

定北区块抗高温钻井液体系优化

牛似成, 王锦昌, 袁立鹤

(中石化华北油气分公司石油工程技术研究院, 河南 郑州 450006)

摘要:定北区块储层深埋温高导致常规钻井液体系失效且复杂情况多发, 研制一套抗高温钻井液体系已成为解决定北区块钻井复杂情况多发的重要途径。总结分析定北区块钻遇复杂情况及钾铵基钻井液体系性能测试结果, 明确了钻井液优化方向——抗高温抑制性、稳定性、降滤失性和封堵能力。针对目前现场常用多种抗高温钻井液处理剂开展了流变性、滤失性、封堵性、润滑性等性能测试实验, 优选 SMC 和 SPNH 作为抗高温降滤失剂、KCl 和聚胺作为抗高温抑制剂、HQ-10 作为抗高温封堵剂、白油及石墨作为抗高温润滑剂、SF-1 作为抗高温稀释剂, 并得出最佳土粉含量为 4%, 最终得到了抗高温钻井液体系配方。室内性能评价实验表明, 该抗高温钻井液体系在 180 °C 热滚 72 h 后粘度、切力及失水仍满足设计要求, 且抗 NaCl 及 CaCl₂ 污染分别达到 10% 和 4%, 储层岩心伤害渗透率恢复值可达 80% 以上。定北抗高温钻井液配方的形成将为定北区块安全高效钻进提供保障。

关键词:抗高温钻井液; 钻井液处理剂; 定北区块

中图分类号:TE254 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2016)12-0023-05

Optimization of High Temperature-resisting Drilling Fluid in Dingbei Block/NIU Si-cheng, WANG Jin-chang, YUAN Li-he (Petroleum Engineering and Technology Research Institute of North China Branch, SINOPEC, Zhengzhou Henan 450006, China)

Abstract: The failure of conventional drilling fluid system and multiple complex situations caused by deep reservoir with high temperature in Dingbei block, it is necessary to develop a set of drilling fluid with high temperature tolerance. Through analyzing the essentials of well drilling incident and the properties of potassium ammonium based drilling fluid, it is clear that the drilling fluid should be improved in high temperature inhibition, stability, filtration reduction and sealing ability. A lot of high-temperature drilling treatment agents have been tested in rheology, filtration, sealing and lubrication, SMC and SPNH are chosen as anti high temperature filtration reducer, KCl and polyamine as anti high temperature inhibitor, HQ-10 as anti high temperature plugging agent, white oil and graphite as lubricant, SF-1 as anti high temperature diluent; the appropriate bentonite content is determined to be 4%, the high temperature drilling fluid system formula is finally obtained. The laboratory evaluation experiment shows that the viscosity, shear and water loss of this high temperature drilling fluid can still meet the design requirements after 180°C hot rolling for 72h and anti-contamination of NaCl and CaCl₂ are 10% and 4% respectively, the permeability recovery rate of damaged reservoir core can reach more than 80%. This high temperature drilling fluid formula will provide support to safe and effective drilling in Dingbei block.

Key words: high temperature drilling fluid; drilling fluid treatment agent; Dingbei block

0 引言

定北区块地处鄂尔多斯盆地西部, 横跨天环向斜及伊陕斜坡两个构造单元, 主要目的层下石盒子组、山西组和太原组埋深 3600 ~ 3900 m, 地温梯度 2.95 ~ 3.12 °C/100 m, 地层压力系数 0.85 ~ 0.97。

定北区块钻井勘探评价过程中易受地层发育状况影响, 发生井漏、井壁失稳及钻井液高温失效等问题, 定北 5 井钻遇高渗三叠系砂岩段形成虚厚泥皮

造成卡钻, 定北 8 井钻至目的层钻井液高温失效, 流变性变差、失水剧增, 此外这 2 口井均在奥陶系侵蚀层发生漏失^[1-2]。由此看来, 确保钻井液体系较高的高温稳定性、抑制性及封堵能力是实现高效安全成井的关键^[3-5]。

1 现用钻井液体系评价

目前, 定北区块钻井主要采用钾铵基聚合物钻

收稿日期: 2015-12-13; 修回日期: 2016-06-27

基金项目: “十三五”国家科技重大专项课题“鄂尔多斯盆地南缘低丰度致密低渗油藏开发关键技术”(编号: 2016ZX05048-001)

作者简介: 牛似成, 男, 汉族, 1987 年生, 助理工程师, 油气井工程专业, 硕士, 主要从事钻完井设计优化、油气井流体力学等研究工作, 河南省郑州市中原区陇海西路 199 号 719 室, niusicheng@126.com。

井液及钾铵基聚磺钻井液体系,钾铵基聚合物钻井液主要通过 K^+ 和 NH_4^+ 的晶格固定和离子交换作用来抑制泥页岩吸水水化膨胀,稳定井壁,并通过有效的封堵剂封堵地层的层理裂隙。钾铵基聚磺钻井液则在钾铵基聚合物钻井液的基础上补充磺化类抗

高温降滤失剂及沥青类防塌材料提高高温稳定性。两类钻井液体系常温及高温性能测试结果表明,两套钻井液体系高温稳定性、流变性 & 润滑性有待进一步提高(见表 1)。

表 1 现场抗高温钻井液性能评价

配 方	实验条件	FL_{API}/mL	FL_{HTHP}/mL	pH 值	$AV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$PV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	YP/Pa	$YP/PV/[\text{Pa}/(\text{mPa}\cdot\text{s})]$
钾铵基聚合物钻井液	室温	2.6		9.5	20.5	14	6.64	0.47
	180 ℃		31	9	21.5	17	4.60	0.27
钾铵基聚磺钻井液	室温	3		9.5	60	35	25.55	0.73
	180 ℃		14	9	31	28	3.07	0.11

注:高温老化后润滑系数为 0.32 左右。

2 抗高温钻井液处理剂优选

为改善定北区块钻井液体系高温稳定性、流变性 & 润滑性,针对多类处理剂开展了高温性能评价实验,通过实验结果初步优选出适合的抗高温处理剂,并初步形成抗高温钻井液配方。

2.1 抗高温降滤失剂优选

针对磺化褐煤树脂类、磺化酚醛树脂类两类降滤失处理剂^[6-8]进行了高温老化前后降失水测试,基浆为 4% 土粉 + 0.2% NaOH。实验结果表明,SPC-220 效果较好,但起泡较多,SMC 和 SPNH 起泡少且效果较好,5 种磺化酚醛树脂均失水较大。考虑到多类抗高温处理剂的协同作用,基于优选出的 SMC 和 SPNH 两种抗高温失水剂进行了不同比例下的组合实验,结果表明,混配后的降失水效果提升明显,且 2.5% SPNH + 3.5% SMC 混配时钻井液的失水最小(见表 2)。

表 2 磺化类抗高温降失水剂测试结果

配 方	实验条件	$AV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$PV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	YP/Pa	$YP/PV/[\text{Pa}/(\text{mPa}\cdot\text{s})]$	FL_{API}/mL
A(4% 土浆)	室温	7	4	3.07	0.77	28.8
	200 ℃	5	4	1.02	0.26	40
A + 3% SMC (1 号)	室温	3	3	0.00	0.00	9.8
	200 ℃	4	4	0.00	0.00	18.8
A + 3% SPNH (1 号)	室温	4.5	4	0.51	0.13	11.2
	200 ℃	5	4.5	0.51	0.11	16.8
	室温	5.5	4	1.53	0.38	11.8
	150 ℃	3.5	3	0.51	0.17	40.4
A + 3% SMP-2	200 ℃	5.5	5	0.51	0.10	40
	室温	6	5	1.02	0.20	5.4
A + 2.5% SPNH + 3.5% SMC	200 ℃	2.5	2	0.51	0.26	5.8

2.2 抗高温抑制剂优选

针对 5 类常用的抑制剂,采用前文中的基浆,开展 200 ℃ 高温老化前后粘度、常温中压滤失量测试(见表 3) & 强水敏性钻屑滚动回收率实验(见表 4),优选出流变性好、失水量低且滚动回收率高的抑制剂——聚胺、KCl 和 ZSC-201,混配测试结果表明,KCl 和聚胺、KCl 和 ZSC-201 复合抑制性要明显的比单一抑制剂的抑制性好。

表 3 6 类抗高温抑制剂抑制性测试结果

配 方	实验条件	$AV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$PV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	YP/Pa	$YP/PV/[\text{Pa}/(\text{mPa}\cdot\text{s})]$	FL_{API}/mL
B(4% 土粉)	室温	5.5	4	1.53	0.38	39.2
	200℃	3.5	3	0.51	0.17	38
B + 2% 聚胺 1	室温	2	2	0.00	0.00	全失
	200℃	1.5	1.5	0.00	0.00	全失
B + 2% SD-301	室温	2	2	0.00	0.00	36
	200℃	3	3	0.00	0.00	52
B + 2% KCl	室温	2	1	1.02	1.02	全失
	200℃	1.5	1	0.51	0.51	全失
B + 0.2% ZSC-201	室温	2	1.5	0.51	0.34	138
	200℃	2.25	1.5	0.77	0.51	170
B + 2% 聚胺 2	室温	1.5	1	0.51	0.51	243
	200℃	1.75	1.5	0.26	0.17	344

表 4 强水敏性钻屑滚动回收率测试结果

配 方	回收率/%	配 方	回收率/%
清水	1.78	C + 0.2% ZSC-201	6.69
C (4% 土浆 + 0.2% HV-CMC)	3.78	C + 5% KCl + 1% 聚胺	15.88
C + 5% KCl	7.05	C + 5% KCl + 0.2% ZSC-201	17.52
C + 1% 聚胺	4.18		

2.3 抗高温封堵防塌剂优选

对多种常用封堵防塌剂进行了高温老化前后流变性能及中压滤失量测试实验(见表 5),实验结果

表明,除乳化石蜡失效外,其余防塌剂 GFC-2、ZX-8(华星)、HX-1(华星)、磺化沥青(华孚)和 HQ-10 抗温效果较好,其中 ZX-8(华星)、HX-1(华星)和磺化沥青(华孚)都有荧光,而且仅 HQ-10 的软化点达到 180℃,故选用 HQ-10 作为封堵防塌剂。

表 5 不同类型封堵防塌剂高温老化性能评价

配 方	实验条件	AV/ (mPa· s)	PV/ (mPa· s)	YP/ Pa	YP/PV/ [Pa/ (mPa·s)]	FL _{API} / mL
A(4%土浆)	室温	7	4	3.07	0.77	28.8
	200℃	5	4	1.02	0.26	40
A+3% HQ-10(石大)	室温	3.5	3	0.51	0.17	13.2
	200℃	4.5	4	0.51	0.13	18.8
A+3%白沥青(培康)	室温 16 h	17	14	3.07	0.22	9.2
	200℃	6	5	1.02	0.20	36
A+3%磺化沥青(华孚)	室温	3	3	0.00	0.00	12.8
	200℃	10.5	9	1.53	0.17	14.4
A+3% HX-1(华星)	室温	3	3	0.00	0.00	15.2
	200℃	4	4	0.00	0.00	18
A+3% ZX-8(华星)	室温	4	4	0.00	0.00	10.2
	200℃	4.5	4.5	0.00	0.00	14.4
A+3% SDN-1(石大)	室温	5	4.5	0.51	0.11	21.8
	200℃	5	5	0.00	0.00	22.4
A+3%乳化沥青(湖北)	室温	10.5	6	4.60	0.77	20
	200℃	6.5	6	0.51	0.09	30
A+3%乳化石蜡(助剂)	室温	10.5	6	4.60	0.77	22.4
	200℃	失效				
高温封堵剂 3% GFC-2	室温	3	2	1.02	0.51	11
	200℃	3.5	2.5	1.02	0.41	14

2.4 抗高温润滑剂优选

室内对 8 种润滑剂进行了高温性能测试,通过综合对比高温条件下的润滑性、滤失量及粘度等参数优选抗高温润滑剂,见表 6。实验结果表明,ZRH-2、RH-102、白油和机油都是较好的润滑剂,但由于机油荧光较高,所以在基础配方中先选用 ZRH-2、RH-102 和白油作为润滑剂,机油作为备用材料。

基于润滑剂实用性及经济性考虑,优选白油作为主润滑剂,将其与固体石墨复配提高润滑性,测定了 2 种润滑剂在不同配比下的摩阻系数(见表 7),优选 2% 白油+1.5% 固体石墨。

2.5 抗高温稀释剂优选

室内对 7 种稀释剂进行了评价,并与 4% 土浆性能进行了对比,实验结果见表 8。

从表 8 中各种稀释剂的综合流变性和降滤失

表 6 8 种润滑剂高温润滑性对比

配 方	实验条件	AV/ (mPa· s)	PV/ (mPa· s)	YP/ Pa	YP/PV/ [Pa/ (mPa·s)]	FL _{API} / mL	K _f
D(4%土浆)	室温	5.5	4	1.53	0.38	29	0.17
	180℃	3.75	3.5	0.26	0.07	41	0.20
D+3%抗高温润滑剂	室温	6	4	2.04	0.51	23	0.19
	180℃	3.5	3	0.51	0.17	27	0.53
D+3%机油	室温	7.5	5	2.56	0.51	24	0.17
	180℃	4.5	4	0.51	0.13	35	0.08
D+3% ZR-1	室温	6	4	2.04	0.51	22	0.11
	180℃	4.5	4	0.51	0.13	35	0.17
D+3% RH-102	室温	5.5	4	1.53	0.38	19	0.15
	180℃	3.5	3	0.51	0.17	32	0.13
D+3%白油	室温	6	4	2.04	0.51	24	0.16
	180℃	4	4	0	0	30	0.13
D+3% RHJ-1	室温	10.5	6	4.60	0.77	22.4	0.03
	150℃	失效,有结块					
D+3% RHJ-2	室温	6.5	5	1.53	0.31	19.6	0.03
	150℃	失效,有石蜡块析出,搅拌后有汽包且难消泡					
D+3% ZRH-2	室温	6	4	2.04	0.51	23	0.10
	180℃	4.5	3	1.53	0.51	28	0.11

表 7 白油及石墨不同复配比例下的摩阻系数

配 方	摩阻系数	配 方	摩阻系数
基浆	0.2245	基浆+1.5%石墨	0.1088
基浆+1%白油	0.1223	基浆+2%白油+1%石墨	0.1007
基浆+2%白油	0.1073	基浆+2%白油+1.5%石墨	0.0998
基浆+2.5%白油	0.1055	基浆+2.5%白油+1%石墨	0.1024
基浆+1%石墨	0.1136	基浆+2.5%白油+1.5%石墨	0.0788

注:基浆:4%土粉+0.2% NaOH+0.1% KPAM。

表 8 各类抗高温稀释剂综合性能对比

配 方	实验条件	AV/ (mPa· s)	PV/ (mPa· s)	YP/ Pa	YP/PV/ [Pa/ (mPa·s)]	FL _{API} / mL
D(4%土浆)	室温	5.5	4	1.53	0.38	28
	200℃	3.5	3	0.51	0.17	38
D+3% SF-150	室温	3	3	0.00	0.00	9.2
	200℃	13	9	4.09	0.45	21.6
D+3% SF-1	室温	3	3	0.00	0.00	17.2
	200℃	3.5	3	0.51	0.17	22.4
D+3% SMT	室温	3	3	0.00	0.00	22
	200℃	9.5	6	3.58	0.60	28.8
D+3% SF-200P	室温	3	3	0.00	0.00	8.4
	200℃	6.5	6	0.51	0.09	8.6
D+3% PST	室温	5.5	5	0.51	0.10	11.6
	200℃/16 h	4	4	0.00	0.00	7
D+3% 甲基硅油	室温	3	3	0.00	0.00	9.2
	200℃	6.5	5	1.53	0.31	35.2
D+3% SF-260	室温	2.5	2	0.51	0.26	8.8
	200℃	12	8	4.09	0.51	38.8

效果可看出,SF-1 室温和高温条件下流变性变化

较小,且滤失量也变化较小,由此优选 SF-1 作为抗高温稀释剂。

2.6 土粉含量确定

基于前文各类抗高温处理剂的性能测试及加量优化结果,确定了除土粉外的钻井液基浆配方: 0.2% Na_2CO_3 + 0.5% NaOH + 1% PFL-H + 2.5% SPNH + 3.5% SMC + 3% HQ-10 + 2% QS-2 + 1% SF-1 + 2% 白油 + 1.5% 石墨。基于该基浆配方测定不同土粉含量下钻井液在高温加热前后的性能变化,土粉含量分别为 2%、3%、4%、5% 及 6%,测试结果见表 9。土粉含量增加,钻井液表观粘度增加,但流变性及高温高压失水变化不大,土粉含量控制在 3%~5% 为宜,最佳土粉含量为 4%。

表 9 不同土粉含量下钻井液性能测试结果

配 方	实验 条件	$\Phi 600$	$\Phi 300$	AV/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	PV/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	YP/ Pa	YP/PV/ [Pa/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)]	FL _{API} / mL
2% 土浆	室温 200℃	7	4	3.5	3	0.51	0.17	42.00
粘度过低,无法测量								
3% 土浆	室温 200℃	9	5	4.5	4	0.51	0.13	34.00
		5	3	2.5	2	0.51	0.26	43.00
4% 土浆	室温 200℃	11	7	5.5	4	1.53	0.38	28.00
		7	4	3.5	3	0.51	0.17	38.00
5% 土浆	室温 200℃	14	8	7	6	1.02	0.17	26.40
		7	4	3.5	3	0.51	0.17	36.80
6% 土浆	室温 200℃	17	12	8.5	5	3.58	0.72	23.40
太稠								

3 抗高温钻井液体系性能评价

基于前文优选出的各类处理剂,形成抗高温钻井液配方:4% 土粉 + 0.2% Na_2CO_3 + 0.5% NaOH +

5% KCl + 1% K-PAM + 2.5% SPNH + 3.5% SMC + 3% HQ-10 + 1% SF-1 + 2% 白油 + 1.5% 石墨 + 2% QS-2,并对优选出的钻井液配方进行抗高温稳定性、抗污染能力及储层伤害评价。

3.1 抗高温钻井液高温稳定性评价

鉴于定北区块储层深埋温高,高温稳定性是决定该钻井液体系能否应用于定北区块的关键。常规钻井液体系在高温条件下,粘土活性降低,聚合物降解严重,处理剂在粘土表面的吸附作用会明显减弱,出现高温增稠或高温减稠,导致性能不稳定^[12-16]。针对优化形成的抗高温钻井液体系开展高温稳定性评价,通过抗高温钻井液体系在高温及不同热滚时长下的性能参数变化,判定抗高温钻井液体系高温稳定性优劣,根据定北区块探井井底温度确定测试温度为 180℃,热滚时长分别定为 16、42 和 72 h,测试结果见表 10。抗高温钻井液体系经过长时间高温老化后,粘度及切力变化较小,API 失水量始终控制在 5 mL 以下,符合现场应用条件。

3.2 抗高温钻井液抗污染能力评价

鉴于定北区块地层水为氯化钙水型,含有大量的钙离子和氯离子,须对优化形成的抗高温钻井液体系开展抗污染能力评价。室内实验通过改变 NaCl 和 CaCl_2 的加量后抗高温钻井液体系的性能变化,评价抗高温钻井液体系的抗污染能力,实验测试结果见表 11。随着 NaCl 加量的增加,抗高温钻井液体系粘度先降低后增加,但整体上流变性参数变化不大,抗 NaCl 可达 10%;随着 CaCl_2 加量的增加,粘度有所增加,抗 CaCl_2 可达 4%。

表 10 抗高温钻井液体系高温稳定性评价实验结果

实验条件	$\Phi 600$	$\Phi 300$	AV/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	PV/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	YP/Pa	YP/PV/[Pa/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)]	初切/终切/(Pa/Pa)	FL _{API} /mL	pH 值
室温	131	81	65.5	50	15.84	0.32	2/7.5	3	9.5
180℃/16 h	97	61	48.5	36	12.78	0.35	2.5/6.5	4	9
180℃/48 h	96	61	48	35	13.29	0.38	2.5/6	3.8	9.5
180℃/72 h	98	60	49	38	11.24	0.30	2.5/6.5	4	9
180℃/96 h	102	69	51	33	18.40	0.56	3/7	4.2	9

3.3 抗高温钻井液储层伤害评价

采用高温高压动态污染仪模拟地层温度、压力及环空钻井液返速对定北区块储层岩心进行了动态伤害评价实验,实验采用的钻井液体系分别为原钾铵基聚合物钻井液体系和抗高温钻井液体系,采用

的岩心及实验测试结果分别见表 12。原钾铵基聚合物钻井液体系岩心渗透率恢复率低于 75%,抗高温钻井液体系岩心渗透率恢复率高于 80%,即优化后的抗高温钻井液体系可提高渗透率恢复值,降低储层伤害程度,达到保护储层的目的。

表 11 抗高温钻井液体系抗污染能力实验评价结果

编号	实验条件	Φ600	Φ300	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV/[Pa/(mPa·s)]	初切/终切/(Pa/Pa)	FL _{API} /mL	pH 值
1	室温	131	81	65.5	50	15.84	0.32	2/7.5	3	9.5
	180℃/16h	97	61	48.5	36	12.78	0.35	2.5/6.5	4	9
	1%NaCl	88	55	44	33	11.24	0.34	2.5/6		9
	4%NaCl	89	55	44.5	34	10.73	0.32	2.5/6		9
	5%NaCl	107	67	53.5	40	13.80	0.34	3/8	4.4	9
2	室温	131	81	65.5	50	15.84	0.32	2/7.5	3	9.5
	180℃/16h	97	61	48.5	36	12.78	0.35	2.5/6.5	4	9
	0.5%CaCl ₂	109	68	54.5	41	13.80	0.34	3/7.5		9
	1.5%CaCl ₂	100	62	50	38	12.26	0.32	2.5/7		9
	2%CaCl ₂	124	76	62	48	14.31	0.30	3/9	4.2	9

表 12 储层岩心伤害评价实验结果

钻井液体系	层组	直径/ cm	长度/ cm	孔隙 度/%	气测渗透率/ (×10 ⁻³ μm ²)	污染前 K _{g1} / (×10 ⁻³ μm ²)	污染后 K _{g2} / (×10 ⁻³ μm ²)	渗透率恢 复值/%	截污染断 面 0.5 cm	渗透率恢 复值/%
原钾铵基聚合物钻井液	山西组 1 段	2.474	4.2	7.2	0.325	0.325	0.242	74.6	0.270	83.2
抗高温钻井液体系	山西组 1 段	2.468	3.492	6.8	0.309	0.309	0.256	82.7	0.273	88.2

4 结论

(1)通过室内实验优选出抗高温降滤失剂、抗高温抑制剂、抗高温封堵剂、抗高温润滑剂和抗高温稀释剂,并优选形成了定北区块抗高温钻井液体系配方。

(2)室内评价实验表明,抗高温钻井液体系具有较好的高温稳定性、较强的抗盐侵及钙侵污染能力,且对储层岩心伤害较小,具有较高的储层渗透率恢复率,具有较好的现场应用价值。

参考文献:

[1] 梁冠民,杨成超,李德荣,等.定北 8 井高温深井钻井技术实践与认识[J]. 钻采工艺,2010,33(5):116-117.
[2] 解超,梅永刚.宁深 1 井深井高温钻井液技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2012,39(6):27-30.
[3] 田璐,李胜,王彬,等.聚胺钻井液体系在定北区块的应用[J]. 钻采工艺,2014,37(2):97-99.
[4] 张喜民,汪保华.定北 11 井钻井液技术[J]. 中国石油和化工标准与质量,2016,(1):140.
[5] 徐江,张国,梅春桂,等.鄂尔多斯盆地深部复杂地层钻井液技术[J]. 钻井液与完井液,2012,29(2):24-26,29.

[6] 王中华,王旭.超高温钻井液体系研究—抗盐高温高压降滤失剂研制[J]. 石油钻探技术,2009,37(5):5-9.
[7] 王中华.超高温钻井液降滤失剂 P(AMPS-AM-AA)/SMP 的研制[J]. 石油钻探技术,2010,38(3):8-12.
[8] 马喜平,朱忠祥,侯代勇,等.抗高温钻井液降滤失剂的评价及其作用机理[J]. 石油化工,2016,45(4):453-460.
[9] 吴艳利,李晓新.抗高温钻井液降滤失剂的研究进展及发展方向[J]. 天津化工,2012,26(5):9-11.
[10] 王显光,杨小华,王琳,等.国内外抗高温钻井液降滤失剂研究与应用进展[J]. 中外能源,2009,14(4):37-41.
[11] 郑锟,蒲晓林.新型抗高温钻井液降滤失剂的合成与性能评价[J]. 钻井液与完井液,2008,25(2):14-16.
[12] 朱宽亮,王富华,徐同台,等.抗高温水基钻井液技术研究与应用现状及发展趋势(Ⅰ)[J]. 钻井液与完井液,2009,26(5):60-68.
[13] 朱成焱.抗高温钻井液技术研究[J]. 科技创新导报,2012,(11):89.
[14] 靳书波.塔河油田钻井液体系优化[J]. 钻井液与完井液,2002,19(6):50-54.
[15] 胡继良,陶士先,单文军,等.超深井高温钻井液技术概况及研究方向的探讨[J]. 地质与勘探,2012,48(1):155-158.
[16] 卜海.孙金声,王成彪,等.超高温钻井液的高温流变性研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2012,34(4):122-126.