

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201701006

新型无土相油基钻井液研究与现场试验

李振智¹, 孙 举², 李晓岚², 杨朝光², 杜明军³, 郭 鹏¹

(1. 中石化中原石油工程有限公司, 河南濮阳 457001; 2. 中石化中原石油工程有限公司钻井工程技术研究院, 河南濮阳 457001; 3. 中石化中原石油工程有限公司钻井二公司, 河南濮阳 457001)

摘 要:针对常规有土相油基钻井液因有机土及沥青降滤失剂等黏度效应较大、不利于流变性控制和低密度白油油基钻井液适用范围窄的问题,以自主研发的增黏提切剂、乳化剂和聚合物降滤失剂为基础,通过室内试验考察了其配伍性并优选了其加量,形成了无土相油基钻井液。室内试验结果表明,无土相油基钻井液在油水比为70:30~100:0、温度为80~160℃、密度为0.9~2.2 kg/L时,塑性黏度可控制在55 mPa·s以内、破乳电压在450 V以上,API滤失量小于2 mL,抗钻屑污染达30%,抗水污染达20%,加重材料对润滑性能影响非常小。焦石坝区块4口页岩气水平井的现场试验表明,无土相油基钻井液原材料少,维护处理简单,流变性易于控制,固相含量低,具有良好的剪切稀释性,有利于降低循环压耗,提高机械钻速。

关键词:无土相油基钻井液;增黏剂;乳化剂;降滤失剂;钻井液性能;焦石坝区块

中图分类号:TE254⁺.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2017)01-0033-06

The Development and Application of a Clay-Free Oil-Based Drilling Fluid

LI Zhenzhi¹, SUN Ju², LI Xiaolan², YANG Chaoguang², DU Mingjun³, GUO Peng²

(1. Sinopec Zhongyuan Oilfield Service Corporation, Puyang, Henan, 457001, China; 2. Drilling Engineering Technology Institute, Sinopec Zhongyuan Oilfield Service Corporation, Puyang, Henan, 457001, China; 3. No. 2 Drilling Company, Sinopec Zhongyuan Oilfield Service Corporation, Puyang, Henan, 457001, China)

Abstract: Conventional oil-based drilling fluids are characterized by their significant viscosity effects due to the content of organic clay and asphalt filtration loss controller. So it is difficult to control their rheological properties and the limited low-density oil-based drilling fluids application. Under such circumstances, a clay-free oil-based drilling fluid has been developed by using an independently developed viocossifier, strength-enhancing additives, an emulsifier and polymer filtration loss reducer. Compatibility and optimal volumes of such additives have been determined through experimental study. Research results show that the newly developed clay-free oil-based drilling fluid may have controlled plastic viscosity within 55 mPa·s, an emulsion-breaking voltage above 450 V, an API filtration losses less than 2 mL, cutting pollution resistance up to 30% and water pollution resistance up to 20% under oil/water ratios 70:30 to 100:0, temperature 80~160℃ and densities 0.9~2.2 kg/L. At the same time, the impact of weighting materials on lubrication performance are negligible. The newly developed drilling fluids have been applied in four horizontal shale gas wells in Jiaoshiba Block. Test results show that the innovative clay-free oil-based drilling fluids involve minor raw materials, simplified maintenance requirement, controllable rheological properties and low solid contents. With desirable shear thinning behaviors, the drilling fluid may effectively minimize circulation pressure losses and enhance ROP.

Key words: clay-free oil-based drilling fluid; tackifier; emulsifier; filtrate reducer; drilling fluid property; Jiaoshiba Block

无土相油基钻井液与传统油基钻井液一样具有优良的润滑性和抑制性,但无土相油基钻井液固相含量低、环空流动阻力小,因此可提高机械钻速、缩短钻井周期。另外,无土相油基钻井液当量循环密度低,可降低钻井液损耗和井漏风险,并且添加处理剂的种类少,配制维护简单。国外已形成成熟的系列无土相油基钻井液(ACCOLADE、ENCORE、IN-NOVERT、INTEGRATE等)^[1-5],从2001年开始广泛应用,并取得了良好的应用效果。国内对无土

相油基钻井液的研究起步比较晚,目前主要研制有高密度无土相油基钻井液^[6-9]和无土相低密度白油油基钻井液^[10],也获得了良好的现场应用效果。但是,现有无土相油基钻井液存在流变性不易控制、适

收稿日期:2016-03-24;改回日期:2016-10-14。

作者简介:李振智(1963—),男,河南洛阳人,1983年毕业于西南石油学院油气田开发专业,教授级高级工程师,主要从事油藏工程和钻井工程、工艺方面的研究与管理工作。E-mail:cyyclzz@163.com。

基金项目:中国石化集团科技攻关项目“无土相油基钻井液技术研究”(编号:JP14014)研究与现场试验。

用范围较窄等问题,无法满足页岩气水平井钻井的需求。为此,笔者在研制关键处理剂并优选其加量的基础上,配制了油水比 70 : 30~100 : 0、适用温度为80~160 ℃、密度为0.9~2.2 kg/L 的无土相油基钻井液,并在焦石坝区块4口页岩气水平井进行了现场试验,取得了良好的应用效果。

1 无土相油基钻井液构建思路

无土相油基钻井液虽然有诸多优点,但由于不含有机土和沥青,其悬浮稳定性和乳化稳定性难以保证,滤失量难以控制。因此,要构建无土相油基钻井液,首先要研制增黏提切剂、乳化剂和降滤失剂。基于胶体粒子间缔合机理,笔者设计并研制了刚性核/柔性壳的球形粒子增黏提切剂代替有机土,其在常温下可迅速分散在基油中,刚性部分提供悬浮支撑,柔性长链伸展并相互缠绕提供结构力。基于降低表面张力、形成坚固界面膜和增加外相黏度的原理,笔者设计并研制了疏水链末端具有支化结构的乳化剂,其不但可以保证无土相存在时乳液的稳定性,还有助于提高外相黏度并有利于亲水固相的润湿反转,从而使钻井液具有较强的抗污染能力。基于变形封堵、吸附成膜机理,设计并研制了油分散聚

合物降滤失剂,其可与增黏提切剂协同作用形成超薄滤膜,不但可以降低滤失量,还可使钻井液具有一定的防漏能力。

2 无土相油基钻井液配方的确定

2.1 关键处理剂的配伍性

以油水比 80 : 20 的无土相油基基浆为基础,考察增黏提切剂、乳化剂和聚合物降滤失剂的配伍性。按照文献[1]的方法测试无土相油基基浆加入关键处理剂后的性能,结果见表1。从表1可以看出:无土相油基基浆的黏度和切力较低,加入增黏提切剂后黏度和切力明显升高,滤失量降低,再加入降滤失剂后滤失量降低更明显;加入重晶石后黏度和切力明显升高,滤失量略有升高,破乳电压显著提高。这说明,增黏提切剂可以通过增大外相黏度起到稳定油包水乳液的作用,油溶性降滤失剂通过封堵滤饼孔隙和增大外相黏度降低乳液的滤失量;重晶石的加入增大了乳液中颗粒之间的内摩擦力,表现为黏度和切力明显升高,破乳电压虽然明显提高,但乳液均匀程度降低,因此滤失量略有升高。从无土相油基基浆的综合性能可以看出,关键处理剂之间的配伍性良好。

表1 关键处理剂对无土相油基基浆性能的影响

Table 1 Effects of key treatment additives on performances of clay-free oil-based drilling fluid

配方	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V
1	9.5	9.0	0.5	1.0/0.5	0.06	10.6	402
2	20.0	16.0	4.0	3.0/3.5	0.25	5.2	451
3	23.0	17.0	5.0	3.0/3.5	0.29	1.8	490
4	51.0	37.0	14.0	6.5/7.5	0.38	2.0	836

注:配方1为240 mL柴油+60 mL CaCl₂溶液(CaCl₂质量分数为20%,下同)+5.0%乳化剂+3.0%CaO,即无土相油基基浆;配方2为配方1+2.0%增黏提切剂;配方3为配方2+3.0%降滤失剂;配方4为配方3+400 g重晶石;测试条件为在150 ℃下老化16 h,在60 ℃下测试。

2.2 增黏提切剂加量的优选

在配方为240 mL柴油+60 mL CaCl₂溶液+5.0%乳化剂+3.0%CaO+3.0%降滤失剂+400 g重晶石的无土相油基基浆中加入不同量的增黏提切

剂,在150 ℃下老化16 h,测其性能,结果见表2。从表2可以看出,随着增黏提切剂加量的增加,无土相油基基浆的表观黏度和塑性黏度基本呈线性增加,动塑比为0.19~0.25;当其加量大于2.0%时,无土相油基基浆的塑性黏度增加幅度较大,动塑比

表2 增黏提切剂加量对无土相油基基浆性能的影响

Table 2 The effect of viscosifier and strength-enhancing additives volume on the performance of clay-free oil-based drilling fluid

增黏提切剂加量/(%)	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V
1.0	43	38	5	3.0/5.0	0.23	3.6	650
1.5	47	39	8	3.5/5.0	0.20	2.2	590
2.0	50	40	10	4.0/5.0	0.25	0.8	550
3.0	71	60	11	7.0/8.0	0.19	0.4	620

呈降低趋势;其加量为 1.5%~2.0%时,无土相油基基浆的综合性能较好。因此,增黏提切剂最优加量为 1.5%~2.0%。

2.3 乳化剂加量的优选

在配方为 240 mL 柴油+60 mL CaCl₂ 溶液+1.5%增黏提切剂+3.0% CaO+3.0%降滤失剂+400 g 重晶石的无土相油基基浆中加入不同量的乳

化剂,在 150 ℃下老化 16 h 后测其性能,结果见表 3。从表 3 可以看出:当乳化剂加量为 3.0%时,无土相油基基浆的表观黏度和塑性黏度较大,API 滤失量为 4.5 mL,破乳电压仅为 450 V,说明在该乳化剂加量下无土相油基基浆的稳定性稍差;当其加量为 4.0%~5.0%时,无土相油基基浆的综合性能较好。因此,乳化剂的最优加量为 4.0%~5.0%。

表 3 乳化剂加量对无土相油基基浆性能的影响

Table 3 The effect of emulsifier contents on performance of clay-free oil-based drilling fluid

乳化剂加量, %	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V
3	60	50	10	7.0/9.0	0.20	4.5	450
4	50	42	8	4.0/5.0	0.25	2.2	810
5	55	44	11	4.0/5.0	0.25	1.0	1 050
6	57	46	11	6.0/8.0	0.24	1.5	1 100

2.4 降滤失剂加量的优选

在配方 240 mL 柴油+60 mL CaCl₂ 溶液+1.5%增黏提切剂+5.0% 乳化剂+3.0% CaO+400 g 重晶石的无土相油基基浆中加入不同量的降

滤失剂,在 150 ℃下老化 16 h 后测其性能,结果见表 4。从表 4 可以看出:随着降滤失剂加量的增加,无土相油基基浆的表观黏度呈线性增加;当其加量低于 3.0%时,塑性黏度不变,动塑比和动切力呈线性增加趋势,说明降滤失剂和增黏提切剂形成了

表 4 降滤失剂加量对无土相油基基浆性能的影响

Table 4 The effect of filtrate loss additive volumes on the performance of clay-free oil-based drilling fluid

降滤失剂加量, %	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V	高温高压滤失量/mL
1.0	47.5	40	7.5	3.0/4.0	0.19	1.0	415	4.8
2.0	48.5	40	8.5	2.0/3.0	0.21	1.2	590	0.8
3.0	50.0	40	10.0	2.0/3.0	0.25	0.4	550	0.2
4.0	57.5	48	9.5	2.5/3.5	0.53	0.6	620	

协同增效作用;降滤失剂加量为 2.0%~3.0%时,无土相油基基浆的综合性能较好。因此,降滤失剂的最优加量为 2.0%~3.0%。

根据以上关键处理剂加量的优选结果,确定无土相油基钻井液的配方为:300 mL 基液+1.5%~3.0%增黏提切剂+3.0%~4.0%乳化剂+3.0% CaO+2.0%~3.0%降滤失剂+重晶石,基液由不同体积比的柴油和 CaCl₂ 溶液组成。

表 5 温度对无土相油基钻井液综合性能的影响

Table 5 The effect of temperature on performance of the clay-free oil-based drilling fluid

老化温度/℃	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V
80	63	50	13	6.0/7.5	0.26	2.8	650
110	57	44	13	5.0/6.5	0.30	2.0	770
130	58	46	12	4.5/5.5	0.26	2.0	760
150	55	45	10	3.5/5.0	0.22	1.4	700
160	50	41	9	4.0/5.5	0.22	1.0	820

3 性能评价

3.1 抗温性能

按上文中无土相油基钻井液配方配制油水比 80:20、密度 1.6 kg/L 的无土相油基钻井液,在不同温度下老化 16 h 后测其性能,结果见表 5。

从表 5 可以看出,随着老化温度升高,无土相油基钻井液的表现黏度、塑性黏度、动塑比和 API 滤失量有略微降低的趋势,破乳电压小幅升高,说明该无土相油基钻井液在 80~160 ℃ 性能稳定,能抗 160 ℃ 高温,具有良好的热稳定性。

表 6 加重对无土相油基钻井液综合性能的影响

Table 6 The effect of weighting materials on the performance of clay-free oil-based drilling fluid

密度/(kg·L ⁻¹)	表现黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V
1.2	32	26	6	1.5/2.0	0.22	1.2	510
1.4	40	33	7	3.0/4.0	0.21	0.8	680
1.6	50	41	9	3.0/5.0	0.22	0.8	800
1.8	55	43	13	4.0/5.5	0.28	0.4	900
2.0	61	48	13	4.0/6.0	0.27	0.2	1 100
2.2	68	52	16	4.5/6.5	0.31	0.8	1 500

观黏度、塑性黏度和切力逐渐增大,但其性能还能满足钻井要求,说明该钻井液具有良好的加重性能。

3.3 抗污染性能

按配方 240 mL 柴油+60 mL CaCl₂ 溶液+2.0% 增黏提切剂+4.0% 乳化剂+3.0% 降滤失剂+

3.2 加重性能

配制不同密度的无土相油基钻井液,在 150 ℃ 下老化 16 h 后测其性能,结果见表 6。从表 6 可以看出,随着密度增大,虽然无土相油基钻井液的表

3.0%CaO+400 g 重晶石配制无土相油基钻井液,分别加入不同量的钻屑或水,在 150 ℃ 下老化 16 h 后测其性能,结果见表 7 和表 8。

从表 7 可以看出,随钻屑侵入量增大,无土相油基钻井液的主要性能参数变化不大,这说明无土相油基钻井液抗钻屑污染能力强。

表 7 钻屑侵入量对无土相油基钻井液综合性能的影响

Table 7 The effect of invading cuttings on rheological properties of the clay-free oil-based drilling fluid

钻屑侵入量, %	表现黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V
0	50	41	9	4.0/5.5	0.22	1.4	670
3	51	42	9	4.5/5.5	0.21	1.0	630
5	54	44	10	5.0/6.0	0.23	2.0	810
7	55	42	13	4.5/6.0	0.30	1.6	850
10	60	46	14	5.0/6.0	0.30	1.0	920
15	58	46	12	4.5/6.0	0.26	1.4	800
20	57	48	9	3.5/5.0	0.19	2.0	670
30	61	50	11	5.0/7.0	0.22	1.8	750

表 8 水侵入量对无土相油基钻井液综合性能的影响

Table 8 The effect of invading water on rheological properties of the clay-free oil-based drilling fluid

水侵入量, %	表现黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V
0	50	41	9	4.0/5.5	0.22	0.8	670
5	55	45	10	4.0/6.0	0.22	1.0	600
10	60	49	11	5.0/6.0	0.22	1.4	500
15	65	50	15	5.5/7.0	0.30	1.0	430
20	77	58	19	6.0/7.5	0.33	2.0	360
20 ¹⁾	66	50	16	5.5/7.0	0.32	1.2	450

注:1)补加 2.0%乳化剂和 5.0%柴油。

从表 8 可以看出:随着水侵入量的增大,无土相油基钻井液的动塑比逐渐增大,破乳电压缓慢降低;

当侵入量达到 20%时,破乳电压低于 400 V,稳定性已达不到钻井要求,但补充乳化剂和 5%柴油后,破

乳电压又升至 400 V 以上。这说明,水侵入量低于 20%时,无土相油基钻井液的性能可以满足钻井要求。

3.4 润滑性能

采用极压润滑仪测定密度为 1.0 kg/L 的无土相油基钻井液和有土相油基钻井液的极压润滑系数,两者的极压润滑系数分别为 0.050 和 0.055。用重晶石将上述 2 种钻井液的密度加重至 1.8 kg/L,再测其极压润滑系数,两者的极压润滑系数分别为 0.055 和 0.080。由此可知,与有土相油基钻井液相比,无土相油基钻井液在用重晶石加重之后极压润滑系数无明显变化。分析认为,这是因为无土相油基钻井液中的增黏提切剂和降滤失剂具有一定的表面

活性,有利于重晶石的润湿和分散,降低固相颗粒之间的摩擦。这说明在密度较高的情况下,无土相油基钻井液的润滑性能较好。

3.5 油水比对钻井液性能的影响

配制密度为 1.6 kg/L,油水比分别为 90 : 10, 85 : 15,80 : 20,75 : 25 和 70 : 30 的无土相油基钻井液(油水比 90 : 10 的无土相油基钻井液中增黏提切剂、乳化剂和降滤失剂加量均为 3.0%;油水比 70 : 30 的无土相油基钻井液中增黏提切剂加量为 1.5%、降滤失剂加量为 2.0%、乳化剂加量为 5.0%),测其性能,结果见表 9。由表 9 可知,油水比降低时,通过调整增黏提切剂、降滤失剂和乳化剂的加量,可使无土相油基钻井液的性能保持稳定。

表 9 油水比对无土相油基钻井液综合性能的影响

Table 9 The effect of oil and water ratio on the performance of the clay-free oil-based drilling fluid

油水比	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	动塑比	API 滤失量/mL	破乳电压/V
90 : 10	40	33	7	2.5/3.5	0.21	1.6	1 580
85 : 15	44	36	8	3.0/5.0	0.22	1.0	1 300
80 : 20	50	41	9	3.5/4.5	0.22	0.8	800
75 : 25	52	42	10	3.0/4.5	0.24	0.6	720
70 : 30	55	43	12	3.5/5.0	0.28	1.0	550

4 现场试验

无土相油基钻井液在焦页 47-6HF 井、焦页 68-1HF 井、焦页 68-3HF 井和焦页 68-2HF 井等 4 口井进行了现场试验,平均机械钻速为 7.82 m/h,与使用有土相油基钻井液的 9 口邻井相比,机械钻速提高了 15.9%。钻进过程中,无土相油基钻井液性能稳定,润滑、抑制性能优越,携岩能力强,流变性能良好,井眼稳定,通井电测下套管顺利,保证了页岩气水平井的安全快速钻进。下面以焦页 47-6HF 井为例介绍现场试验情况。

焦页 47-6HF 井位于重庆市涪陵区天台乡辣子村 3 组,设计井深 5 090.00 m,实钻井深 5 217.00 m。该井三开井段钻进中存在井壁易失稳、井下摩阻大等难点,所以试验应用了无土相油基钻井液,其配方为柴油+20.0%CaCl₂ 溶液+3.0%~5.0%乳化剂+4.0%~5.0%增黏提切剂+2.0%~3.0%聚合物降滤失剂+3.0%CaO+重晶石,油水比为 80 : 20。该井三开钻进过程中,主要采取了以下维护处理措施:

1) 控制油水比,以降低含水波动对钻井液性能的影响;

2) 及时补充乳化剂、聚合物降滤失剂等材料,以补充岩屑、井壁吸附等造成的材料损耗;

3) 充分利用固相控制设备严格控制固相含量,并及时补充维护浆,维护浆的配方为柴油+20.0%CaCl₂ 溶液+3.0%~5.0%乳化剂+2.0%~3.0%增黏提切剂+1.0%~2.0%聚合物降滤失剂+3.0%CaO+重晶石,油水比为 80 : 20;

4) 在井壁稳定的情况下,尽量减少具有增稠作用封堵防漏材料的加量(如超细碳酸钙);

5) 控制钻井液密度;

6) 针对油基钻井液黏度对温度敏感的特性,长时间停泵、起下钻作业后,减少参与循环钻井液罐的数量,并降低循环罐的液面,以减少开钻时循环钻井液的体积,缩短循环升温时间。

通过采取上述钻井液维护处理措施,焦页 47-6HF 井三开钻进中无土相油基钻井液性能稳定,密度 1.30~1.44 kg/L,塑性黏度 28~40 mPa·s,固相含量 13%~25%,破乳电压 420~752 V,油水比 75 : 25~83 : 17。该井三开井段钻进顺利,平均钻

时 9 min/m, 水平段平均钻时 7 min/m, 水平段平均井径扩大率 1.1%。

焦页 47-6HF 井和焦页 47-4HF 井三开井段的泵压和钻井液密度情况如图 1 所示。这 2 口井的井身结构、机泵条件、钻具组合、排量相近, 而焦页 47-4HF 井三开井段使用有土相油基钻井液钻进。从图 1 可以看出, 焦页 47-6HF 井三开井段的泵压比焦页 47-4HF 井低, 而且焦页 47-6HF 井三开所使用无土相钻井液的密度比焦页 47-4HF 井三开所用有土相钻井液高, 这说明无土相油基钻井液具有良好的剪切稀释性, 有利于降低循环压耗和提高水功率传递。

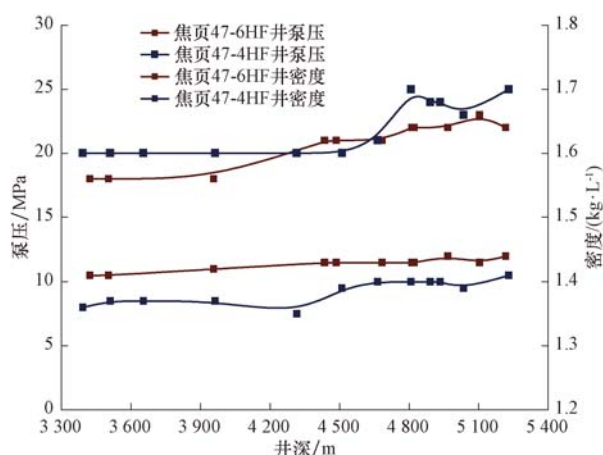


图 1 焦页 47-6HF 井和焦页 47-4HF 井三开井段的泵压和钻井液密度

Fig. 1 Pump pressure and density of drilling fluid in Well Jiaoye 47-6HF and Well Jiaoye 47-4HF

5 结论与建议

1) 针对有土相油基钻井液流变性不易控制的缺点, 在研制关键处理剂的基础上, 考察关键处理剂的配伍性并优选其加量, 形成了油水比 70 : 30 ~ 100 : 0、适用温度 80 ~ 160 °C、密度 0.9 ~ 2.2 kg/L 的无土相油基钻井液。

2) 现场应用表明, 无土相油基钻井液的性能稳定, 流变性易于控制, 维护处理简单, 且固相含量低、剪切稀释性好, 有利于提高机械钻速、降低循环压耗。

3) 建议开展抗高温高密度 (抗温 > 160 °C、密度 > 2.2 kg/L) 无土相油基钻井液的研究, 以扩大无土相油基钻井液的应用范围。

参考文献

References

- [1] TAUGBØ L K, LILLEDAL L, HENNING J, et al. The completion of subsea production wells eased by the use of a unique, high-density, solids-free, oil based completion fluid[R]. SPE 87126, 2004.
- [2] BURROWS K, CARBAJAL D, KIRSNER J, et al. Benchmark performance; zero barite sag and significantly reduced down-hole osers with the industry's first clay-free synthetic-based fluid[R]. SPE 87138, 2004.
- [3] CARBAJA D L, BURRESS C N, SHUMWAY W, et al. Combining proven anti-sag technologies for HPHT North Sea applications; clay-free oil-based fluid and synthetic, sub-mircon weight material[R]. SPE 119378, 2009.
- [4] ARAGO A F L, QUINTERO L, MARTINS A L, et al. A novel approach for drilling and gravel packing horizontal wells in the presence of reactive shales using a solids-free synthetic fluid [R]. SPE 102295, 2006.
- [5] van ZANTEN R, MILLER J J, BAKER C. Improved stability of invert emulsion fluids[R]. SPE 151404, 2012.
- [6] 吴满祥, 刘伟, 牟杨琼杰, 等. 无土相油基钻井液的研究与应用 [J]. 钻井液与完井液, 2014, 31(6): 21-23.
WU Manxiang, LIU Wei, MOUYANG Qiongjie, et al. Study on and application of clay-free oil base drilling fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2014, 31(6): 21-23.
- [7] 张小平, 王京光, 杨斌, 等. 低切力高密度无土相油基钻井液的研制 [J]. 天然气工业, 2014, 34(9): 89-92.
ZHANG Xiaoping, WANG Jingguang, YANG Bin, et al. Development of a clay-free oi-based drilling fluid with a low shearing force and high density [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(9): 89-92.
- [8] 陈在君. 高密度无土相油基钻井液研究及在四川页岩气水平井的应用 [J]. 钻采工艺, 2015, 38(5): 70-72.
CHEN Zaijun. Development of high density clay-free oil-based drilling fluid and its application in Sichuan shale gas horizontal well [J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(5): 70-72.
- [9] 凡帆, 王京光, 蔺文洁. 长宁区块页岩水平井无土相油基钻井液技术 [J]. 石油钻探技术, 2016, 44(5): 34-39.
FAN Fan, WANG Jingguang, LIN Wenjie. Clay-free oil based drilling fluid technology for shale gas horizontal wells in the Changning Block [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(5): 34-39.
- [10] 蓝强, 李公让, 张敬辉, 等. 无黏土低密度全油基钻井完井液的研究 [J]. 钻井液与完井液, 2010, 27(2): 6-9.
LAN Qiang, LI Gongrang, ZHANG Jinghui, et al. Study on clay-free low density whole oil base drill-in fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2010, 27(2): 6-9.

[编辑 刘文臣]