◀钻井完井▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.03.010

不同加重剂对超高密度钻井液性能的影响

王 琳，林永学，杨小华，蔡利山，柴 龙

（中国石化石油工程技术研究院，北京 100101）

摘 要：针对超高密度钻井液中加重剂用量大、货源稀少、价格昂贵，或硬度较大、磨损钻具、具有毒性等问题，选择目前应用最广泛的重晶石粉和国外开发的微锰粉 MicroMAX 为加重剂，研究了其对钻井液性能的影响。分别用扫描电镜和激光粒度仪分析了重晶石粉和微锰粉的微观形态和粒度分布，并将其按一定比例复配为加重剂，配制出 2.85～2.90 kg/L 的超高密度钻井液，高温老化后进行流变性、滤失性和沉降稳定性的评价试验。试验结果表明：纯度较高的重晶石粉能够配制出具有良好流变性、悬浮稳定性的超高密度钻井液，且高温高压滤失量小；用重晶石粉和密度更高、粒径较小的微锰粉复配加重，高温老化后钻井液的黏度和动切力下降，流变性有一定改善，但高温高压滤失量增大。综合考虑钻井液性能、经济性和实用性，建议用性价比相对较高的重晶石粉为加重剂。用重晶石粉加重的 2.75～2.89 kg/L 的超高密度钻井液在官深 1 井三开井段进行了现场试验，安全钻进约 745 m。

关键词：加重剂 重晶石 加重钻井液 钻井液性能 实验室试验

中图分类号：TE254^{+}.4 **文献标识码**：A **文章编号**：1001-0890(2012)03-0048-06

Effects of Weighting Agent on Ultra-High Density Drilling Fluid's Performance

Wang Lin, Lin Yongxue, Yang Xiaohua, Cai Lishan, Chai Long

(*Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing*, 100101, *China*)

Abstract: In view of some problems about weighting agent in ultra-high density drilling fluid, such as large dosage, scarce supply, expensive prices, high hardness, drilling tools wear, toxicity, etc., weighting agents, most widely used barite and MicroMax developed abroad, were selected to study their influence on drilling fluid's properties. Their microscopic shape and size distribution were analyzed and then two kinds of ultra-high density drilling fluid(ρ=2.85-2.90 kg/L) were prepared with barite and the mixture of barite and MicroMAX as weighting materials to evaluate their rheology, filtration and sedimentation stability. After high temperature aging, the test results showed that high purity barite can make ultra-high density drilling fluid with good rheology, suspension stability and low filtration at high temperature and pressure. Whereas the ultra-high density drilling fluid, using mixed barite and MicroMAX of higher density and smaller grain size as weighting agent, showed reduction in viscosity and dynamic shear force, improvement in rheology, but increased filtration at high temperature and high pressure. Taking drilling fluid performance, economy and practicability into comprehensive consideration, it is suggested that the cost effective barite alone be used as weighting agent as far as possible. The ultra-high density drilling fluid based on barite with densities of 2.75-2.89 kg/L was tested in Well Guanshen 1 in Guandu Area, which was safely drilled for 745 m.

Key words: weighting agent; barite; weighting drilling fluid; drilling fluid property; laboratory test

1 概 述

目前，密度 2.20 kg/L 左右的钻井液的应用已相当普遍，但密度大于 2.60 kg/L 的超高密度钻井液的应用较少，多处于室内研究阶段[1-10]。因为密

收稿日期：2011-10-18；**改回日期**：2012-04-16。

作者简介：王琳(1970—)，女，河北吴桥人，1995 年毕业于山东大学化学与化工学院有机合成专业，2004 年获中国科学院物理化学专业博士学位，主要从事油田化学剂的研究工作。

联系方式：(010)84988202，wanglin. sripe@sinopec. com。

基金项目：中国石化重点科技攻关项目“官渡地区超高密度钻井液技术研究与应用”(编号：P10038)部分研究内容。

度大于 2.60 kg/L 的超高密度钻井液中，固体加重剂的质量分数可达到 70%以上，体积分数也达到了 50%(以 4.30 g/cm^3 的重晶石粉计)，固相粒子的表面润湿和吸附作用大幅度降低了钻井液中的自由水含量，使钻井液在深井高温高压条件下容易变稠；加重剂遇到地层水侵易沉降，导致钻井液流变性失控，维护困难，甚至卡死钻具[11]。研究表明，密度较高的铁矿粉、方铅矿粉和微锰粉等用于钻井液中，可使其所占体积分数和质量分数减小，有利于降低超高密度钻井液的黏度和切力[12-14]。铁矿粉密度 4.5～5.3 g/cm^3，具有一定的酸溶性，可应用于需进行酸化的产层；但铁矿粉多具有磁性且硬度较大，对钻具、钻头和钻井泵的磨损严重。方铅矿粉密度高达 7.4～7.7 g/cm^3，曾在官 3 井使用；但该加重剂货源少、成本高，且毒性较大。微锰粉 MicroMAX 是 2004 年国外开发的一种高性能加重剂[7,15-16]，密度 4.8 g/cm^3，为平均粒径 1 μm 的微球，主要成分是四氧化三锰，具有自悬浮、低增稠和低磨损的特点，在北海、沙特等油田的高温高压井中已有应用；但原料来源少、价格昂贵、制备工艺特殊，需与重晶石配合使用。

重晶石以硫酸钡($BaSO_4$)为主要成分，密度为 3.8～4.6 g/cm^3，化学性质稳定、不溶于水和酸、无磁性和毒性，且价格较低，是目前应用最广泛的钻井液加重剂。国外研究认为，用重晶石粉加重的钻井液密度不超过 2.64 kg/L[9]。为提高其加重能力，科研人员从 20 世纪 70 年代[17]开始研究重晶石的表面改性，通过改性剂分子在重晶石表面的化学吸附、螯合及物理吸附等作用，增大重晶石表面的电动电势，提高亲水性和悬浮稳定性。但由于超高密度钻井液中加重剂的用量非常大，表面改性的重晶石难以满足现场实施，限制了其在超高密度钻井中的推广应用。

笔者采用 2 种不同密度、不同粒径分布且未经表面改性的重晶石，以重晶石粉加重和重晶石粉与微锰粉复合加重 2 种方式分别配制出 2.85～2.90 kg/L 的超高密度钻井液，研究了加重剂对钻井液性能的影响。

2　室内试验

2.1　试验材料与仪器

1）材料。重晶石粉 A，产地贵州，密度 4.34 g/cm^3；重晶石粉 B，产地四川，密度 4.32 g/cm^3；微锰粉，商品号 MicroMAX，产地挪威，密度 4.80 g/cm^3；分散剂 SMS-19、降滤失剂 SML-4，自行研制；辅助降滤失剂 SMS-P、防塌剂 SMS-T、pH 调节剂、高温稳定剂 SMS-C、氯化钠等，均为工业产品。

2）仪器。GSL-101BL 激光颗粒分布测量仪、JEOL JBM-6700F 扫描电镜、六速旋转黏度计、中压滤失仪、高温高压滤失仪、密度计、高温滚子炉。

2.2　试验方法

2.2.1　加重剂粒度分析

将少量加重剂置于 0.6%六偏磷酸钠水溶液中，超声分散 5 min，用 GSL-101BL 激光颗粒分布仪测量其粒度分布。

2.2.2　超高密度钻井液配制

钻井液配方为：0.85%膨润土＋2.00%降滤失剂 SML-4＋2.00%分散剂 SMS-19＋1.50%辅助降滤失剂 SMS-P＋1.20%防塌剂 SMS-T＋1.00% pH 调节剂＋0.20%SMS-SP＋加重剂。配制方法：在搅拌条件下，向预水化的膨润土浆中依次加入降滤失剂 SML-4、辅助降滤失剂 SMS-P、分散剂 SMS-19、防塌剂 SMS-T，以及 pH 调节剂、高温稳定剂 SMS-C、氯化钠(盐水钻井液)，搅拌均匀后，缓慢加入适量的加重剂，在 10 000 r/min 下高速搅拌 20 min，配制成密度为 2.85～2.90 kg/L 的超高密度钻井液。

2.2.3　超高密度钻井液性能测试

用六速旋转黏度计测量所配制超高密度钻井液的流变性能：30～35 ℃温度下测量常温性能，45～50 ℃温度下测量 120 ℃(或 150 ℃)温度下热滚 16 h后的性能，在 3.5 MPa、120 ℃(或 150 ℃)条件下测量高温高压滤失量。

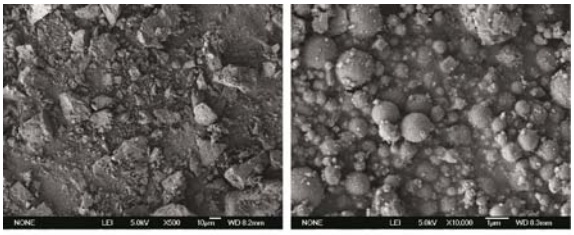
3　试验结果及分析

3.1　加重剂分析

3.1.1　微观形态观察

图 1 为重晶石粉 A 和微锰粉 MicroMAX 的微观形态。

从图 1 可以看出，重晶石粉颗粒大小不一，形状极不规则；锰矿粉 MicroMAX 颗粒较细，呈球形。



（a）重晶石粉A　　（b）锰矿粉MicroMAX

图 1　重晶石粉 A 和微锰粉 MicroMAX 的微观形态

Fig. 1　SEM of Barite A and MicroMAX's microstructure

3.1.2　粒度分析

图 2—图 4 为重晶石粉 A、重晶石粉 B 和微锰粉 MicroMAX 的粒度分布曲线。

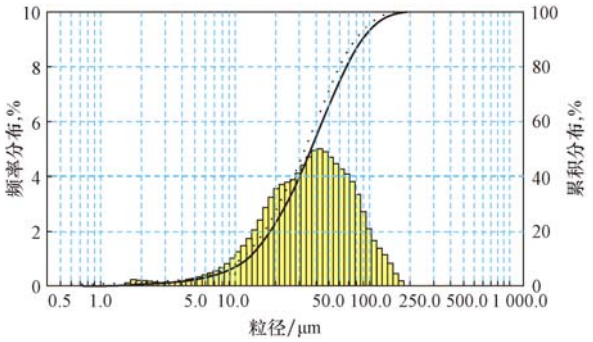


图 2　重晶石粉 A 粒度分布曲线

Fig. 2　Particle size distribution curve of Barite A

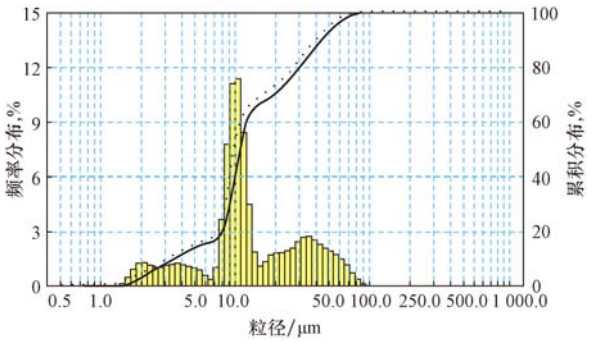


图 3　重晶石粉 B 粒度分布曲线

Fig. 3　Particle size distribution curve of Barite B

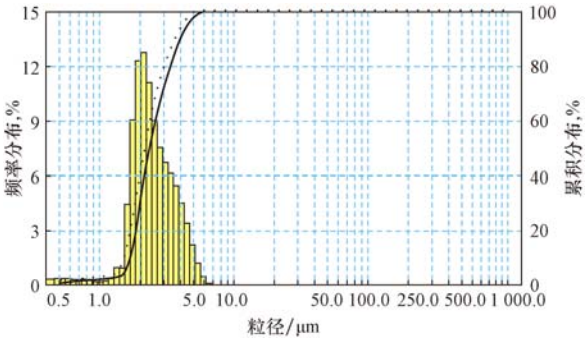


图 4　微锰粉 MicroMAX 粒度分布曲线

Fig. 4　Particle size distribution of MicroMAX

由图 2—图 4 可知，微锰粉 MicroMAX 的粒径比重晶石粉小很多，且粒度分布窄。重晶石粉 A 的 D_{50} 和 D_{90} 值分别为 37.7 和 87.7 μm，重晶石粉 B 的 D_{50} 和 D_{90} 值分别为 10.8 和 44.9 μm，微锰粉 MicroMAX 的 D_{50} 和 D_{90} 值分别为 2.4 和 4.1 μm。2 种重晶石粉的粒度分布也有较大差别：重晶石粉 A 中粒径小于 10 μm 的颗粒有 6.6%，10～37 μm 的颗粒有 42.4%，比表面积 910.3 cm^2/g；重晶石粉 B 中粒径小于 10 μm 的粒子较多，达到 39.8%，10～37 μm 的颗粒有 45.7%，比表面积 2 422.0 cm^2/g；微锰粉 MicroMAX 的粒度分布较窄，颗粒尺寸为 1.0～5.0 μm，比表面积为6 700.0 cm^2/g，为超细颗粒。

3.2　加重剂对各种超高密度钻井液性能的影响

3.2.1　不同粒度分布重晶石粉的影响

用相同质量的重晶石粉 A 和重晶石粉 B(均为 1 234 g)分别对上述配方的超高密度钻井液进行加重，考察不同密度及粒度分布的重晶石粉对超高密度钻井液性能的影响，试验结果见表 1。

从表 1 可以看出，质量相同的 2 种重晶石粉配制的超高密度钻井液的密度不相同，流变参数有较大差别。用重晶石粉 A 配制的钻井液密度稍高，流

表 1　不同重晶石粉对超高密度钻井液性能的影响

Table 1　Effect of different barites on ultra-high density drilling fluid properties

加重剂	试验条件	钻井液密度/(kg·L^{-1})	API 滤失/mL	高温高压滤失/mL	六速黏度计读数		
					ϕ600/ϕ300	ϕ200/ϕ100	ϕ6/ϕ3
重晶石粉 A	常温	2.88	2.8	12	—/235	143/83	38/26
	120 ℃/16 h	2.89	2.6	14	—/173	117/64	8/7
重晶石粉 B	常温	2.84		8	—/—	—/194	60/54
	120 ℃/16 h	2.85	3.6	9	—/214	155/92	16/13

注：表中“—”表示用六速黏度计测不出数据。下表同。

动性好，老化后 ϕ300 读数为 173；用重晶石粉 B 配制的钻井液密度稍低，黏度更大，老化后 ϕ300 读数为 214。从 3.1.2 中对 2 种重晶石粉粒度分布的分析可知，重晶石粉 B 中较细的颗粒占多数，比表面积更大，对自由水的吸附更多，黏度效应越强；而重晶石粉 A 中粒径大的颗粒数较多，加之密度稍高，有利于配制流变性更好的超高密度钻井液。

3.2.2　复合加重剂对淡水钻井液性能的影响

用微锰粉 MicroMAX 和重晶石粉 A 组成复合加重剂配制超高密度钻井液，分别在 120 和 150 ℃温度下老化 16 h，考察不同复配比例（质量比，下同）的加重剂对淡水超高密度钻井液性能的影响，试验结果见表 2。

从表 2 可以看出，加重剂中复配密度较高、粒度较小的微锰粉 MicroMAX 后，所配制的超高密度钻井液流变性明显改善，钻井液老化前后的黏度和切力均大幅度降低，复配 10%微锰粉后，120 ℃老化后钻井液 ϕ300 读数由 173 降为 164，继续增大复配比例至 20%、40%，ϕ300 读数降为 136、107，可见加重剂中微锰粉 MicroMAX 量越大，黏度降低越明显。由重晶石粉和 MicroMAX 的微观形态图片可知，在重晶石粉中掺入微锰粉，就像在有棱角的粗颗粒之间填充了球形的滚珠，减小了固相颗粒之间的摩擦，使体系的黏度和切力下降，改善了超高密度钻井液的流变性。

试验中发现，复配 20%微锰粉 MicroMAX 的钻井液在 150 ℃老化 16 h 后，老化罐内的钻井液无沉降，但插入玻璃棒不倾倒，表现为整体静结构力强，经搅拌后钻井液的流动性很好，继续静置 48 h，其悬浮稳定性和流动性仍良好。进一步增大微锰粉 MicroMAX 的比例，这种静结构增强的现象更加明显，但其机理有待于进一步研究。另外，随着微锰粉 MicroMAX 量的增大，超高密度钻井液的中压失水量和高温高压失水量也不断增大，原因可能是体系中小粒径的微锰粉 MicroMAX 颗粒越多比表面积越大，对处理剂的吸附量也越大，造成体系液相中有效处理剂的量减少，降滤失效果变差。

表 2　不同配比复合加重剂对淡水超高密度钻井液性能的影响

Table 2　Effect of mixed weighting agent in various ratios on ultra-high density fresh water drilling fluid properties

MicroMAX 与重晶石粉 A 的复配比例	试验条件	钻井液密度/(kg·L^{-1})	API 滤失/mL	高温高压滤失/mL	六速黏度计读数		
					ϕ600/ϕ300	ϕ200/ϕ100	ϕ6/ϕ3
0∶10	热滚前	2.88	2.8	12.0	—/235	143/83	38/26
	120 ℃/16 h	2.89	2.6	14.0	—/173	117/64	8/7
	150 ℃/16 h	2.89	3.2	7.0	—/220	149/78	9/6
1∶9	热滚前	2.90	4.4	13.0	—/246	183/120	37/35
	120 ℃/16 h	2.90	2.8	17.0	—/164	116/68	13/10
	150 ℃/16 h	2.90	10.4	19.0	273/152	109/64	15/14
2∶8	热滚前	2.89	6.8	16.0	—/190	149/104	44/42
	120 ℃/16 h	2.90	7.0	31.5	243/136	98/59	13/11
	150 ℃/16 h	2.90	12.2	35.0	247/168	110/71	24/23
4∶6	热滚前	2.87	8.8	20.0	269/178	138/103	53/51
	120 ℃/16 h	2.89	8.4	34.0	174/107	80/53	19/16
	150 ℃/16 h	2.89	17.4	37.0	219/142	109/81	47/46

3.2.3　复合加重剂对盐水钻井液性能的影响

在重晶石粉 A 和微锰粉 MicroMAX 复合加重配制的超高密度钻井液中，加入 5%氯化钠，在 120 ℃温度下老化滚动 16 h 后测定其密度、流变性和滤失量，考察其对盐污染的敏感性，结果见表 3。

由表 3 可知，不论是用重晶石粉加重，还是用重晶石粉和微锰粉 MicroMAX 复合加重，加入 5%氯化钠的超高密度钻井液与表 2 中不加盐的超高密度钻井液相比，其黏度和切力均增大，滤失量增加。分析认为，这是因为在密度达到 2.80 kg/L 以上的钻井液中，固相加重剂的质量分数占到 80%以上，巨大的固相粒子比表面积通过润湿和吸附作用使体系中的自由水含量大幅度减少；而氯化钠在体系中溶解形成离子，争夺润湿固相的自由水，使固相粒子表面的水化膜减少或破坏，增大了固相粒子间的摩擦力，造成黏度和切力增大。仅用重晶石粉加重时，加入氯化钠后的超高密度钻井液其高温高压滤失量与淡水钻井液相比增大不明显，表明该钻井液有一定的抗盐性能；但是用重晶石粉和微锰粉 MicroMAX 复合加重后的钻井液，加入氯化钠后其高温高压滤失量显著增大，表明钻井液采用复合加重剂时的抗盐污染能力较弱。

表 3 不同配比复合加重剂对盐水超高密度钻井液性能的影响

Table 3 Effect of mixed weighting agents in various ratios on ultra-high density brine drilling fluid properties

MicroMAX 与重晶石粉 A 的复配比例	钻井液密度/(kg·L^{-1})	API 滤失/mL	高温高压滤失/mL	六速黏度计读数		
				ϕ600/ϕ300	ϕ200/ϕ100	ϕ6/ϕ3
0∶10	2.90	1.6	19.0	—/215	168/111	43/39
1∶9	2.90	0.8	62.4	—/220	172/126	65/63
2∶8	2.91	3.6	57.0	257/165	129/96	50/49
4∶6	2.90	9.6	64.0	250/175	146/115	70/67

3.3 加重剂经济性评价

在超高密度钻井液的现场应用中，加重剂的用量非常大，其价格的高低直接影响到钻井液成本。以目前加重剂的市场价格(重晶石粉 A 1 000 元/t，微锰粉 MicroMAX 14 000 元/t)计算配制1 m^3 超高密度钻井液时加重剂大约的成本，结果见图 5。

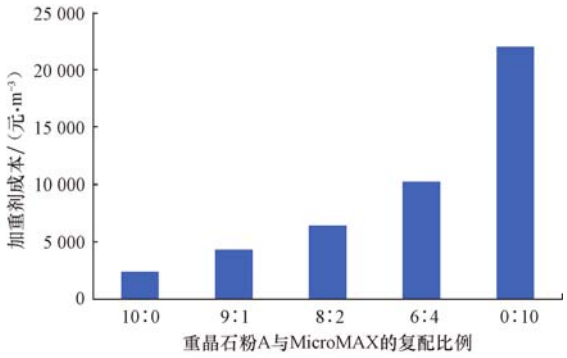


图 5 配制 1 m^3 密度为 2.80 kg/L 的钻井液的加重剂成本

Fig. 5 The cost of weighting agent in 1 m^3 drilling fluid(ρ=2.80 kg/L)

由图 5 可知，随着加重剂中微锰粉加量的增大，配制 1 m^3 超高密度钻井液的加重剂的成本大幅度上升。按钻井液用量为 1 000 m^3 计算，较之“重晶石粉∶微锰粉=8∶2”的加重方式，只采用重晶石粉加重可节约资金 550 万元。

通过上述分析可知，优选高纯度的重晶石粉作为加重剂，与重晶石粉与微锰粉复配作为加重剂相比可节约大量资金。考虑加重剂的性价比，最终确定用纯度高的重晶石粉作为加重剂，配制成流变性和沉降稳定性良好的超高密度钻井液，以满足超高压地层的钻井施工。

4 现场试验效果

以重晶石粉为加重剂的超高密度钻井液在中国石化重点探井——官深 1 井三开井段进行了现场应用[18]。从该井井深 2 867.00 m 处以密度 2.45 kg/L 的钻井液替换井筒中 1.70 kg/L 的钻井液进行三开钻进，井深 2 912.80 m(嘉陵江组 2 段)钻遇含气层，将钻井液密度提高至 2.55 kg/L 压稳。井深2 955.42 m 钻遇超高压流体层，用 2.85 kg/L 储备浆循环压井，并逐步将钻井液出口密度提高至 2.85 kg/L 恢复钻进，钻进过程中钻井液密度最高达到 2.89 kg/L。整个压井过程耗时 116 h，在此期间未发现超高密度钻井液有沉降现象。在井深 3 200.00 m 的钻井液性能为：密度 2.80 kg/L，漏斗黏度 153 s，API 滤失量 1.2 mL，高温高压滤失量 4.8 mL。在中完井深 3 700.00 m 电测时仪器顺利到底，无阻卡现象，测井作业期间钻井液性能稳定，无沉降。用密度为 2.75～2.89 kg/L 的钻井液安全钻进约 745 m，创造了超高密度钻井液安全钻进时间最长、钻进进尺最大的国内纪录。

钻进过程中不同井段的钻井液性能见表 4。

表 4 官深 1 井三开钻井液性能

Table 4 Drilling fluid properties at different depth of the third spud section in Well Guanshen 1

井深/m	密度/(kg·L^{-1})	黏度/s	API 滤失/mL	高温高压滤失/mL	pH 值
2 983	2.85	324	1.6	8.0	9.5
3 112	2.85	267	1.0	9.0	11.0
3 200	2.80	153	1.2	4.8	10.0
3 348	2.78	108	1.2	8.0	10.0
3 629	2.77	142	1.2	9.0	10.0

5 结论与建议

1) 在保证钻井液悬浮稳定性的情况下，用密度高、大粒径数目较多的重晶石粉为加重剂配制的超高密度钻井液黏度更低，流变性能更好。

2) 采用重晶石粉能够配制出密度高达 2.90 kg/L，具有良好流动性、悬浮稳定性和抗盐能力的超高密度钻井液，且其高温高压滤失量较低，能够满足官渡地区超高压地层钻井施工的需求。

3）重晶石粉与微锰粉 MicroMAX 复配组成加重剂，能够改善超高密度钻井液的流变性，随着 MicroMAX 加量的增大，高温老化后的钻井液静结构增强、高温高压滤失量增大、抗盐能力变差，但其机理有待于进一步研究。

4）现场应用中，选用加重剂时既要考虑超高密度钻井液性能的要求，又要注意来源广、经济实惠；采用复合加重剂时也要综合考虑钻井液性能、经济性和实用性。

参　考　文　献
References

[1] 刘永福. 高密度钻井液的技术难点及其应用[J]. 探矿工程：岩土钻掘工程，2007，34(5)：47-49.
Liu Yongfu. Technological difficulties and application of high density drilling fluid[J]. Exploration Engineering：Rock & Soil Drilling and Tunneling，2007，34(5)：47-49.

[2] 刘常旭，张茂奎，王平全，等. 国内外高密度水基钻井液体系研究现状[J]. 西部探矿工程，2006，18(5)：139-140.
Liu Changxu，Zhang Maokui，Wang Pingquan，et al. Research status of high-density water-based drilling fluid system[J]. West-China Exploration Engineering，2006，18(5)：139-140.

[3] 张斌，卢虎，王秀平，等. 克拉 4 井超高密度钻井液现场应用技术[J]. 钻井液与完井液，2007，24(5)：22-25.
Zhang Bin，Lu Hu，Wang Xiuping，et al. Application of ultra-high density drilling fluid in Well Kela4[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid，2007，24(5)：22-25.

[4] Ezell R，Harrison D J. Design of improved high-density，thermally-stable drill-in fluid for HTHP applications[R]. SPE 115537，2008.

[5] Gregoire M，Hodder M，Peng Shuangjiu，et al. Successful drilling of a deviated，ultra-HTHP well using a micronised barite fluid[R]. SPE 119567，2009.

[6] Carbajal D，Burress C，Shumway B，et al. Combining proven anti-sag technologies for HPHT North Sea applications：clay-free oil-based fluid and synthetic，sub-micron weight material[R]. SPE 119378，2009.

[7] Spooner M，Magee K，Otto M，et al. The application of high temperature polymer drilling fluid on smackover operations in Mississippi：the AAED 2004 Drilling Fluids Conference，Houston，Texas，April 6-7，2004[C].

[8] Al-Saeedi M J，Al-Khayyat B，Al-Enezi D，et al. Successful HPHT application of potassium formate/manganese tetra-oxide fluid helps improve drilling characteristics and imaging log quality[R]. SPE 132151，2010.

[9] 胡德云. 超高密度（$\rho \geqslant 3.00\ g/cm^3$）钻井液的研究与应用[J]. 钻井液与完井液，2001，18(1)：6-11.
Hu Deyun. Study and application of ultra-high density drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid，2001，18(1)：6-11.

[10] 张东海，马洪会. 超高密度钻井液在官 7 井的应用[J]. 钻井液与完井液，2006，23(5)：8-11.
Zhang Donghai，Ma Honghui. The application of ultra-high density mud in Well Guan-7[J]. Drlling Fluid & Completion Fluid，2006，23(5)：8-11.

[11] 周长虹，崔茂荣，马勇，等. 深井高密度钻井液的应用及发展趋势探讨[J]. 特种油气藏，2006，13(3)：1-3，11.
Zhou Changhong，Cui Maorong，Ma Yong，et al. Application and development of deep well high-density drilling fluids[J]. Special Oil & Gas Reservoirs，2006，13(3)：1-3，11.

[12] 周成华，王平全，王进涛，等. 不同级配活化铁矿粉对高密度水基钻井液黏度效应的影响[J]. 钻井液与完井液，2008，25(1)：21-23，26.
Zhou Chenghua，Wang Pingquan，Wang Jintao，et al. The influences of different sized ground iron ores on the viscosity of high density water base muds[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid，2008，25(1)：21-23，26.

[13] 黄维安，邱正松，钟汉毅，等. 高密度钻井液加重剂的研究[J]. 国外油田工程，2010，26(8)：37-40.
Huang Weian，Qiu Zhengsong，Zhong Hanyi，et al. The study of weighting agent in high density drilling fluids[J]. Foreign Oilfield Engineering，2010，26(8)：37-40.

[14] 赵素丽，常连玉，蔡利山. 活化铁矿粉技术及其效果评价[J]. 钻井液与完井液，2007，24(增刊 1)：78-81.
Zhao Suli，Chang Lianyu，Cai Lishan. Activated iron ore powder：technology and performance evaluation[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid，2007，24 (supplement 1)：78-81.

[15] Franks T，Marshall D S. Novel drilling fluid for through-tubing rotary drilling [R]. IADC/SPE 87127，2004.

[16] Al-Yami A S，Nasr-El-Din H A，Al-Majed A A，et al. An innovative manganese tetraoxide/KCl water-based drill-in fluids for HT/HP wells [R]. SPE 110638，2007.

[17] 沈伟，潘惠芳，秦永强. 重晶石表面化学改性进展[J]. 油田化学，1999，16(1)：86-90.
Shen Wei，Pan Huifang，Qin Yongqiang. Advances in chemical surface modification of barite[J]. Oilfield Chemistry，1999，16(1)：86-90.

[18] 林永学，杨小华，蔡利山，等. 超高密度钻井液技术[J]. 石油钻探技术，2011，39(6)：1-5.
Lin Yongxue，Yang Xiaohua，Cai Lishan，et al. Ultra-high density drilling fluid technology[J]. Petroleum Drilling Techniques，2011，39(6)：1-5.