

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2019115

## 玛湖油田 MaHW1602 水平井低活度钻井液技术

郑成胜, 蓝 强, 张敬辉, 李公让

(中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东东营 257000)

**摘 要:** 玛湖油田 MaHW1602 井地层条件复杂, 目的层三叠系百口泉组含硬质泥岩、疏松砾岩等, 水平段钻进过程中易发生坍塌掉块等井下故障。由于该地区近年使用的“去磺”钻井液存在防塌性不足的问题, 为此, 在分析该井地层特点及钻井液难点的基础上, 通过室内试验优选了活度调节剂、封堵剂和抑制剂, 形成了非磺化低活度钻井液体系。室内试验结果显示, 低活度钻井液封堵率超过 90%, 平均水活度为 0.863, 满足现场钻井要求。该钻井液在 MaHW1602 井三开井段进行了现场应用, 疏松易塌井段无明显的井径扩大现象, 井眼规则, 平均井径扩大率 6.5%, 且钻进中无明显托压现象, 电测、下套管顺利, 未出现钻井液性能突变、下钻或开泵漏失等问题。研究与应用表明, 低活度钻井液具有较好的封堵和防塌性能, 能够满足玛湖油田长水平段水平井安全钻进的需求。

**关键词:** 水平井; 低活度钻井液; 环境保护; 非磺化钻井液; 井眼稳定; MaHW1602 井; 玛湖油田

**中图分类号:** TE254<sup>+</sup>.6 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2019)06-0048-06

### Low-Activity Drilling Fluid Technology for the MaHW1602 Horizontal Well in the Mahu Oilfield

ZHENG Chengsheng, LAN Qiang, ZHANG Jinghui, LI Gongrang

(Drilling Technology Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Service Corporation, Dongying, Shandong, 257000, China)

**Abstract:** Well MaHW1602 in Mahu Oilfield owns complex formation conditions, the target layer in the Triassic Baikouquan Formation contains hard mudstone and loose conglomerate, and downhole events such as collapse and caving are prone to occur during horizontal section drilling. Due to the insufficient collapse resistance of the “desulfurization” drilling fluid applied in this area in recent years, through analyzing the formation characteristics and the challenges in drilling fluids, the activity modifier, plugging agent and inhibitor were preferably selected in the laboratory, and the non-sulfonated low-activity drilling fluid system was further developed. The results of indoor test show that the plugging rate of low-activity drilling fluid exceeds 90%, and the average water activity is 0.863, which meets the requirements of field drilling. The drilling fluid was applied in the third spud section of Well MaHW1602, there was no obvious hole enlargement in the loose and collapsing-prone section, the wellbore was regular, and the average hole enlargement rate was 6.5%. In addition, there was no obvious weight stacking during drilling, the electrical logging and casing RIH were performed smoothly without any problems such as the rapid changes in drilling fluid properties, lost circulation during RIH or pump starting, etc. Research and field application suggest that the low-activity drilling fluid has good plugging and anti-sloughing properties, which can meet the requirements for safe drilling of long lateral horizontal wells in the Mahu Oilfield.

**Key words:** horizontal well; low activity drilling fluid; environmental protection; non-sulfonation drilling fluid; hole stabilization; Well MaHW1602; Mahu Oilfield

近年来, 玛湖油田三叠系百口泉组、二叠系乌尔禾组勘探持续获得新发现, 新增有效勘探面积 6 800 km<sup>2</sup>, 发现了 10 亿吨级砾岩油田。玛湖油田玛 131 井区位于准噶尔盆地玛湖凹陷北斜坡区, 从上到下依次钻遇白垩系、侏罗系和三叠系, 主要目的层为三叠系百口泉组<sup>[1]</sup>。该井区深井钻井液必须满足上部砂泥岩水化抑制、侏罗系硬脆性泥岩和煤层封堵防塌、三叠系目的层疏松砾岩防塌的要求, 早期应用

收稿日期: 2019-02-14; 改回日期: 2019-10-17。

**作者简介:** 郑成胜 (1979—), 男, 山东平邑人, 2002 年毕业于山东理工大学化学工程与工艺专业, 2005 年获中国石油大学 (华东) 应用化学专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事钻井液处理剂研制及现场应用研究工作。E-mail: zhicheng0619@sina.com。

**基金项目:** 国家科技重大专项子课题“低渗油气藏钻井液完井液及储层保护技术” (编号: 2016ZX05021-004)、“致密油气开发环境保护技术集成及关键装备” (编号: 2016ZX05040-005) 及中石化集团科技攻关项目“低活度水基钻井液体系研究” (编号: JP15015) 部分研究内容。

了聚磺钻井液, 并采用胺类聚合物等提高钻井液的抑制性, 后来发展为钾聚磺钻井液。近年来, 随着环保要求的提高, 无磺钻井液的应用逐渐增多, 但是无磺钻井液中无磺化材料, 大量使用聚合物和天然高分子材料, 封堵材料粒径匹配不佳, 导致钻井液防塌能力较差并存在变质风险, 一些井甚至出现钻井液性能突变、下钻漏失和坍塌卡钻等井下故障<sup>[2]</sup>。

为了解决该油田无磺钻井液性能不稳定、防塌能力较差的问题, 在该区块深井钻井中首次提出了活度平衡稳定井壁的技术思路, 针对三叠系百口泉组的地层特点, 通过优选活度调节剂等处理剂, 并采用  $D_{90}$  理想充填理论, 对不同粒径封堵剂的配比进行了优化, 选用特定分子胺基抑制剂与氯化钾复配形成复合强抑制剂, 形成了非磺化低活度钻井液体系。该钻井液在 MaHW1602 井水平段钻进中取得较好的井壁稳定效果, 为解决该油田长水平段钻进中存在的坍塌掉块等井下故障提供了技术手段。

## 1 井眼概况及钻井液技术难点

MaHW1602 井位于玛湖凹陷北斜坡区玛 131 井区玛 133 井断块, 该井钻遇地层为: 白垩系吐谷鲁组大段泥岩地层, 侏罗系头屯河组、西山窑组地层为硬脆性泥岩和煤层, 三工河组、八道湾组地层为易造浆泥岩段, 八道湾组发育页岩、砂泥岩, 承压能力低, 三叠系地层岩石含砾, 夹层多, 克拉玛依组、百口泉组地层存在异常高压<sup>[3]</sup>。MaHW1602 井设计为三开水平井, 二开采用  $\phi 311.1$  mm 钻头钻至井深 2 800.00 m, 三开采用  $\phi 215.9$  mm 钻头钻至井深 4 692.71 m, 造斜点井深 2 840.00 m, A 靶点井深 3 291.78 m, 水平段长 1 400.00 m。

结合钻遇地层特点、井身结构及邻井实钻情况, 该井主要存在以下钻井液技术难点:

1)  $\phi 311.1$  mm 井段长 500.00~2 800.00 m, 岩性为砂泥岩, 钻屑易水化分散, 钻井液固相含量增长较快, 性能变化幅度大。

2) 地层交界面多, 地层疏松、渗透性强, 漏层多, 八道湾组、白碱滩组、克拉玛依上组及目的层均可能发生漏失<sup>[4]</sup>, 包括裂缝导致的失返性漏失、渗漏等。由于地层渗透性强, 钻井液补充量大, 一旦钻井液在井下静止时间较长, 钻井液易脱水, 下钻开泵等易发生激动压力导致的漏失。

3) 碳质、硬质泥岩, 煤层及疏松砾岩容易垮塌形成大肚子井眼, 侏罗系西山窑组地层含有多套煤层, 受到扰动易垮塌。

4) 水平段携岩、润滑性问题突出, 邻井多次发生严重托压、卡钻等井下故障<sup>[5]</sup>。百口泉组为泥岩、疏松砾岩, 在定向井段、水平段钻进时, 易形成岩屑床, 导致起下钻阻卡, 易发生压差卡钻, 定向钻进托压造成无法钻进的情况时有发生, 钻速低, 钻井周期长, 钻井液性能维持困难, 采用旋转导向钻井工具钻进的风险较大。

## 2 非磺化低活度钻井液研究

针对 MaHW1602 井钻遇地层特点及钻井液技术难点, 结合玛湖油田钻井液“去磺”的环保要求, 通过优选活度调节剂和抑制剂、优化不同粒径封堵剂配比, 形成了非磺化低活度钻井液。

### 2.1 技术思路

MaHW1602 井目的层温度为 70~80 °C, 设计最大钻井液密度为 1.35 kg/L<sup>[6]</sup>。由于大多数环保钻井液处理剂的抗温能力均超过目的层温度, 所以不考虑去磺后钻井液的抗温性问题, 而主要考虑无磺化褐煤、无磺化沥青的钻井液如何形成致密滤饼的问题<sup>[7]</sup>。结合钻井实践<sup>[8]</sup>和邻井实钻结果, 该区块钻井过程中要维持钻井液性能稳定、形成致密滤饼, 必须保证钻井液具有强抑制性, 并严控固相侵入。一旦抑制性不足, 泥质分散, 固相侵入严重, 容易导致井漏、卡钻和托压等井下故障<sup>[9]</sup>。

因此, 针对该区块钻井液技术难点, 采取以下技术思路构建非磺化低活度钻井液体系: 1) 优选复配活度调节剂, 维持钻井液处于较低活度, 根据活度平衡理论, 降低钻井液滤液对井壁稳定性的影响; 2) 根据  $D_{90}$  理想充填理论, 将刚性、软性封堵颗粒相结合, 提高钻井液的封堵性能; 3) 优选胺基抑制剂与无机盐复配, 增强钻井液的抑制性, 强化其抑制防塌能力; 4) 通过评价不同配方钻井液的性能, 优选出最佳配方, 并进行现场试验。

### 2.2 关键处理剂优选

#### 2.2.1 活度调节剂

无机盐对钻井液性能影响较大, 一些无机盐可导致钻井液失去胶体稳定性, 高浓度无机盐对环境也有一定影响。因此, 要选用小分子非盐类活度调节剂。评价了不同非盐类活度调节剂及其加量对水活度的影响, 结果见表 1。

表 1 非盐类活度调节剂对水活度的影响试验结果

Table 1 Test results of effect of non-salt activity regulator on water activity

活度调节剂	不同加量下的水活度		
	5%	10%	20%
葡萄糖	0.996	0.983	0.972
白糖	0.997	0.996	0.982
麦芽糖	0.997	0.996	0.993
乙二醇	0.987	0.973	0.932
丙二醇	0.993	0.987	0.956
己二醇	0.995	0.990	0.978
丙三醇	0.991	0.980	0.939
聚乙二醇	0.997	0.990	0.972
山梨醇	0.996	0.993	0.983
乳糖醇	0.996	0.995	0.986
麦芽糖醇	0.997	0.995	0.991
酮糖醇	0.997	0.996	0.990

从表 1 可以看出,随着非盐类活度调节剂加量增加,水活度均降低,但降低幅度不同。其中,乙二醇、丙二醇及丙三醇的水活度降低效果较好;20%乙二醇可使水活度降低至 0.932,水活度降低效果最优。

效果优异的活度调节剂既要碳链短又要羟基多,而碳链增长不利于水活度的降低。因此,考察了不同有机盐活度调节剂对水活度的影响,结果见表 2。

表 2 有机盐活度调节剂对水活度的影响试验结果

Table 2 The effect of organic salt activity regulator on water activity

活度调节剂	不同加量下的水活度		
	5%	10%	20%
甲酸钠	0.971	0.933	0.891
甲酸钾	0.979	0.957	0.907
甲酸钙	0.988	0.966	-
醋酸钠	0.982	0.965	0.931
醋酸钾	0.983	0.962	0.913
醋酸钙	0.990	0.973	0.939
柠檬酸钠	0.988	0.978	0.961
柠檬酸钾	0.999	0.993	0.983
乳酸钠	0.993	0.984	0.963
乳酸钾	0.996	0.989	0.967
磷酸二氢钠	0.988	0.976	0.963
葡萄糖酸钠	0.993	0.983	0.964

从表 2 可以看出,随着有机盐活度调节剂加量增加,其水活度均降低,但降低幅度不同。其中,甲酸钠、甲酸钾及醋酸钾水活度降低效果较好;20%甲酸钠可使水活度降至 0.891,其水活度降低效果最优。

据此,优选乙二醇和甲酸钠为复合活度调节剂。根据试验结果,复配形成的活度调节剂为 35%乙二醇+65%甲酸钠,命名为 LAA-1,20%LAA-1 溶液的水活度为 0.901。该活度调节剂不仅降低了有机盐用量,同时符合现场应用要求。因此,以下试验均使用 LAA-1 活度调节剂。

### 2.2.2 封堵剂

地质资料显示,目的层主要是粗碎屑砂砾岩,细碎屑砂岩含量较少,储层孔隙度 1.17%~16.64%,平均为 7.69%;渗透率 0.01~201.00 mD,平均为 3.70 mD,属于低孔-低渗储层。该地区所用封堵剂主要为超细碳酸钙、乳化纳米石蜡、乳化沥青和天然沥青粉。为了减少封堵剂对环境的影响,剔除乳化沥青和天然沥青粉,主要采用超细碳酸钙和乳化纳米石蜡进行封堵。

利用  $D_{90}$  理想充填理论,根据目的层的渗透率和孔隙半径优选不同粒径超细碳酸钙和乳化纳米石蜡的配比,1 000 目超细碳酸钙、600 目超细碳酸钙、400 目超细碳酸钙和乳化纳米石蜡的最佳配比为 40:30:20:10(命名为 SA-1)。在此基础上,采用静态岩心流动装置,选取玛 131 井区百一段岩心进行封堵率评价试验,评价不同封堵剂对地层岩心的封堵能力。测试步骤如下:1)采用模拟地层水,定流量 0.1 mL/min 测压,待压力稳定后,测得  $p_1$ ;2)用待测钻井液在压力 4.2 MPa 条件下污染岩心一端 30 min;3)去掉钻井液,重新用模拟地层水,以步骤 1)的流量测得  $p_2$ ,用公式  $R=(1-p_1/p_2) \times 100\%$  计算封堵率,计算结果见表 3。

表 3 不同封堵剂的地层封堵能力测试结果

Table 3 Test results of formation plugging by different plugging agents

封堵剂	初始岩心 渗透率/mD	$p_1$ /MPa	$p_2$ /MPa	R, %
5.0% 1 000目超细碳酸钙	18.68	0.38	1.92	80.21
5.0% 600目超细碳酸钙	21.07	0.49	2.11	76.78
5.0% 400目超细碳酸钙	20.32	0.42	1.99	78.89
5.0%纳米乳化石蜡	16.19	0.32	1.79	82.12
3.0% SA-1	18.56	0.37	5.21	92.90

从表 3 可以看出,不同粒径的超细碳酸钙对低渗透层均有不同程度的封堵作用,其中 1 000 目超细碳酸钙的封堵性较好,而纳米乳化石蜡的封堵性能与 1 000 目超细碳酸钙相当;将 SA-1 的加量从 5.0% 降至 3.0%,其对地层的封堵性能依然优异,封堵率超过 92%。因此,选 SA-1 作为低活度钻井液的封堵剂。

### 2.2.3 抑制剂

MaHW1602 井钻遇大段泥岩、砂泥岩地层,而邻井在钻井过程中因钻井液抑制性不足,导致泥岩在钻井液中分散,钻井液固相急剧升高,性能恶化,造成憋漏地层情况频发。研究表明,有机胺类具有抑制性不足的缺点,无机盐有长效性不足的缺点,而不同类型抑制剂复配往往比单独使用效果好<sup>[10]</sup>。笔者选用有机胺抑制剂(氯乙酸与二乙烯三胺合成物)与氯化钾进行复配,其抑制性评价结果如图 1 所示。

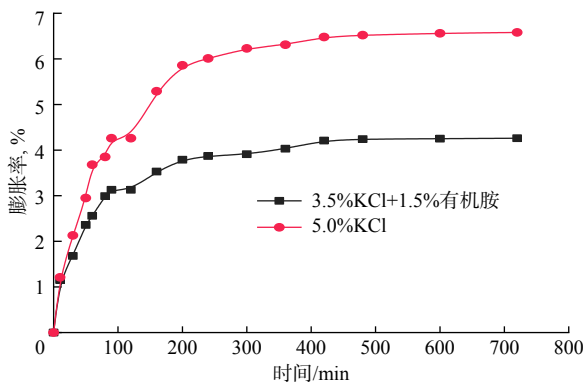


图 1 氯化钾/有机胺抑制黏土膨胀性能评价结果

Fig. 1 Inhibition of potassium chloride/organic amine on clay swelling

从图 1 可以看出,5.0%KCl 抑制黏土膨胀的作用有限,但 3.5%KCl 与 1.5% 有机胺复配后,其抑制黏土膨胀的能力大幅度提高,黏土膨胀率从 6.8% 降至 4.5%。笔者选用有机胺抑制剂是氯乙酸二乙烯胺合成物,其对黏土的作用以水化、嵌入层间作用为主,抑制黏土膨胀的能力不强;但是,其与氯化钾复配后,抑制黏土膨胀的能力得到协同增强。因此,将 KCl 和有机胺复配作为抑制剂。

### 2.3 低活度钻井液配方及性能评价

根据处理剂的优选结果,研究形成了钻井液基础配方:水+0.5% 碱类+3.5% KCl+0.8% 聚合物降滤失剂+0.8% 包被剂+0.5% 复配铵盐+0.5% 天然高分子材料+0.2% 聚合物降黏剂+1.5% 有机胺抑制剂+0.5%CaO+3.0% 随钻堵漏剂+1.0% 胶凝剂+3.0% 白油润滑剂+重晶石。在钻井液基础配方的基础上,通过添加处理剂及调整其加量,形成了以下配方:配方 2 为基础配方+4.0% 膨润土;配方 3 为基础配方+4.0% 膨润土+6.0% 封堵剂 SA-1;配方 4 为基础配方+4.0% 膨润土+6.0% 封堵剂 SA-1+20.0% 活度调节剂 LAA-1。

评价了上述 4 种配方钻井液老化前后的常规性能,结果见表 4。老化条件是在 80 °C 下滚动 16 h,下同。

设计要求钻井液滤失量≤4.0 mL、滤饼厚度≤0.5 mm、80 °C 下高温高压滤失量≤10.0 mL。由表 4 可知,基础配方无法形成致密滤饼,仅靠聚合物成膜控制滤失量,不能满足设计要求;在单纯增加土相的情况下,配方 2 的滤失性能有所改善,但仍不能满足要求;在增加优选封堵材料的条件下,配方 3 的

表 4 不同配方钻井液的常规性能测试结果

Table 4 Test results of routine performance of different drilling fluid formula

配方	老化条件	密度/(kg·L <sup>-1</sup> )	漏斗黏度/s	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	滤失量/mL	滤饼厚度/mm	高温高压滤失量/mL	pH值
基础配方	老化前	1.35	55	26	5	0.5/4.0	28.8	3.2	60.0	11
	老化后	1.35	45	20	4	1.0/5.0	30.0	3.4	62.0	10
配方 2	老化前	1.35	66	30	8	1.0/5.0	6.6	1.5	18.8	10
	老化后	1.35	70	32	10	1.5/9.0	5.0	1.0	14.0	9
配方 3	老化前	1.35	67	31	9	1.0/7.0	5.0	1.0	12.0	10
	老化后	1.35	71	35	10	2.0/12.0	3.8	1.0	9.0	9
配方 4	老化前	1.35	60	28	9	1.0/5.0	5.0	0.5	12.0	10
	老化后	1.35	58	27	10	1.0/7.0	4.0	0.5	10.0	9



滤失性能得到较大改善,但是由于固相增加,塑性黏度、漏斗黏度也显著增加;配方4引入了活度调节剂,其黏切性能有所降低,滤饼变得薄而致密。测试了3种配方钻井液老化后对岩心的封堵率,结果见表5。

表5 不同配方钻井液的岩心封堵率测试结果  
Table 5 Plugging rate test of different drilling fluid formula

配方	初始岩心渗透率/mD	$p_1$ /MPa	$p_2$ /MPa	$R$ , %
配方2	16.01	0.43	1.77	75.71
配方3	15.74	0.45	4.85	90.72
配方4	15.22	0.47	6.12	92.32

由表5可知,钻井液中加入优选的封堵剂后对岩心的封堵率有较大幅度提高,其中以低活度钻井液的封堵率最高,达到了92.32%。随后,测试了不同配方钻井液滤液的活度,配方4的水活度为0.863,低于要求的0.92,满足现场钻井液封堵防塌要求。

### 3 现场应用

MaHW1602井一开完钻井深505.00 m,完钻后下套管,将水泥返至井口;二开完钻井深2 803.00 m(克拉玛依上组),套管下深2 800.31 m,水泥返高2 300.00 m;三开完钻井深4 708.00 m,套管下深4 692.94 m,水泥返高2 600.00 m。该井三开井段钻进中应用了低活度钻井液。

#### 3.1 低活度钻井液维护措施

MaHW1602井三开井段为斜井段和水平段,应用的低活度钻井液配方为水+0.5%碱类+3.5% KCl+0.8%聚合物降滤失剂+0.8%包被剂+0.5%复配铵盐+0.5%天然高分子材料+0.2%聚合物降黏剂+1.5%有机胺抑制剂+0.5%CaO+3.0%随钻堵漏剂+1.0%胶凝剂+3.0%白油润滑剂+20.0%活度调节剂LAA-1+6.0%封堵剂SA-1+4.0%膨润土+重晶石,主要维护处理措施为:

1)用二开钻井液钻开水泥塞,采用固控设备清除钻井液中无用固相,按照上述钻井液配方补充各处理剂,调整钻井液性能达到设计要求后,开始三开钻进。

2)该井段设计钻井液密度为1.25~1.35 kg/L。钻井过程中加强随钻压力监测,根据实钻情况调整

钻井液密度,以确保井下安全。实钻钻井液密度为1.28 kg/L,钻至井深3 600.00 m后将密度逐步提高至1.33 kg/L;完井电测和下套管期间的钻井液密度为1.33~1.35 kg/L。

3)钻井过程中根据钻井速度及钻井液的消耗量,预先将处理剂按比例配制成胶液,以细水长流的方式补充到钻井液中,避免钻井液性能波动过大。

4)采用KCl、胺基抑制剂增强钻井液抑制能力;优化各种封堵材料配比,以增强钻井液的封堵防塌能力;采用白油润滑剂增强钻井液的润滑性能;采用天然高分子材料、聚合物降黏剂和胶凝剂调整钻井液的流变性,增强钻井液的携岩能力。

5)进入造斜点(井深2 840.00 m)后,润滑剂白油加量维持在3.0%以上,钻进期间定时补充。该段采用旋转导向钻井工具钻进,钻速较快,注意控制固相含量;K<sup>+</sup>质量浓度控制在15 000 mg/L以上,以维持其抑制性。同时,活度调节剂LAA-1的加量要达到设计要求,控制钻井液活度小于0.92。

6)在井斜角大于40°井段钻进时,钻井液中封堵材料SA-1的加量维持在6.0%以上,以改善滤饼质量,强化钻井液的封堵能力;钻井液静切力维持在1.0~2.5 Pa/5.0~11.0 Pa,具备一定冲刷能力,避免形成岩屑床。

7)钻至A靶点(井深3 108.00 m)以深后,严格按设计要求维持钻井液性能,API滤失量不大于4.0 mL,滤饼厚度小于0.5 mm, Ca<sup>2+</sup>质量浓度维持在400~700 mg/L,调整钻井液的黏切性能,使之满足冲刷携岩要求;可适当提高润滑剂白油的加量,钻进期间要定时补充,含砂量控制在0.3%以内,水平段下放摩阻要小于196 kN。

8)控制起下钻速度,减小压力激动,避免因压力激动造成井下漏失及垮塌。水平段钻进中,钻井液中的随钻堵漏剂的含量维持在3.0%以上,防止因漏失造成储层伤害。

9)保证全井段四级固控设备运转良好,钻进中振动筛(筛布120目以上)的开动率为100%,除砂器、除泥器的开动率在80%以上,离心机有效开动率应满足钻井液性能的相关要求。

#### 3.2 应用效果

电测结果显示, MaHW1602井三开井段平均井眼直径为230.1 mm,平均井径扩大率仅为6.5%,表明低活度钻井液抑制性较强,满足现场要求。三开

电测数据表明, 井径比较规则, 由于定向、水平段采用螺杆钻进, 定向时间长、复合钻进时间短, 钻时慢, 且钻进过程中不断调整井斜角和方位角, 导致井眼扩大率较大。三开钻进期间未出现掉块现象, 套管一次下到底, 下放全过程摩阻小于 196 kN, 也表明低活度钻井液完全满足工程要求。

## 4 结论与建议

1) 针对玛湖油田 MaHW1602 井钻井液技术难点, 提出了构建非磺化钻井液的技术思路: 降低钻井液活度, 增强其抑制性和封堵性能。利用活度平衡理论, 通过优选活度调节剂, 降低了钻井液的活度; 通过优选抑制剂, 增强了钻井液的抑制性; 根据  $D_{90}$  理想充填理论并结合封堵性试验优选封堵剂及不同粒径封堵剂配比, 增强了钻井液的封堵能力, 降低了钻井液中液相对井壁稳定性的不利影响, 形成了非磺化低活度钻井液。

2) 非磺化低活度钻井液形成的滤饼薄而致密, 能够满足 MaHW1602 井百口泉组长水平段钻进要求, 所钻井段井径规则, 平均井径扩大率小于邻井, 完井作业顺利。

3) 建议继续开展非磺化低活度钻井液技术研究, 有针对性地提高目的层井壁的膜效率; 进一步提高非磺化低活度钻井液的封堵、抗温、环保等性能, 并在类似区块推广应用。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 张顺存, 蒋欢, 张磊, 等. 准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组优质储层成因分析 [J]. 沉积学报, 2014, 32(6): 1171-1181.  
ZHANG Shuncun, JIANG Huan, ZHANG Lei, et al. Genetic analysis of the high quality reservoir of Triassic Baikouquan Formation in Mabei Region, Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(6): 1171-1181.
- [2] 王海涛, 张伟, 王国斌, 等. 准噶尔盆地环玛湖凹陷钻井提速技术 [J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(4): 30-33.  
WANG Haitao, ZHANG Wei, WANG Guobin, et al. ROP enhancing technology for Circum-Mahu Lake Depression in Junggar Basin[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(4): 30-33.
- [3] 王金荣, 王立锋, 杨立, 等. 强抑制乳液钻井液在玛北 1 井二开钻井中的应用 [J]. 油气藏评价与开发, 2012, 2(3): 53-57.  
WANG Jinrong, WANG Lifeng, YANG Li, et al. Application of strong inhibitive emulsion drilling fluid in the second interval drilling of Well MB1[J]. Reservoir Evaluation & Development, 2012, 2(3): 53-57.
- [4] 李维轩, 钟守明, 缪庆林, 等. 玛湖区块低压易漏地层防漏堵漏技术研究与应用 [J]. 新疆石油科技, 2015, 25(4): 14-16.  
LI Weixuan, ZHONG Shouming, MIAO Qinglin, et al. Research and application of leak prevention and plugging technology in low pressure and leaky formations in Ma Hu[J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2015, 25(4): 14-16.
- [5] 王杰东, 杨立, 郑宁, 等. 玛北 1 井四开抗高钙盐水侵钻井液技术 [J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(6): 88-90.  
WANG Jiedong, YANG Li, ZHENG Ning, et al. The Drilling fluids techniques on anti-contamination of calcium-rich brine in the fourth interval of Mabei-1[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30(6): 88-90.
- [6] 彭孟春, 夏宏南, 杨明合, 等. 环玛湖玛北斜坡区钻井安全密度窗口研究 [J]. 化工管理, 2016, 32(5): 258.  
PENG Mengchun, XIA Hongnan, YANG Minghe, et al. Study on drilling safety density window in Ma Bei slope area of central Mar Lake[J]. Chemical Management, 2016, 32(5): 258.
- [7] 张志财, 赵怀珍, 慈国良, 等. 桩 129-1HF 大位移井钻井液技术 [J]. 石油钻探技术, 2014, 42(6): 34-39.  
ZHANG Zhicai, ZHAO Huaizhen, CI Guoliang, et al. Drilling fluid in Zhuang 12-1 HF extended reach well drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(6): 34-39.
- [8] 谢彬强, 邱正松, 黄维安, 等. 大位移井钻井液关键技术问题 [J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(2): 76-82.  
XIE Binqiang, QIU Zhengsong, HUANG Weian, et al. Summary on key technical issues of drilling fluid for extended reach well[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2012, 29(2): 76-82.
- [9] 于雷, 张敬辉, 李公让, 等. 低活度强抑制封堵钻井液研究与应用 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 44-48.  
YU Lei, ZHANG Jinghui, LI Gongrang, et al. Research and application of plugging drilling fluid with low-activity and high inhibition properties[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 44-48.
- [10] 于雷, 冯光通, 刘宝锋, 等. 低活度强封堵钻井液体系在准中 2 区的研究与应用 [J]. 承德石油高等专科学校学报, 2019, 21(2): 18-21, 52.  
YU Lei, FENG Guangtong, LIU Baofeng, et al. Study and application of low activity and high plugging drilling fluid system at Junggar Middle II District[J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2019, 21(2): 18-21, 52.

[编辑 滕春鸣]