

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020007

塔里木油田库车山前高压盐水层油基钻井液技术

王建华¹, 闫丽丽¹, 谢 盛², 张家旗¹, 杨海军¹

(1. 中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 102206; 2. 中国石油西南油气田公司勘探事业部, 四川成都 610041)

摘 要:塔里木山前深层盐膏层钻井时, 高压盐水侵入会导致高密度钻井液性能变差, 引发阻卡等井下复杂情况, 通常采用排水降压的方式来降低高压盐水层透镜体的压力, 对油基钻井液的抗盐水侵能力要求较高。为此, 研发了单链多团的新型乳化剂, 通过增加乳化剂分子结构上亲水基团的数量, 提高其乳化效率, 从而提高了油基钻井液的抗盐水侵容量限。室内评价结果表明, 采用新型乳化剂形成的油基钻井液密度最高可达 2.85 kg/L, 抗盐污染能力达 60% 以上, 高温稳定性良好。克深 1101 井等多口超深井应用了油基钻井液, 钻井过程中钻井液性能稳定, 未出现卡钻或其他井下故障。研究表明, 该油基钻井液具有良好的流变性、沉降稳定性和抗盐污染能力, 能够解决深井巨厚盐膏岩层或高压盐水层污染的问题, 可在塔里木油田库车山前钻井中推广应用。

关键词: 盐水侵; 高压; 油基钻井液; 排水降压; 盐膏层; 山前构造带; 库车凹陷

中图分类号: TE254⁺.3

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)02-0029-05

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

WANG Jianhua¹, YAN Lili¹, XIE Sheng², ZHANG Jiaqi¹, YANG Haijun¹

(1. CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing, 102206, China; 2. Exploration Department, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China)

Abstract: High friction and stuck pipe have been persistent problems when drilling through the deep gypsum-salt layer of the Tarim piedmont structure. What has been observed is that invasion of high-pressure brine deteriorates the properties of high-density drilling fluid, resulting in those characteristic downhole complexities such as friction and sticking. Generally, the measure of drainage pressure relief is used to reduce the pressure of high pressure brine lens, but that poses higher requirement on the brine invasion resistance of oil-based drilling fluids. To solve the problem, a single-chain multi-cluster new emulsifier was developed to improve the emulsification efficiency by increasing the number of hydrophilic groups in the molecular structure of emulsifier, hence improving the brine invasion capacity limit of oil-based drilling fluids. The results of laboratory evaluation show that the density of oil-based drilling fluid system formed by this new emulsifier can be as high as 2.85 kg/L, the resistance to brine pollution is over 60%, and has good high-temperature stability. The oil-based drilling fluid technology applied in several ultra-deep wells drilling (including Well Keshen 1101). During the treatment, the properties of oil-based drilling fluid were stable, there was no pipe string sticking or other accidents caused by drilling fluids. Studies suggest that this oil-based drilling fluid system has good rheology, sedimentation stability and brine pollution resistance. It can handle mud contamination in the massive gypsum-salt layer or high-pressure brine formation of deep wells, and can be promoted and applied in the Kuqa piedmont drilling of the Tarim Oilfield.

Key words: brine invasion; high pressure; oil-based drilling fluid; drainage and pressure reduction; gypsum bed; piedmont structure; Kuqa Sag

塔里木油田库车山前深层面临高温、高压以及巨厚盐膏层与高压盐水层并存等难题, 是世界上钻井最复杂的地区之一^[1-4]。2011—2015 年共完钻 118 口井, 其中 28 口井发生高压盐水溢流, 溢流率达 23.7%, 而克深 9 区块高压盐水溢流井数占区块钻井总数的 56.0%^[5-6]。为了保障井下安全, 该地区采用油基钻井液钻进, 但钻进过程中高压盐水侵入会导致钻井液性能恶化, 面临卡钻等风险^[7]。目前,

收稿日期: 2019-05-27; 改回日期: 2020-01-06。

作者简介: 王建华 (1981—), 男, 湖北荆州人, 2002 年毕业于长江大学化学工程专业, 2008 年获中国石油大学 (北京) 油气井工程专业博士学位, 教授级高级工程师, 主要从事钻井液与储层保护工作。E-mail: wjhdri@cnpc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“库车坳陷深层-超深层天然气田开发示范工程” (编号: 2016ZX05051)、中国石油集团公司课题“重点上产地区钻井液评估与技术创新有化研究” (编号: 2019D-4226) 和中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“超深井钻井提速提质关键技术攻关” (编号: 2018E-1808) 联合资助。

普遍采用高密度钻井液液压井+堵漏技术处理盐水溢流,但盐水层压力系数高、安全密度窗口窄,易导致溢漏反复发生,造成井下复杂恶性循环,处理时间长,成本高^[8-9]。另外,采用分次排放盐水措施来降低高压盐水层压力时,大量的盐水进入油基钻井液中,对油基钻井液抗盐水侵容量限提出了更高的要求^[10-11]。但国内外对如何加强和提高油基钻井液的抗盐水侵容量限并没有太多研究。

为此,笔者分析了油基钻井液的抗盐水侵机理,研制了高效乳化剂,形成了高密度高抗盐水侵油基钻井液,并在克深1101井等多口超深井进行了应用,配合应用控压排水技术,较好地解决了超深井面临的高温、巨厚盐膏层和高压盐水侵等复杂技术难点,未出现因钻井液原因引起的卡钻或其他井下故障,保障了该地区复杂盐膏层及超深层的钻井完井作业。

1 油基钻井液高效乳化剂的研制

1.1 高效乳化剂的研制

采用不饱和脂肪酸进行开环接枝酰胺化反应,反应步骤如下:称取一定量的不饱和脂肪酸和酸酐,置于三口烧瓶中,滴加引发剂,在一定温度条件下反应3~5 h;然后加入多胺,升温至145~165℃,继续抽真空反应4~6 h,得到含有多个活性基团的高效乳化剂,其分子结构如图1所示。

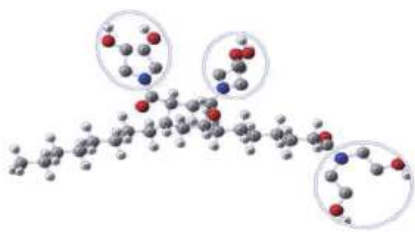


图1 具有多个活性基团的新型乳化剂分子结构

Fig.1 Molecular structure of a novel emulsifier with multiple active groups

传统油基钻井液乳化剂,如油酸钙、十二烷基苯磺酸钙和硬脂酸钙等阴离子表面活性剂形成乳液以楔形理论为主,而新型乳化剂基于多点吸附理论,单个分子具有9个活性基团,理论上单位质量乳化剂的乳化效率可提高18倍(见图2)。

1.2 抗盐水侵能力评价

在0#柴油中加入4.0%的新型乳化剂,然后不断加入30.0%NaCl+2.0%CaCl₂溶液,测试其破乳电

压,评价新型乳化剂的抗盐水侵能力,结果如图3所示。

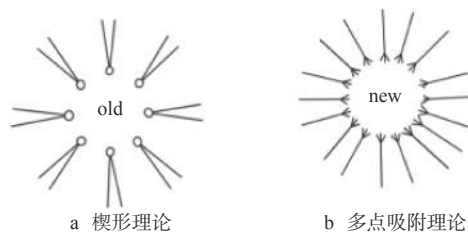


图2 乳液形成机理

Fig.2 Emulsion formation mechanism

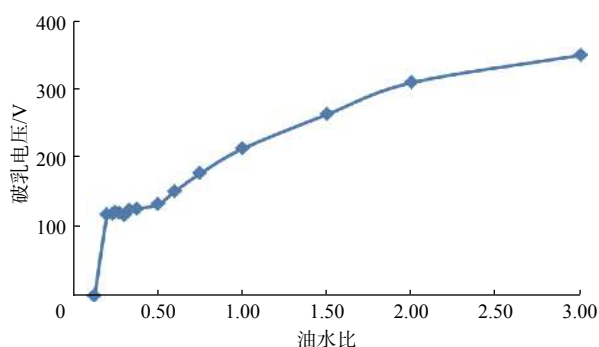


图3 乳化剂抗盐水侵极限试验结果

Fig.3 Results of brine invasion resistance limit test of emulsifier

由图3可知,当油水比为50:50~75:25时,破乳电压大于200 V,乳液较稳定。随着油水比降低,破乳电压也随之降低;当油水比降至35:65时,乳液出现絮凝现象;当油水比降至11:89时,乳液破乳。一般情况下,油水比接近26:74时,常规乳化剂制备的乳液就会破乳;但新型乳化剂配制的乳液在油水比达到11:89时才发生破乳,表明其具有较强的抗盐水侵能力。

2 油基钻井液构建与性能评价

2.1 有机土的优选

测试2.0%有机土在0#柴油中的成胶率和采用有机土配制的基浆热滚前后的流变性,来优选有机土,热滚条件为180℃下热滚16 h,结果见表1。由表1可知,A2有机土的成胶效果最好,但由其配制的基浆热滚后有明显的增稠现象;A1有机土的成胶率相比A2稍差,但由其配制的基浆热滚前后的流变性变化不大,且成本低,因此,选用A1有机土。

2.2 降滤失剂的优选

通过评价油基钻井液基液加入天然沥青、氧化

表 1 不同有机土的胶体率和流变性
Table 1 Colloid ratio and rheology of different organic soils

序号	测试条件	90 min成胶率, %	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	试验现象
A1	热滚前	95	5.5	3.5	高搅起泡
	热滚后	95	7.0	4.0	
A2	热滚前	100	3.2	2.5	高搅起泡
	热滚后	100	12.5	2.0	热滚后增稠
A3	热滚前	100	4.0	2.5	高搅起泡
	热滚后	100	10.8	1.5	热滚后高搅增稠
A4	热滚前	100	5.0	0.0	高搅起泡
	热滚后	100	27.5	6.0	热滚后高搅增稠
A5	热滚前	60	7.0	2.5	高搅起泡
	热滚后	97	5.0	0.0	

沥青、磺化沥青和腐植酸酰胺等降滤失剂后的基本性能, 优选合适的降滤失剂, 结果如表 2 所示。油基钻井液基液配方为: 2.0% 有机土+8.0% 乳化剂+4.0% 降滤失剂+5.0%CaO+重晶石, 油水比为 90:10, 密度为 2.00 kg/L。

由表 2 可知, 磺化沥青与基液的配伍性较差, 热滚后发生破乳硬沉; 而天然沥青和氧化沥青与基液的配伍性较好, 不仅重晶石悬浮性好, 切力值也较为适中, 而且加入氧化沥青后的高温高压滤失量仅为 8.4 mL。因此, 选用氧化沥青作为降滤失剂。

2.3 油基钻井液配方确定及性能评价

基于研发的新型乳化剂、优选出的有机土和降滤失剂, 经过大量室内实验, 优选出油水比为 85:15 的油基钻井液, 其配方为: 6.0% 新型乳化剂+1.0% 有机土+3.0%CaO+4.0% 降滤失剂+重晶石, 并对其性能进行评价。

表 2 油基钻井液基液加入不同降滤失剂后的基本性能
Table 2 Performance evaluation results of different fluid loss additives

降滤失剂	测试条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	$\phi 6/\phi 3$	静切力/Pa	高温高压滤失量/mL	破乳电压/V	备注
天然沥青	热滚前	37.5	33	4.5	6.0/5.0	4.5/6.0	10.2	1 286	无沉淀
	热滚后	54.0	47	7.0	7.0/6.0	5.0/6.0		1 452	
氧化沥青	热滚前	43.0	37	6.0	7.0/6.0	6.0/7.0	8.4	1 079	无沉淀
	热滚后	53.0	44	9.0	9.0/8.0	8.0/9.0		1 160	
磺化沥青	热滚前	37.0	32	5.0	5.5/4.5	6.0/8.0		919	破乳硬沉
	热滚后	36.0	36	0	2.0/1.0	1.5/2.0		557	
腐殖酸酰胺	热滚前	36.5	32	4.5	5.0/4.0	5.0/6.0	12.4	1 201	无沉淀
	热滚后	35.0	34	1.0	4.0/3.0	3.5/6.0		1 116	

注: 热滚条件为 180 ℃/16 h; 测试温度为 50 ℃。

2.3.1 抗盐水侵性能

在密度 2.45 kg/L 油基钻井液中分别加入体积分数 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60% 和 70% 的盐水, 然后测试其流变性, 结果如表 3 所示。由表 3 可知, 随着盐水加量不断增大, 钻井液破乳电压逐渐降低, 表观黏度、塑性黏度和屈服值逐渐增大; 当盐水加量大于 60% 时, 钻井液逐渐失去流动性, 乳化剂乳化水量达到极限, 接近破乳, 不能满足钻井施工需要。试验结果表明, 油基钻井液抗盐水侵能力达到 60%。

测试不同密度油基钻井液加入盐水后的 $\phi 3$ 读数变化情况, 进一步评价油基钻井液的抗盐水侵能力, 结果如图 4 所示。

表 3 油基钻井液加入不同量盐水后的性能

Table 3 Properties changes of drilling fluid after brine invasion of different proportions

盐水加量, %	密度/(kg·L ⁻¹)	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	$\phi 6/\phi 3$	破乳电压/V
0	2.45	71.0	68	3.0	5/4	1 748
10	2.34	66.0	59	7.0	8/6	1 533
20	2.22	71.0	60	11.0	10/8	1 371
30	2.10	79.0	65	14.0	12/10	1 131
40	1.99	89.0	71	18.0	11/14	917
50	1.88	102.5	81	21.5	16/13	741
60	1.76	123.5	97	26.5	19/14	662
70	1.64				25/20	484

注: 流变性测试温度为 65 ℃。

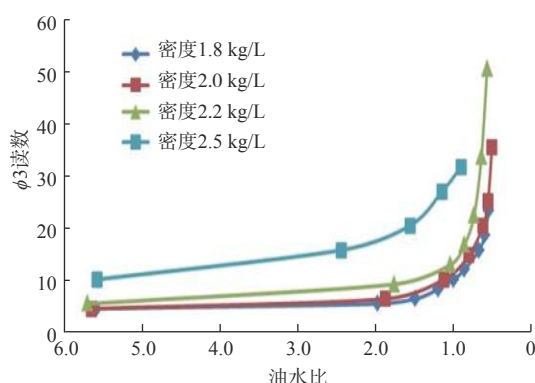


图4 不同密度油基钻井液抗盐水侵能力评价

Fig.4 Evaluation results of brine invasion resistance of oil-based drilling fluids with different densities

从图4可以看出: 侵入相同体积的盐水, 不同密度钻井液的油水比变化不尽相同, 密度越高, 影响也越大; 流变性突变的油水比范围为 50:50~25:75。

2.3.2 抗温性能

按上文油基钻井液配方配制油水比为 85:15, 密度为 2.45 kg/L 的油基钻井液, 分别测试其在 150, 160, 170 及 180 °C 温度下热滚后的流变性能, 结果如表4所示。

表4 油基钻井液抗温性能评价结果

Table 4 Performance evaluation results at different temperatures

热滚 温度/°C	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	φ6/φ3	破乳 电压/V
常温	88.5	77	11.5	10/8	1 369
150	86.5	75	11.5	11/9	1 341
160	92.0	81	11.0	10/8	1 430
170	97.0	86	11.0	12/9	1 474
180	118.0	99	19.0	21/18	1 253

由表4可知, 油基钻井液在 150, 160 及 170 °C 温度下热滚前后的表观黏度、塑性黏度和切力变化幅度不大, 破乳电压比较稳定; 油基钻井液在 180 °C 温度下热滚后的黏度升高幅度的相对较大, 但仍具有良好的流变稳定性, 表明油基钻井液的抗温能力可达 180 °C, 满足塔里木库车山前构造钻井需要。

2.3.3 加重性能评价

油基钻井液基本配方为: 6.0% 高效乳化剂+1.0% 有机土+4.0% 氧化沥青+20.0% CaCl₂ 溶液+5.0% CaO+重晶石(油水比 95:5), 采用密度为 4.25 kg/L 的重晶石进行加重, 配制出不同密度的油基钻井液, 测试其六速旋转黏度计 3 和 6 r/min 转速下的读数, 结果如图5所示。

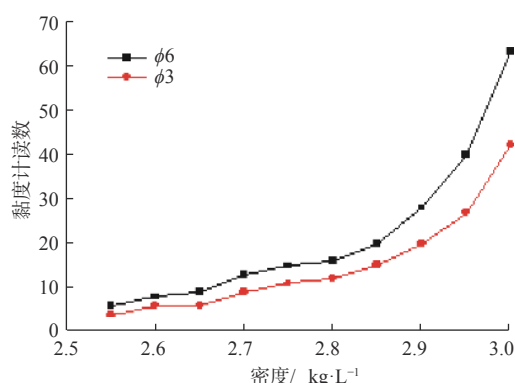


图5 不同密度油基钻井液的黏度计φ6和φ3读数(测试温度为65 °C)

Fig.5 Value of viscosity meter in φ6 and φ3 of drilling fluids with different densities (test temperature is 65 °C)

从图5可以看出: 随着油基钻井液密度增大, 黏度计转速 3 和 6 r/min 下的读数逐渐增大; 密度大于 2.85 kg/L 时, 转速 6 r/min 下的读数大幅度增大且大于 20, 说明油基钻井液的流动性变差。因此, 该油基钻井液的加重性能良好, 最高可加重至 2.85 kg/L, 能满足塔里木库车山前构造超深井钻井和压井需要。

3 现场应用

3.1 总体应用情况

目前, 研制的高温高密度油基钻井液在塔里木油田的苏2井、克深1101井、柯7018井、佳木2井和克深21井等多口井进行了应用, 取得了显著的应用效果, 主要表现在以下方面: 1) 解决了盐膏层段阻卡、目的层井眼失稳等难题, 未出现因钻井液原因导致的卡钻或其他井下故障, 有力保证了井下作业的安全; 2) 盐膏层段使用高温高密度油基钻井液提速明显, 使用水基钻井液时的平均钻井周期为 117 d, 使用油基钻井液后缩短为 74 d, 缩短了 43 d, 平均日进尺提高了 65% 以上; 3) 高温高密度油基钻井液具有较强的抑制性能和井壁稳定性, 解决了目的层掉块、坍塌和缩径等难题。其中, 克深1101井出盐水量较大, 下面以该井为例介绍油基钻井液应用情况及效果。

3.2 克深1101井应用情况

克深1101井为库车山前克深11构造上的一口评价井, 设计井深 6 460.00 m, 目的层为白垩系巴什基奇克组。因库姆格列木群含大段盐膏层和高压盐水层, 三开至五开井段使用了高温高密度油基钻井液, 以减少井下复杂情况。

克深1101井四开钻至井深5 879.63 m时发现钻井液池液面上升,关井套压1.3 MPa,然后逐渐升至4.9 MPa,判断5 869.00~5 872.00 m井段发生高压盐水侵。该井段地层岩性为灰色泥灰岩,且上部地层伴有堵漏剂返排,若采用常规提高钻井液密度的方法压井,5 200.00~5 300.00 m井段会发生漏失,将形成井漏、溢流、压井和井漏的恶性循环,因此采取排水降压措施处理高压盐水侵,处理过程包括3个阶段:

1) 先期进行间断排放盐水,验证结晶盐是否影响循环。井深5 879.63 m处发生高压盐水侵,循环排放盐水19次,历时9.2 d,累计排出受污染钻井液1 516.38 m³,累计排出盐水105.29 m³,套压由4.9 MPa降至1.0 MPa;然后调整钻井液的油水比,并适量补充乳化剂,钻井液性能恢复后继续钻进,钻井液密度由2.35 kg/L降至2.28 kg/L。

2) 中期逐步延长排放盐水时间,验证透镜体盐水平压力是否降低。钻至井深6 055.50 m时发生失返性漏失,累计排出盐水353.65 m³,钻井液密度由2.28 kg/L降至2.19 kg/L后恢复钻进。

3) 因四开井段底部存在易缩径的软泥岩,每次停泵都有大量盐水侵入,盐水侵入量达到670.95 m³,后期采用短起下方式,验证是否满足起钻条件,为正常钻进做好准备。

3.3 应用效果

发生盐水侵时,钻井液性能表现为密度和破乳电压降低、黏度升高,振动筛上有明显结晶盐析出。第39次排污时,钻井液密度从2.19 kg/L降至1.63 kg/L,油水比12:88,创库车山前最低油水比纪录;破乳电压降至6 V,钻井液仍未破乳。

周边的大北306井6 160.00~6 585.00 m井段发生盐水侵时采用常规压井方法压井,漏失钻井液的费用高达2 202万元;克深1101井采取放水泄压措施,节省了漏失钻井液的费用,平均钻井损失时间由61.5 d缩短至9.2 d,钻井时间损失费用由811.0万元降至128.8万元,降低成本效果显著。

4 结论与建议

1) 以多亲油基团和多极性点吸附理论为基础,研发了一种新型乳化剂,乳化效率大幅提高,增大了油基钻井液的抗盐水侵容量限。

2) 以研发的高性能乳化剂为基础,优选有机土和降滤失剂,形成了抗高温高密度高抗盐水侵的油基钻井液,密度最高可达2.85 kg/L,抗盐水污染能力

达60%以上,且高温稳定性良好。

3) 该油基钻井液技术在塔里木油田库车山前超深井巨厚盐膏层和高压盐水层应用,解决了盐膏层段阻卡、目的层井壁失稳的难题,避免了恶性井漏,保障了井下作业安全,可在塔里木油田库车山前推广应用。

参 考 文 献

References

- [1] 张跃,张博,吴正良,等. 高密度油基钻井液在超深复杂探井中的应用[J]. 钻采工艺, 2013, 36(6): 95-97.
ZHANG Yue, ZHANG Bo, WU Zhengliang, et al. Application of high density oil-base drilling fluid in Keshen well 7 of Tarim Oil-field[J]. *Drilling & Production Technology*, 2013, 36(6): 95-97.
- [2] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 东营: 石油大学出版社, 2001: 57-88.
YAN Jienian. *Drilling fluid technology*[M]. Dongying: Petroleum University Press, 2001: 57-88.
- [3] 周健,贾红军,刘永旺,等. 库车山前超深超高压盐水层安全钻井技术探索[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(1): 54-59.
ZHOU Jian, JIA Hongjun, LIU Yongwang, et al. Research on safe drilling technology for ultra deep ultrahigh pressure saltwater zones in piedmont area, Kuche[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2017, 34(1): 54-59.
- [4] 尹达,叶艳,李磊,等. 塔里木山前构造克深7井盐间高压盐水处理技术[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(5): 6-8.
YIN Da, YE Yan, LI Lei, et al. High pressure salt water treatment technology of Well Keshen 7 in Foothill Structural Zone of Tarim[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2012, 29(5): 6-8.
- [5] 卢俊安,王春生,冯少波,等. 超高压盐水溢流处置技术[J]. 钻采工艺, 2017, 40(5): 5-7.
LU Jun'an, WANG Chunsheng, FENG Shaobo, et al. Disposal measures for ultra-high-pressure brine overflow[J]. *Drilling & Production Technology*, 2017, 40(5): 5-7.
- [6] 李悦,李玮,谢天,等. BH-WEI抗三高钻井液技术在克深2-1-14井的应用[J]. 当代化工, 2016, 45(4): 773-775.
LI Yue, LI Wei, XIE Tian, et al. Application of BH-WEI three-high drilling fluid in Well Keshen 2-1-14[J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2016, 45(4): 773-775.
- [7] 王中华. 国内钻井液技术进展评述[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 95-102.
WANG Zhonghua. Review of progress on drilling fluid technology in China[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(3): 95-102.
- [8] 谢海龙. 塔里木山前构造复杂地质条件下的钻井液技术在大古一井的应用[J]. 钻采工艺, 2008, 31(1): 135-137.
XIE Hailong. Application of high density mud in Well DG-1 in Tarim Mountain Front[J]. *Drilling & Production Technology*, 2008, 31(1): 135-137.
- [9] TENG X, YANG P, LI N, et al. Successful HPHT drilling through innovative practices: sharing the subsalt HPHT well drilling case in Tarim Basin[R]. SPE 172782, 2015.
- [10] WANG Jianhua, YAN Lili, LIU Fengbao, et al. Treatment technology of brine contamination and barite settlement for the high temperature and high density OBM for ultra-deep well drilling in Western China[R]. IPTC 19543, 2019.
- [11] 周健,刘永旺,贾红军,等. 库车山前巨厚盐膏层提速技术探索与应用[J]. 钻采工艺, 2017, 40(1): 21-24.
ZHOU Jian, LIU Yongwang, JIA Hongjun, et al. Study to improve rop in thick salt-gypsum layers at Kuqa Piedmont Area[J]. *Drilling & Production Technology*, 2017, 40(1): 21-24.