

新型水基钻井液体系在页岩气钻井中应用探讨

方 静¹, 肖绪玉²

(1. 中石化西北油气分公司工程技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011; 2. 中国地质大学(北京), 北京 100083)

摘要: 目前中国页岩气水平井水平段钻井主要使用油基钻井液, 但油基岩屑处理费用昂贵, 急需开发和应用一种具有环境保护特性的高性能水基钻井液体系。通过室内实验, 优选出适合于水基钻井液的封堵剂、降失水剂等主要处理剂, 进而研制出了钾铵基聚磺成膜钻井液体系配方, 并进行了抗温性、润滑性、防塌抑制性、封堵性、抗污染性性能评价实验。结果表明: 钾铵基聚磺钻井液流变性能良好, 抗温可达 150℃; 润滑性能优良, 具有较好的抗盐、抗钙污染性能和防漏封堵性能, 防塌抑制性强。

关键词: 水基钻井液; 新型钻井液; 页岩气; 防塌抑制性; 封堵性; 润滑性

中图分类号: P634.6 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2016)07-0096-07

Discussion on Application of New Water-Based Drilling Fluid System in Shale Gas Drilling/FANG Jing¹, XIAO Xu-yu² (1. Sinopec Northwest Oil and Gas Branch Research Institute of Engineering and Technology, Urumqi Xinjiang 830011, China; 2. China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: Oil-based drilling fluid is mainly used for horizontal sections drilling of shale gas horizontal well in China. Due to the expensive cost of cutting treatment, it is urgent to develop and apply a high performance water-based drilling fluid system with environmental protection characteristics. By the laboratory experiments, main treatment agents of plugging agent and filtration-reducing agent were optimizingly selected, and the formula of potassium ammonium chloride based film-forming drilling fluid system was developed with evaluation experiments on temperature resistance, lubrication, anti-collapse and inhibition, plugging and anti-pollution properties. The experimental results show that this drilling fluid has good rheology with excellent temperature resistance up to 150℃, it is also featured by good lubrication performance, strong resistance to salt and calcium pollution, leakage proof and plugging as well as strong anti-collapse and inhibition.

Key words: water-based drilling fluids; new drilling fluid; shale gas; anti-collapse and inhibition; plugging performance; lubrication

1 页岩气钻井液技术难点

油基钻井液是页岩气开发中应用最多的钻井液体系, 但是由于油基钻井液存在诸多问题, 所以科研人员在开发页岩气水基钻井液方面进行了大量探索^[1-7]。页岩具有层理和微裂缝较发育的地层特点^[8-9], 钻井液滤液易进入页岩地层中, 在长水平段钻井施工过程中存在较多问题, 主要表现在以下几点。

1.1 井壁失稳的问题

页岩地形一般比较脆弱, 容易发生坍塌, 这也是大部分页岩气钻井中出现井眼问题的缘故。而导致井壁失稳的原因主要有以下 3 个方面^[10]: (1) 在钻井液进入岩层间隙时, 页岩与孔隙中液体发生相互作用, 使得粘土层之间的膨胀应力与水化力大小发生改变导致页岩层部分被拉伸破裂; (2) 滤液在

渗透性较低的页岩地层中缓慢渗入, 使得原本用以支撑的钻井液的压力与井壁空隙的压力达到平衡, 再加上水化应力的作用增强了孔隙压力, 减少页岩之间的粘结力而导致井壁失稳; (3) 如遇到岩层中含有部分遇水发生膨胀的水敏性岩石, 在遇到钻井液滤液时将会使力学平衡被打破导致井壁失稳。

要避免发生井壁失稳, 在对钻井液选用时应当选择具有强抑制性和强封堵性的类型, 应能减少水与离子在页岩中的进出, 从而减少页岩的水化作用。

1.2 高扭矩和高摩擦阻力的问题

对于页岩气水平井而言, 其造斜率较高, 并且斜井段必须通过滑动才能钻进, 而在井壁处定向时容易形成台阶^[11-12]。由于水平井段较长, 井眼曲率大, 所以在水平井段, 通过定向滑动钻进时, 钻具与

收稿日期: 2016-04-29

作者简介: 方静, 女, 汉族, 1979 年生, 化学工程专业, 硕士, 现从事钻井液设计及相关研究工作, 新疆乌鲁木齐市长春南路 466 号中石化西北石油科研生产园区, f_jxj0123@foxmail.com。

井壁之间会形成较大的摩擦阻力,同时,井眼的水平段较长,套管下滑时,可能会发生粘卡现象。因此,钻井液必须具备较高的润滑能力。

1.3 岩层清理的问题

页岩具有易膨胀、易破碎的特点,在钻井的过程中可能会由于坍塌与振动产生大量碎块,并且页岩水平井造斜段的倾斜变化较大,增加了井眼的清洁难度^[13-14],所以在选用钻井液时必须注意钻井液的携砂能力,避免因岩屑清理不当而导致的卡钻。

水基钻井液与油基钻井液相比成本较低,更加安全环保,流变性受温度的影响较小,对钻井设备的适应性较强,在遇到井漏问题时易于处理。水基钻井液的井壁稳定性相对差,在遇到高温时易凝胶化,与有机钻井液相比润滑性较差,抑制性与封堵能力不稳定,因此水基钻井液能否具有良好的封堵与抑制能力,是否具有较好的抗温能力,直接影响水基钻井液在页岩气井中的应用。

2 钾铵基聚磺成膜钻井液体系主剂评价与优选

水基钻井液在页岩气井中应用的前提是该体系具有抑制性强、防塌堵漏性强、失水小、抗盐性能好等特点。实验对钾铵基聚磺成膜钻井液体系中几种主要的处理剂进行了性能的分析与评价。其中,抗高温聚合物降滤失剂 RHPT-1 是抗高温降滤失剂,成膜剂 CMJ 是一种新型的防塌堵漏剂,极压减摩剂 JM-1 是一种新型润滑剂。

2.1 抗高温降滤失剂 RHPT-1 评价

由 2-丙烯酸胺-2-甲基丙磺酸 AMPS 与其它单体共聚而成的钻井液降滤失剂普遍表现出较强的抗温、抗盐和抗钙性能。抗高温聚合物降滤失剂是丙烯酸胺 AM、AMPS、对苯乙烯磺酸钠 SSS 三元共聚物,所合成的共聚物中含有 -CONH₂、-NH₂、-CHCONH₂ 等亲水性强的极性基团,又含有 -(C₆H₄)SO³⁻ 抗盐抗温性能好的磺化基团,因此具有较好的抗温抗盐性能。

2.1.1 RHPT-1 降失水性能评价

实验选择 4% 淡水基浆(膨润土和水配制)和复合盐水基浆(氯化钠、膨润土和水配制),分别测定常温 and 高温老化后的 RTHP-1 的应用效果。结果见表 1。

在 4% 水基浆和复合盐水基浆中加入 RHPT-1 后,表观粘度及塑性粘度仅略有增加,而滤失量降低

表 1 RHPT-1 钻井液性能指标			
项 目	表观粘度/ (mPa·s)	塑性粘度/ (mPa·s)	滤失量/ mL
4% 淡水基浆	8~10	3~6	26~30
4% 淡水基浆 + 0.3% RHPT-1	常温, ≥15 200℃ 热滚 16 h, ≤10	≥10 ≤8	≤16 ≤21
复合盐水基浆	4~6	2~4	52~58
复合盐水基浆 + 1.5% RHPT-1	常温, ≥15 160℃ 热滚 16 h, ≥6	≥10 ≥5	≤10 ≤12

幅度很大,由此说明 RHPT-1 有良好的降滤失作用,且高温时性能相对稳定,抗高温性能很好。

2.1.2 RHPT-1 抑制性能评价

实验选择在淡水中加入不同量的 RHPT-1,分别测定 8 h 的泥页岩膨胀率,结果见表 2 和图 1。

表 2 RHPT-1 抑制性能评价								
配 方	初始 值/mm	泥页岩膨胀量/mm						8 h 泥页岩膨 胀降低率/%
		5 min	15 min	30 min	1 h	5 h	8 h	
清水	0	0.4	1.1	1.6	2.3	4.5	5.6	
0.05% RHPT-1	0	0.3	0.5	0.6	0.7	1.3	2.1	62.50
0.10% RHPT-1	0.1	0.3	0.5	0.6	0.7	1.3	1.9	66
0.15% RHPT-1	0	0.2	0.4	0.5	0.6	1.2	1.8	67.80
0.20% RHPT-1	0	0.1	0.3	0.4	0.5	1.2	1.7	69.60

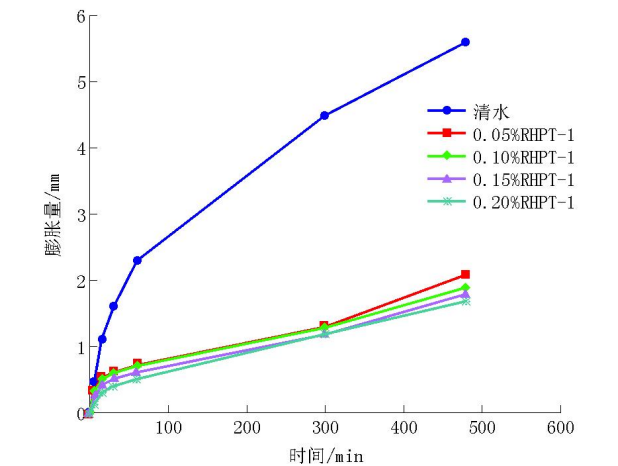


图 1 RHPT-1 抑制性能评价

由表 2、图 1 可以看出,降滤失剂 RHPT-1 有强抑制泥页岩水化分散的能力,与淡水相比,加入 RHPT-1 之后,膨胀量明显降低,并且随时间增长,抑制页岩水化分散的能力持续增强。

2.1.3 RHPT-1 与同类产品对比

实验评价了基浆添加低粘聚阴离子纤维素 LV-PAC、高粘聚阴离子纤维素 HV-PAC、RHPT-1、钻井液用金属离子聚合物 PMHC、水溶性 AMPS 多元共聚物 PAMS-900 和聚合醇水基防塌润滑剂 SF-1 六种聚合

物降失水剂,结果见表 3、图 2。

表 3 聚合物降滤失剂的优选结果				
聚合物降失水剂	条件	FL_{API}/mL	YP/Pa	$PV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$
0.5% LV-PAC	老化前	11	1.25	5.5
	老化后	38	2.25	5
0.3% HV-PAC	老化前	10	15	12.5
	老化后	35	3.25	6
0.5% RHPT-1	老化前	7	18	22.5
	老化后	17	13.25	25
0.5% PMHC	老化前	10	4	9
	老化后	40	2.75	5
0.5% PAMS-900	老化前	10	16	23
	老化后	24	3.25	5
0.5% SF-1	老化前	15	0.50	1.5
	老化后	31	0.75	3.5

注:基浆为 3% 膨润土 +0.2% Na_2CO_3 。

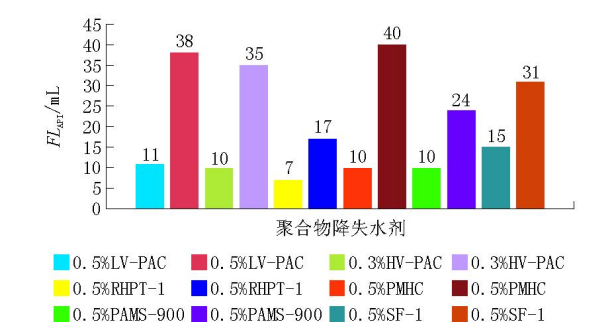


图 2 聚合物降滤失剂的优选结果

从实验结果可以看出,6 种聚合物中,RHPT-1 降失水效果最优,老化前后 FL_{API} 滤失量只有 7 和 17 mL,是所有对比产品中最低的,同时热滚前后流变性能变化小,显示抗温性能良好。

2.2 成膜剂 CMJ 评价

成膜剂 CMJ 产品,是由有机硅改性聚合物与抗高温黄原胶复配而成的高分子共混物,黄原胶能有效提高成膜强度,有机硅聚合物能够形成弱交联的网状结构,通过聚合物的分子结构、分子构型和在水溶液中的构象不同,在泥页岩上能够形成半透膜。

2.2.1 成膜剂 CMJ 降失水性能评价

在 3% 膨润土浆中加入不同量的成膜剂 CMJ,分别在常温中压和 80 ℃ 热滚 16 h、4.2 MPa 条件下测定钻井液常规性能,测试结果如表 4、表 5 所示。

从表 4、表 5 可以看出,相比较基浆而言,加入成膜剂后,常温中压和高温高压滤失量明显降低,并且随着成膜剂的加量增大,滤失量也降低,动切力提高。

2.2.2 成膜剂 CMJ 封堵性能评价

按照 API 标准测定成膜剂钻井液的滤失量,

表 4 钻井液常温中压性能							
钻井液配方	$AV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$PV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	YP/Pa	FL_{API}/mL	热滚前中压泥饼厚/mm	FL_{HTHP}/mL	热滚后中压泥饼厚/mm
基浆	3.5	3	0.5	33.5	0.5	24	1.5
基浆 +0.5%	9.5	7	2.5	20	0.5	23	1.5
基浆 +0.8%	11.5	7	4.5	19	0.5	20	2
基浆 +1.0%	13	8	5	18	0.5	20	2
基浆 +1.2%	13.5	8	5.5	17	0.5	22	2
基浆 +1.5%	16	9	7	12.8	0.5	22	2

注:基浆为 3% 膨润土浆。

表 5 80 ℃ 热滚 16 h 钻井液高温高压性能						
钻井液配方	$AV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$PV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	YP/Pa	FL_{API}/mL	FL_{HTHP}/mL	泥饼厚度/mm
基浆 +0.5%	6.5	5	0.5	12	42.5	2
基浆 +0.8%	9	6	3	18	33	2
基浆 +1.0%	11	8	3	15	28	2.4
基浆 +1.2%	11.5	7	4.5	15	16	2.4
基浆 +1.5%	19.5	11	8.5	14	20	2.6

注:基浆为 3% 膨润土浆。

测定完成后,将钻井液倒掉,所形成的泥饼和滤纸待用。在泥浆杯中,加入等量的自来水,重新放入测定 API 滤失量时形成的滤饼和滤纸,按照 API 测定滤失量的方法,分别测定出不同时间自来水的透过量,结果如表 6 和图 3 所示。

表 6 成膜钻井液泥饼透水量试验					
时间/min	滤失量/mL	滤失增量/mL	时间/min	滤失量/mL	滤失增量/mL
10	1	1	40	5	0.8
20	3	2	50	6	1
30	4.2	1.2	60	7	1

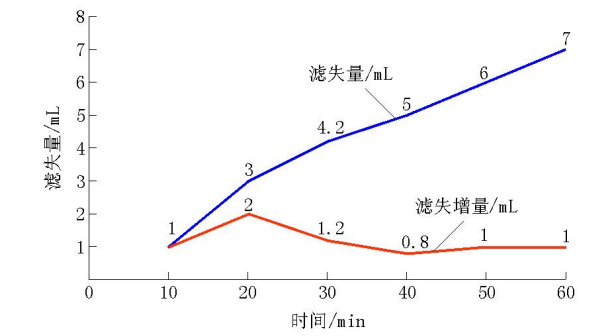


图 3 成膜钻井液泥饼透水量试验

从表 6、图 3 可以看出,形成的泥饼,具有很好的封堵作用,滤失量随时间基本一致,说明此膜结构性能稳定。

2.2.3 成膜剂 CMJ 承压能力评价

聚合物膜的承压评价实验是评价所形成膜质量

的一个重要参数。承压能力工艺测定:80 ℃ 温度下所形成的膜后,再换清水,观察在 4.2 MPa 压力下 0.5 h 的清水滤失量。实验结果如表 7 所示。

表 7 膜承压清水滤失量	
实验条件	滤失量/mL
常温高压(25 ℃、0.69 MPa)	6
高温高压(80 ℃、4.2 MPa)	7.5

由表 7 可以看出,加入成膜剂后形成的聚合物泥饼能有效承受压力,减少液柱压力作用下渗透进地层中的钻井液滤液量。

2.2.4 成膜剂 CMJ 与同类产品的对比

对比试验选用 DS-301 阳离子乳液聚合物钻井液体系,实验配方为:3% 钠膨润土 + 0.2% 纯碱 + 0.3% 高分子乳液聚合物 DS-301 + 1% RHPT-1 + 3% 乳化沥青 RHJ-3 + 0.5% 有机硅醇抑制剂 DS-302 + 0.5% 页岩抑制剂 HPA,对比成膜剂 CMJ 与成膜剂 BTM 的性能。常温钻井液性能测试结果与 130℃ 热滚后性能测试结果如表 8、表 9 所示。

表 8 常温钻井液性能测定结果					
成膜剂加量/ %	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	泥饼厚度/ mm
CMJ,0.6	69	39	30	2.2	0.5
BTM,0.6	58	36	22	4.6	0.5
CMJ,0.8	74.5	39	35.5	2.3	0.5
BTM,0.8	62	37	25	4.2	0.5

表 9 130 ℃ 16 h 老化后钻井液性能测定结果					
成膜剂加量/ %	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	FL _{HTHP} / mL
CMJ,0.6	47.5	28	19.5	4.8	24
BTM,0.6	45	28	17	5.2	23
CMJ,0.8	52.5	30	22.5	4.2	25
BTM,0.8	41	25	16	5.4	24

从表 8 和表 9 可以看出,加入相同量的成膜剂,成膜剂 CMJ 的钻井液体系的滤失量要低于加入成膜剂 BTM 的钻井液体系的滤失量,所以成膜剂 CMJ 优于成膜剂 BTM。

从上述评价实验可以看出,成膜剂 CMJ 具有较好的降失水能力、抗温能力、封堵性能和承压能力,所形成的泥饼能有效阻止滤液的透过,减少自由水和页岩接触,从而减少了页岩水化,减少了井壁失稳。由于实验是在膨润土钻井液中进行的,实验过程中没有不良反应,所以成膜剂 CMJ 与常用的膨润土钻井液具有很好的配伍性能。

2.3 极压减摩剂 JM-1 评价

极压减摩剂 JM-1 分两步进行合成,首先合成出能溶于基础油的有机钼主剂,然后在分散剂作用下,将有机钼溶解于基础油中,充分溶解均匀后,即为极压减摩剂 JM-1 产品。

2.3.1 极压减摩剂 JM-1 润滑性能评价

实验采用 EP 极压润滑仪,按照 API 标准测试普通淡水钻井液:水 + 5.5% 膨润土 + 0.4% 纯碱,在不同 JM-1 加量下润滑性能的变化,具体评价结果见表 10。

表 10 JM-1 在淡水钻井液中的润滑性能		
JM-1 加量/%	粘附系数降低率/%	润滑系数降低率/%
0		
0.5	63.6	81.3
1.0	81.8	83.3
1.5	83.6	91.5
2.0	85.1	93.5

采用复合盐水钻井液,测定不同 JM-1 加量条件下的钻井液润滑性能的变化,具体评价结果见表 11。

表 11 JM-1 在复合盐水钻井液中的润滑性能		
JM-1 加量/%	摩阻系数 K	润滑系数降低率/%
0	0.815	
1.0	0.489	40.0
2.0	0.326	60.0
3.0	0.245	70.0

从表 10 与表 11 可以看出,极压减摩剂 JM-1 在淡水体系中减摩效果良好,能够大幅地提升钻井液的润滑性能;在复合盐水钻井液体系中,极压减摩剂 JM-1 基本没有受到矿化度的影响,整体减摩性能优良。

2.3.2 极压减摩剂 JM-1 抗温性能评价

实验采用 4% 膨润土钻井液,加入 1% 极压减摩剂 JM-1,分别测定在不同温度条件下老化 16 h 后的钻井液润滑系数变化。具体实验结果见表 12。

表 12 温度对钻井液润滑剂性能影响		
温度/℃	泥饼粘附系数 K _f	润滑系数 K
40	0.020	0.060
80	0.025	0.055
120	0.025	0.046

从实验结果来看,随着温度的升高,泥饼粘附系数略有增加,而润滑系数略有下降,温度对极压减摩

剂 JM-1 的影响较小,该产品具有较强的抗温能力。

2.3.3 极压减摩剂 JM-1 对钻井液性能的影响

实验选择普通淡水钻井液与复合盐水钻井液,

测试加入极压减摩剂 JM-1 前后,钻井液性能的变化,具体实验结果见表 13。

实验结果表明,无论对复合盐水钻井液还是

表 13 JM-1 对钻井液性能的影响

配 方	$PV/(mPa \cdot s)$	YP/Pa	n	k	$\rho/(g \cdot cm^{-3})$	FL_{API}/mL	泥饼厚度/mm	静切力/Pa	pH 值
淡水钻井液	5	4.5	0.4	0.55	1.03	23.5	1.0	4.6/6	9
淡水钻井液 + 1% JM-1	5	4.5	0.4	0.55	1.03	20	1.0	4.5/6	9
复合盐水钻井液	18	5.5	0.7	0.18	1.06	8.5	1.0	1.5/3.5	7
复合盐水钻井液 + 3% JM-1	16	5	0.7	0.16	1.05	6.2	1.0	1.5/3.5	7

淡水钻井液,极压减摩剂 JM-1 的加入对于钻井液流变性能几乎没有影响,而对于钻井液的降滤失性能有所提高,整体的滤失量都略有降低。

分别在淡水钻井液和复合盐水钻井液中加入一定量的极压减摩剂 JM-1,高速搅拌 30 min 后,观察钻井液上层无泡沫产生;用钻井液密度计测量搅拌前后的钻井液密度,测试结果表明,加入 JM-1 前后的钻井液密度没有变化,由此可以看出极压减摩剂 JM-1 的加入不会导致钻井液起泡,具体实验结果见表 14。

表 14 JM-1 对钻井液起泡性能的影响

配 方	高速搅拌前密度/ ($g \cdot cm^{-3}$)	高速搅拌后密度/ ($g \cdot cm^{-3}$)
淡水钻井液	1.03	1.03
淡水钻井液 + 1% JM-1	1.03	1.03
复合盐水钻井液	1.07	1.07
复合盐水钻井液 + 3% JM-1	1.065	1.065

2.3.4 极压减摩剂 JM-1 与常用润滑剂性能对比

选择现阶段国内一些常用的润滑剂,评价不同润滑剂在淡水钻井液的润滑性能,具体结果见表 15。

表 15 淡水钻井液润滑剂性能评价

体 系	泥饼粘附 系数 K_f	降低 率/%	润滑 系数 K	降低 率/%
3% 淡水钻井液	0.11		0.48	
3% 淡水钻井液 + 1% 白油润滑剂	0.04	63.6	0.21	56.3
3% 淡水钻井液 + 1% 无荧光润滑剂	0.04	63.6	0.15	68.8
3% 淡水钻井液 + 1% 水基润滑剂	0.09	18.2	0.10	80.3
3% 淡水钻井液 + 1% JM-1	0.02	81.8	0.08	83.3

由表 15 可以看出,极压减摩剂 JM-1 在淡水钻井液中具有有良好的润滑性能,减摩效果明显优于国内同类产品。

2.3.5 评价

从上述评价实验可以看出,极压减摩剂 JM-1

具有较好的抗温能力和润滑性能,性能优于国内同类产品。

2.4 小结

以上实验数据表明 RHPT-1 具有较好的抑制性和降失水性,成膜剂 CMJ 具有较好的封堵性和降失水性,极压减摩剂 JM-1 具有较好的润滑性,并且对钻井液流变性几乎没有影响,同时,3 种主要处理剂均具有较好的抗温能力以及与膨润土钻井液具有较好的配伍性能。

实验通过正交实验的方法最终优选出了钾铵基聚磺成膜钻井液体系最佳配方为:3% 膨润土 + 0.2% 纯碱 + 0.3% 高分子乳液聚合物 DS-301 + 1% 抗高温降滤失剂 RHPT-1 + 3% 乳化沥青 RHJ-3 + 0.5% 有机硅醇抑制剂 DS-302 + 0.5% 页岩抑制剂 HPA + 5% 氯化钾 KCl + 0.8% 成膜剂 CMJ + 2% 磺化酚醛树脂 SMP + 1% 磺化褐煤树脂 SPNH + 0.5% 极压减摩剂 JM-1。

3 钾铵基聚磺成膜钻井液体系综合性能评价

通过抗温性能,抗盐性能,抗钙性能,密度稳定性,抗钻屑污染等方面对优选出的钾铵基聚磺成膜钻井液体系进行评价。

3.1 钾铵基聚磺钻井液体系抗温性能评价

在最佳钻井液体系配方下,测定常温和 150 ℃ 条件下不同成膜剂加量的钻井液体系的抗温性能。常温中压钻井液性能测试结果为:成膜剂加量 0.8% , AV 44 $mPa \cdot s$, PV 30 $mPa \cdot s$, YP 14 Pa , FL_{API} 2.2 mL,瞬时漏失 0.5 mL,泥饼厚度 0.5 mm;150 ℃ 16 h 老化后钻井液性能测定结果为:成膜剂加量 0.8% , AV 31 $mPa \cdot s$, PV 25 $mPa \cdot s$, YP 6 Pa , FL_{API} 6 mL , FL_{HTHP} 24 mL,泥饼厚度 2 mm。

由上述结果可以看出,钾铵基聚磺成膜钻井液体系抗高温可达 150 ℃ ,抗高温性能较好。高温下

该体系滤失相对较小,所以该体系高温封堵性能较好。高温下该体系动切力为 6 Pa,这说明该体系携岩效果较好,满足页岩地层施工要求。

3.2 钾铵基聚磺钻井液体系抗氯化钾性能评价

在最佳钻井液体系配方下,测定常温和 150 ℃条件下不同 KCl 加量的钻井液体系的抗盐性能,结果如表 16 和表 17。

表 16 常温钻井液性能测定结果					
KCl 加量/ %	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	泥饼厚度/ mm
0	69	39	30	2.2	0.5
5	51	26	25	4.2	0.5
10	41	21	20	5	0.5

表 17 150 ℃16 h 老化后钻井液性能测定结果						
KCl 加 量/%	AV/ (mPa• s)	PV/ (mPa• s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	FL _{HTHP} / mL	泥饼厚 度/mm
0	47.5	28	19.5	4.8	24	1.5
5	36.5	21	15.5	3.6	20	2
10	32	20	12	4.4	22	2

由表 16、表 17 可以看出,钾铵基聚磺成膜钻井液体系有较强的抗氯化钾能力,对于加入不同量的 KCl,常温中压滤失量和高温高压滤失量变化幅度不大。

3.3 钾铵基聚磺钻井液体系抗氯化钠性能评价

在最佳钻井液体系配方下,测定常温和 150 ℃条件下不同 NaCl 加量的钻井液体系的抗盐性能,结果如 18 表和表 19 所示。

表 18 常温钻井液性能测定结果					
NaCl 加量/ %	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	泥饼厚度/ mm
0	32	19	13	2.2	0.5
5	38.5	22	16.5	2.6	0.5
10	38	22	16	2.0	0.5
15	44	26	18	2.4	0.5
20	45.5	28	17.5	3.2	0.5
25	42	25	17	2.2	0.5

表 19 150 ℃ 16 h 老化后钻井液性能测定结果						
NaCl 加 量/%	AV/ (mPa• s)	PV/ (mPa• s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	FL _{HTHP} / mL	泥饼厚 度/mm
0	21.5	19	2.5	8.2	15.4	1
5	32	24	8	9	14	1.5
10	33	25	8	11	17	1.4
15	26.5	23	3.5	6	15.8	1.4
20	34	26	8	7.2	18.4	1.5
25	31	24	7	9.2	14.6	1.6

由表 18、表 19 可以看出,钾铵基聚磺成膜钻井液体系抗 NaCl 性能可达 25%。

3.4 钾铵基聚磺钻井液体系抗钙侵性能评价

在最佳钻井液体系配方下,测定常温和 150 ℃条件下不同 CaCl₂ 加量的钻井液体系的抗盐性能,结果如表 20、表 21 所示。

表 20 常温钻井液性能测定结果					
CaCl ₂ 加量/ %	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	泥饼厚度/ mm
0	32	19	13	2.2	0.5
0.5	40	21	19	2.0	0.5
1	35.5	24	11.5	3.0	0.5
1.5	34	27	7	2.8	0.5

表 21 150℃ 16h 老化后钻井液性能测定结果						
CaCl ₂ 加 量/%	AV/ (mPa• s)	PV/ (mPa• s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	FL _{HTHP} / mL	泥饼厚 度/mm
0	21.5	19	2.5	8.2	15.4	1.4
0.5	27.5	17	10.5	6.4	13	1.2
1	25	14	11	4.4	8.6	1.2
1.5	17	16	1	3.2	5.4	1.4

由表 20、表 21 可以看出,钾铵基聚磺成膜钻井液体系有较好的抗钙侵性能,抗钙能力可达 1%。

3.5 钾铵基聚磺钻井液体系加重稳定性评价

在最佳钻井液体系配方下,测定常温和 150 ℃条件下不同重晶石加量的钻井液体系性能,结果如表 22、表 23 所示。

表 22 常温钻井液性能测定结果					
密度/ (g·cm ⁻³)	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	泥饼厚度/ mm
1.03	43.5	25	18.5	2.2	0.5
1.30	54	33	21	1.8	0.5
1.50	69	46	23	1.0	0.5
1.75	76	49	27	1.0	0.5
2	89	67	22	1.2	0.5

表 23 150 ℃ 16 h 老化后钻井液性能测定结果						
密度/(g· cm ⁻³)	AV/ (mPa· s)	PV/ (mPa· s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	FL _{HTHP} / mL	泥饼厚 度/mm
1.03	40.5	31	9.5	9	25	1
1.3	43	27	16	3.4	4.6	1.2
1.5	45	36	9	4.4	7	2
1.75	59	49	10	3	5.2	2
2	66.5	53	13.5	2.6	4.4	2

由表 22、表 23 可以看出,钾铵基聚磺成膜钻井液体系随着密度的增加,性能维持稳定。

3.6 钾铵基聚磺钻井液体系抗钻屑污染性能评价

在钾胺基聚磺成膜体系中加入 10 目到 20 目、4% 的现场所取的岩屑,测定泥浆的抗岩屑污染性能,结果如表 24、表 25 所示。

表 24 常温钻井液性能测定结果

钻屑/%	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	泥饼厚度/ mm
0	54	33	21	2.2	1.5
4	55	40	15	3.2	1.5

表 25 130 ℃ 热滚 16 h 钻井液性能测定结果

钻屑/ %	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL	FL _{HTHP} / mL	泥饼厚 度/mm
0	43	27	16	3.4	4.6	1.2
4	45	29	16	5.4	5.8	1.4

由表 24、表 25 可以看出,钾胺基聚磺成膜钻井液体系经钻屑污染后性能变化不大,说明其抗钻屑污染能力较好。

3.7 钾胺基聚磺钻井液体系润滑性能评价

对钾胺基聚磺钻井液体系和普通聚磺钻井液体系进行极压润滑系数测定,聚磺钻井液极压润滑系数 28,钾胺基聚磺钻井液体系润滑系数 23,极压润滑系数降低率 17.86%。由此可以看出,钾胺基聚磺成膜钻井液体系润滑性能较好。

3.8 钾胺基聚磺钻井液体系抑制性能评价

实验选择在淡水和钾胺基聚磺钻井液体系,分别测定 16 h,150 ℃ 的泥页岩滚动回收率,结果显示淡水滚动回收率 56%,钾胺基聚磺钻井液体系滚动回收率 91%,滚动回收率增长率 62.5%。由此可以看出,钾胺基聚磺成膜钻井液体系抑制性能较好。

通过对钾胺基聚磺成膜钻井液体系综合性能评价,可以看出该体系具有良好的携岩能力、抑制防塌性、润滑性、封堵性和抗温抗盐性。

4 结论

综上所述,评价和优选出了钾胺基聚磺成膜钻井液体系中的主要处理剂,并通过正交实验确定了该体系配方,配方为:3% 膨润土 + 0.2% 纯碱 + 0.3% 高分子乳液聚合物 DS-301 + 1% 抗高温降滤失剂 RHPT-1 + 3% 乳化沥青 RHJ-3 + 0.5% 有机

硅醇抑制剂 DS-302 + 0.5% 页岩抑制剂 HPA + 5% 氯化钾 + 0.8% 成膜剂 CMJ + 2% 磺化酚醛树脂 SMP + 1% 磺化褐煤树脂 SPNH + 0.5% 极压减摩剂 JM-1。

综合性能评价表明,该体系具有良好的携岩能力、抑制防塌性、润滑性、封堵性、抗钻屑污染性、加重稳定性和抗温抗盐性,可以抗温 150 ℃,抗氯化钠可高达 25%,加重到 2.0 g/cm³ 依然稳定。

由于钾胺基聚磺成膜钻井液体系克服了一般水基钻井液抑制防塌性、润滑性、封堵性和携岩能力差等一系列缺点,可以用于页岩气井。该体系较油基钻井液成本低,并且比油基钻井液环保,同时又克服了一般水基钻井液存在的诸多问题,所以该体系具有广阔的应用前景。

参考文献:

- [1] 龙大清,樊相生,王昆,等.应用于中国页岩气水平井的高性能水基钻井液[J].钻井液与完井液,2016,33(1):17-21.
- [2] 唐代绪,赵金海,王华,等.美国 Barnett 页岩气开发中应用的钻井工程技术分析与启示[J].中外能源,2011,16(4):47-52.
- [3] 张卫东,郭敏,杨延辉.页岩气钻采技术综述[J].中外能源,2010,15(6):35-39.
- [4] 王建华,刘杰,张进.页岩气开发钻完井技术探讨[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2015,42(10):1-5.
- [5] 刘晓栋,王宇宾,宋有胜,等.活性泥页岩快速钻井液技术[J].石油钻采工艺,2011,33(2):56-61.
- [6] 张克勤,何纶,安淑芳,等.国外高性能水基钻井液介绍[J].钻井液与完井液,2007,24(3):68-73.
- [7] 袁明进.页岩 1 井钻井液技术[J].油气藏评价与开发,2011,1(4):78-80.
- [8] 郑弋.页岩气钻井技术难点及建议[J].中国化工贸易,2015,(14):228.
- [9] 黄桃.四川长宁龙马溪组页岩气水平井钻井液防塌技术研究[D].四川成都:西南石油大学,2015.
- [10] 万小勇,何树升.页岩气钻井工程中的钻井液技术[J].化工管理,2015,(5):159.
- [11] 李尧.页岩气钻井工程中的钻井液技术探析[J].中国化工贸易,2015,7(25):238.
- [12] 姜政华,童胜宝,丁锦鹤.页岩 HF-1 页岩气水平井钻井关键技术[J].石油钻探技术,2012,40(4):28-31.
- [13] 岳鑫,林强,赵霞,等.页岩气钻井新技术[J].内蒙古石油化工,2015,(4):99-100.
- [14] 刘德华,肖佳林,关富佳.页岩气开发技术现状及研究方向[J].石油天然气学报,2011,33(1):119-123.