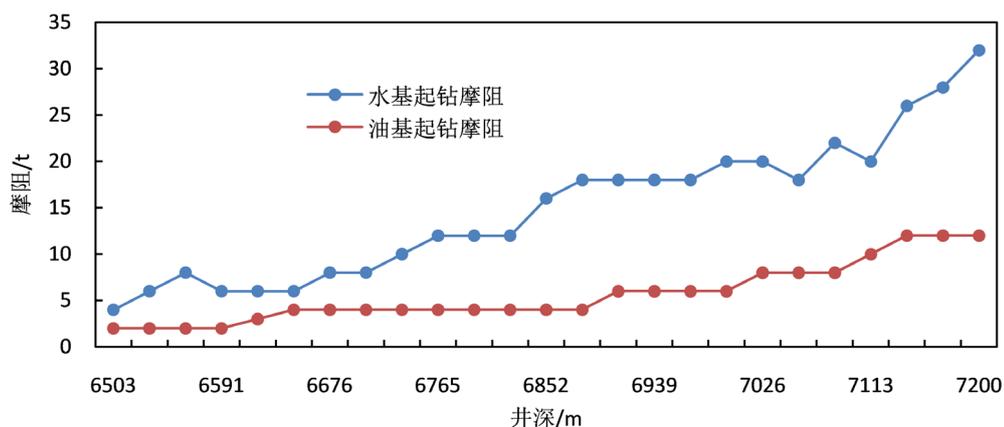
编号	$\rho/\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$	PV/mPa·s	YP/Pa	$\phi_6/\phi_3$	YP/PV /(Pa/mPa·s)	$G_{10s}/G_{10min}$ /(Pa/Pa)	ES/V
1	1.20	50	21	6	0.29	6/4	4.5/6.5
2	1.20	50	22	7	0.32	5/4	4.0/6.5
3	1.19	52	24	8	0.33	7/5	5.5/7.5

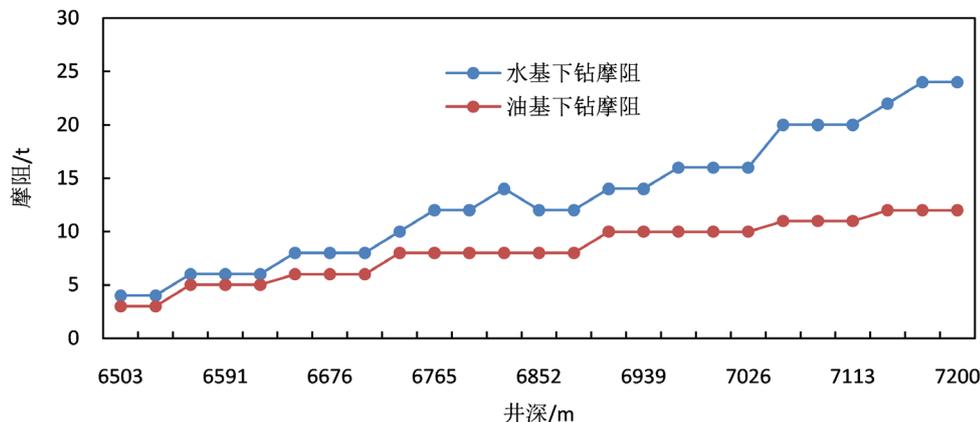
注：在 60℃ 下测试钻井液流变性能。

由表 5 可知，循环期间油基钻井液密度、粘度平稳，高速搅拌后破乳电压值可达 500~700 V 之间，加热 50℃ 后，塑性粘度 21~24 mPa·s，动切力 6~8 Pa，表明现场油基钻井液具有良好的乳化稳定性和流变性。

## 5. 油基钻井液施工效果

油基钻井液循环结束后，进行了短起下作业，期间加强了对摩阻数据监测，起钻期间摩阻数据如图 1 所示，下钻期间摩阻数据如图 2 所示。

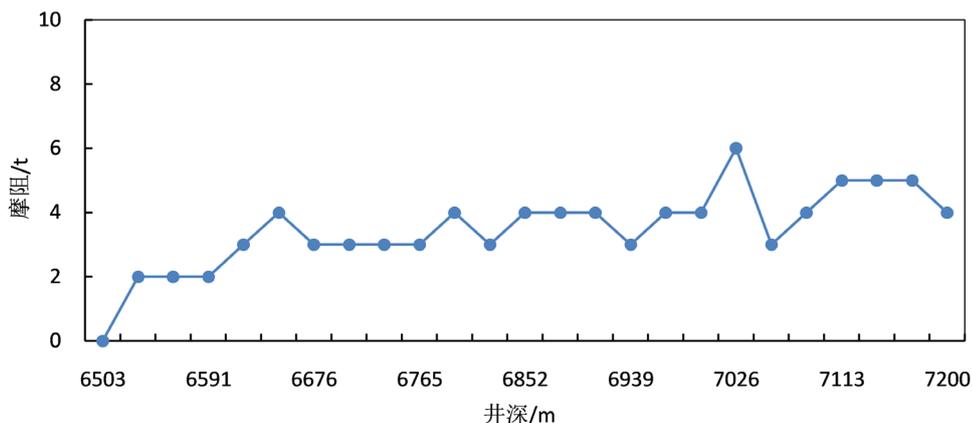
**Figure 1.** Comparison of friction between water-based and oil-based during tripping out**图 1.** A 井起钻水基与油基摩阻对比



**Figure 2.** Comparison of friction between water-based and oil-based during tripping in  
**图 2.** A 井下钻水基与油基摩擦阻对比

可见替换油基钻井液后上提摩擦阻为 2~12 t, 下放摩擦阻为 3~12 t, 而替换油基钻井液前, 井内为聚磺混油钻井液时, 起钻摩擦阻最高达 32 t, 下钻摩擦阻最高达 24 t, 表明采用油基钻井液后摩擦阻显著降低。

A 井组下支撑管柱所用钻具组合: 120.65 mm PDC (0.23 m) + 变扣(1.01 m) + 滚珠扶正器(0.4 m) + 变扣(1.82 m) + 31/2"打孔油管(7 根 \* 65.05 m) + 31/2"油管(66 根 \* 659.19 m) + 变扣(1.57 m) + 油钻变扣(0.42 m) + 88.9 mm 钻杆 3 根 \* 28.63 m (S135) + 88.9 mm 短钻杆 1 根(1.1 m) + 88.9 mm 钻杆(S135) \* 147 根 \* 1422.79 m + 88.9 mm 钻杆(G105) \* 174 根 \* 1675.82 m + 311 \* DS550 变扣(0.75 m) + 127 mm 钻杆 \* 218 根 \* 2088.08 m + DS501 \* 520 (0.92 m) + 139.7 mm 钻杆 \* 91 根 \* 876.05 m + 521 \* DS550 (0.92 m) + 139.7 mm 非标钻杆 \* 36 根 \* 348.24 m, 支撑管柱顺利下至预定井深 7170.0 m, 下管柱期间摩擦阻数据如图 3 所示。可见, 随着井深的增加下放摩擦阻略有增加, 下放摩擦阻最高仅为 6 t, 上提最大摩擦阻 10 t, 而前期采用混油水基钻井液时, 下至井深 6605.0 m 后, 下压高达 40 t 无效, 被迫起出支撑管柱。



**Figure 3.** The friction curve of tripping in supporting string  
**图 3.** A 井下支撑管柱摩擦阻曲线

## 6. 结论

1) A 井采用聚磺混油钻井液钻井、中完期间摩擦阻大, 主要原因为井眼轨迹不平滑, 狗腿度大, 局部地方井径大, 钻井液性能不能满足施工需求。

2) 在合理利用回收油基钻井液的基础, 优化、配制出了具有良好乳化稳定性、流变性的油基钻井液

采用油基钻井液完井后,能够显著降低摩阻,确保了完井支撑管柱顺利下到预定井深。

3) 建议在油基钻井液替换、回收、运输、储存等环节,做好防护措施,尽力避免或降低对油基钻井液性能的影响。

## 致 谢

感谢中国石化石油工程技术研究院钻井液研究所油基钻井液团队的大力支持。

## 基金项目

重大专项“耐高温高性能钻井液体系及井筒强化技术”(项目编号 KTBE170004000201)。

## 参考文献

- [1] 李雄,王显光,林永学,等. 彭页 2HF 井油基钻井液技术[J]. 钻采工艺, 2015, 38(1): 40-43.
- [2] 韩秀贞,王显光,李胜,等. 一种低粘高切油基钻井液体系[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(3): 16-19.
- [3] 何涛,李茂森,杨兰平,等. 油基钻井液在威远地区页岩气水平井中的应用[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(3): 1-5.
- [4] 林永学,甄剑武. 威远区块深层页岩气水平井水基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(2): 21-27.
- [5] 梁文利. 柴油基钻井液在涪陵礁石坝区块页岩气储层的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(3): 66-69.
- [6] 李胜,夏柏如,王显光,等. 油基钻井液施工工艺技术[J]. 钻采工艺, 2017, 40(2): 82-85.
- [7] 王中华. 页岩气水平井钻井液技术的难点及选用原则[J]. 中外能源, 2012, 17(4): 43-47.
- [8] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 北京: 石油大学出版社, 2001, 248-249.
- [9] 李午辰. 国外新型钻井液的研究应用[J]. 油田化学, 2012, 29(3): 362-367.
- [10] 李胜,夏柏如,林永学,等. 焦页 54-3HF 井低油水比油基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(1): 51-56.
- [11] 李胜,王显光,李舟军,等. 白-平 2HF 井回收油基钻井液的优化研究及应用[J]. 特种油气藏, 2013, 20(6): 112-115.