

深水钻井液关键技术研究

邱正松 徐加放 赵欣 盛杰 江琳 黄维安

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266555)

摘要:分析了深水钻井液面临的技术难题,认为深水钻井所面临的主要问题有深水低温问题、深水浅层含气砂岩所引起的气体水合物生成问题、海底泥岩稳定性问题及钻井液用量大、井眼清洗困难等问题。根据深水钻井中出现的问题和面临的困难,指出了深水钻井液应具有良好的低温流变性、悬浮携岩能力、页岩稳定性、环保性能及综合成本低等特点。调研了国外常用的深水钻井液体系,研制了深水钻井液水合物抑制性评价试验装置,探讨了深水钻井液中水合物的形成规律及机理,优选了深水钻井液用水合物抑制剂及其配方。在优选深水钻井液用处理剂的基础上,得出了深水钻井液的最终配方,并进行了全面的性能评价。最后,根据我国深水钻井液技术研究的现状,提出了下一步的研究重点。

关键词:深水钻井;钻井液;钻井液流变性;天然气水合物;抑制剂

中图分类号:TE254⁺.1 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)02-0027-08

Research on Deepwater Drilling Fluids Key Technology

Qiu Zhengsong Xu Jiafang Zhao Xin Sheng Jie Jiang Lin Huang Weian

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong, 266555, China)

Abstract: The technical problems of deepwater drilling fluid were analyzed based on the research on “key technology in deep water drilling and completion”, a National High Technology Research and Development Program of China. The main problems are believed to be low temperature rheology control, the hydrate formation from natural gas in shallow sand formation, the shale stability of sea bed, the large consumption of drilling fluid and the difficulty in borehole cleaning. The performance and characteristic of deepwater drilling fluids are described. The research on deepwater drilling fluids abroad was investigated. An experimental equipment to evaluate deepwater drilling fluid hydrate inhibition was developed. The development and mechanism of hydrate formation in deepwater drilling fluid was discussed. Deepwater drilling fluids hydrate inhibitors was optimized. The formula for deepwater drilling fluid was obtained and its performance was evaluated comprehensively. According to the study of deepwater drilling fluid technology status, research priorities for next step was suggested.

Key words: deepwater drilling; drilling fluid; drilling fluid rheology; natural gas hydrate; inhibitor

1 深水钻井液面临的问题及深水钻井适用的钻井液体系

1.1 深水钻井液存在的问题

实践表明,与浅水海域钻井相比,深水钻井中钻井液所面临的主要问题有以下几个方面^[1-8]:

1) 深水低温问题。随水深增加海水温度越来

收稿日期:2011-02-02;改回日期:2011-03-01

基金项目:国家高技术研究发展计划(“863”计划)课题“深水钻井关键技术”(编号:2006AA09A106)资助

作者简介:邱正松(1964—),男,山东即墨人,1985年毕业于华东石油学院钻井工程专业,1999年获石油大学(北京)油气井工程专业博士学位,副院长,教授,博士生导师,主要从事井壁稳定理论与防塌钻井液技术、超深井高温钻井液、特殊油气层保护技术、海洋深水钻井液、废弃钻井液处理与再利用技术等方面的教学与科研工作。

联系方式:(0532)86981705,qiuzs63@sina.com

越低,3 000 m 水深温度仅为 3~4 °C,有些地区甚至到了 0 °C 左右。低温可导致隔水管中钻井液的黏度、切力大幅度上升,甚至出现胶凝现象。

2) 深水浅层含气砂岩所引起的气体水合物生成问题。气体水合物具有类似于冰的结构,主要由气体分子和水分子组成,如果压力足够大可以在 0 °C 以上形成。深水钻井作业海底静水压力较高,环境温度较低,增大了生成气体水合物的可能性。

3) 海底泥岩稳定性问题突出,且安全密度窗口较窄。深水区域远离海岸,风、河水和海水携带的沉积物越发细小,其沉积速度、压实方式以及含水量与陆地明显不同,因而活性大、欠压实,常表现为易膨胀、易漏失、高分散性等,导致套管层序增加,有的甚至超过 9 层。而隔水管尺寸大和深水低温导致钻井液黏度和循环压力损耗增大,井壁不稳定性进一步加剧。

4) 钻井液用量大,井眼清洗困难。海洋钻井需采用隔水管,在 3 000 m 水深钻井仅隔水管内钻井液就约 2 000 m³,比在陆地上钻井深 3 000 m 井的钻井液循环总量还要多。由于隔水管、套管直径较大,采用常规措施钻井液上返流速很难达到清洗井眼的目的。

1.2 适用于深水钻井的钻井液体系

根据深水钻井过程中出现的问题和存在的困难,为这种特殊环境下钻井作业所设计的钻井液体系必须能够解决以下问题:1)具有良好的低温流变特性;2)在大直径井眼(尤其是大位移井)中应具有良好的悬浮携岩能力;3)能够有效抑制气体水合物的生成;4)具有良好的页岩稳定性,能有效稳定弱胶结地层;5)满足海洋环保的要求;6)综合成本可以接受。

目前世界上深水钻井最活跃的地区(墨西哥湾、西非和巴西等)常用的钻井液体系有高盐/木质素磺酸盐钻井液体系、高盐/PHPA(部分水解聚丙烯酰胺)聚合物加聚合醇钻井液体系、高性能水基钻井液体系、油基钻井液体系以及合成基钻井液体系等^[5-6]。

2 主要试验仪器

2.1 低温性能评价试验仪器

低温低压/中压评价试验装置^[7] 研制了钻井液低温特性评价试验装置,用于评价钻井液低温流

变性和中、高压滤失造壁性。其主要技术指标:测试温度-20 °C~室温,测试压差 0~5 MPa。

低温/高温高压流变仪 在高压下钻井液性能会发生明显变化,特别是油基或合成基钻井液。因此,低温/高温高压钻井液流变仪(如 FannIX77 低温/高温高压流变仪)也是必备试验仪器之一。

2.2 水合物抑制性评价试验装置

气体水合物一旦形成,就会堵塞气管、导管、隔水管和海底防喷器等,从而造成严重井下故障或事故^[5-7]。所以,迫切需要研制钻井液水合物抑制性评价模拟试验装置,以用于模拟钻井液中天然气水合物的生成以及评价和筛选水合物抑制剂等。新研制的深水钻井液水合物抑制性评价试验装置的技术指标为:最高试验压力 40 MPa,模拟温度-20~90 °C,模拟搅拌速度 0~1 000 r/min。

2.3 深水钻井液循环与井壁稳定性模拟系统

为了确定合理的钻井液排量和上返速度,保障井眼清洁和井下安全,减少套管层次,筛选钻井液类型和优化钻井液的流变参数、降低井壁失稳概率和深水钻井综合成本,研制了深水钻井液循环与井壁稳定性模拟系统。该系统可用于测试低温钻井液流动压力损耗、携岩效率以及评价井壁稳定性等,其主要技术指标:测试压力 0~3 MPa,测试温度-20~90 °C,流体排量 0~15 m³/h。

3 钻井液中水合物的形成及其抑制作用机理初探

3.1 搅拌对水合物生成的影响

分别取 400 mL 水加入到水合物抑制性评价装置的高压釜内并封闭,通入甲烷气体在不同搅拌速度下进行加压和降温试验,通过观察温度和压力的变化规律,判断甲烷水合物的生成情况,结果见表 1。

表 1 扰动对水合物生成的影响

Table 1 The effect of disturbance on hydrate formation

试验序号	搅拌速度/ r·min ⁻¹	开始生成水合物的条件		
		温度/°C	压力/MPa	时间/h
1	0	2.10	10.61	2.3
2	100	1.90	10.35	1.0
3	200	2.25	10.52	0.7
4	300	2.10	10.50	0.3

由表1可知,搅拌可促进水合物的生成,使水合物的诱导期变短。这是因为,扰动使极性水分子首尾相接形成笼形物的概率增大,使少量疏松的水合物相互碰撞的机会增多,促进了水合物的聚结增长,随着搅拌速度的增大,水合物的生成时间变短。为模拟钻井液流动状态,试验时搅拌速度取200 r/min。

3.2 膨润土含量对水合物生成的影响

通过试验考察了钻井液中膨润土含量对水合物形成的影响,结果见表2。

表2 膨润土含量对水合物生成的影响

Table 2 The effect of bentonite content on hydrate formation

膨润土含量, %	开始生成水合物的条件		
	温度/℃	压力/MPa	时间/h
0	2.25	10.52	0.80
2	1.95	10.44	0.72
4	2.85	10.90	0.10
6	2.80	11.08	0.06

由表2可知,在钻井液膨润土加量的范围内,膨润土含量的增加促进了水合物的生成,使水合物生成的诱导期变短,水合物晶体析出的温度上升,说明膨润土对水合物的形成起促进作用。随着膨润土含量的增大,悬浮体中的膨润土颗粒增多,为水合物生成提供了更多的“晶核”,单个水合物更容易吸附在膨润土颗粒上聚集长大。

3.3 钻井液添加剂对水合物生成的影响

分别在4%的膨润土浆中加入SD-202(腐殖酸降滤失剂)、SD-102(树脂类降滤失剂)、JLS-1(淀粉类降滤失剂)、ZNJ-1(生物聚合物增黏剂)以及ZNJ-2(高分子增黏剂)等钻井液常用处理剂,评价其对水合物形成的影响,结果见表3。

表3 钻井液添加剂对水合物生成的影响

Table 3 The effect of drilling fluid additives on hydrate formation

添加剂及加量	开始生成水合物的条件		
	温度/℃	压力/MPa	时间/h
3.0%SD-202	2.85	10.90	0.1
3.0%SD-102	2.80	10.79	0.9
0.4%JLS-1	3.10	10.52	0.2
0.4%ZNJ-1	2.45	10.70	0.3
0.4%ZNJ-2	2.65	10.36	0.5
0.1%ZNJ-2	2.50	10.63	0.1

从表3可以看出,所选钻井液添加剂多数对水合物的生成有一定抑制作用。其作用机理为:SD-202可以吸附在膨润土颗粒边缘断键上,防止膨润土颗粒的边边、边面絮凝,降低了水合物聚结变大的概率,从而起到较好的抑制效果;JLS-1和ZNJ-1主要通过增加钻井液黏度,增大水分子和甲烷分子的运动阻力,降低其接触概率而起到抑制作用;而ZNJ-2在加量较低的情况下增黏效果不明显,没有起到明显的抑制作用。

3.4 水合物抑制剂优化试验

最有效的抑制天然气水合物生成的方法是添加抑制剂。水合物抑制剂可使水合物的固液平衡曲线向低温方向移动,从而抑制水合物的生成。一般来说,能影响溶液活性的物质通常都能作为天然气水合物的抑制剂,常用水合物抑制剂可分为热力学抑制剂、动力学抑制剂和防聚集剂^[5,7,9-10]。

3.4.1 动力学抑制剂

水合物动力学抑制剂由于具有加量小、抑制效果明显、对钻井液性能影响小等特点,得到了较广泛的应用,目前应用于深水钻井液的动力学抑制剂主要有DY-1(己内酰胺类聚合物)和DY-2(砒咯烷酮类聚合物)。在4%膨润浆中分别加入0.5%DY-1和0.5%DY-2以评价其抑制水合物生成的性能,结果见表4。

表4 水合物动力学抑制剂评价结果

Table 4 Evaluation results of hydrate dynamic inhibitors

抑制剂及加量	开始生成水合物的条件		
	温度/℃	压力/MPa	时间/h
0.5%DY-1	2.85	10.90	0.1
	2.60	6.30	未生成
	5.00	16.90	2.0
0.5%DY-2	2.55	10.67	1.0

由表4可知,动力学抑制剂有一定抑制水合物的能力,但在高过冷度条件(过冷度大于10℃)下,抑制效果会大大减弱。

3.4.2 热力学抑制剂

由于热力学抑制剂可最终抑制水合物的生成,因此其在深水钻井液中最为常用。首先对NaCl和乙二醇加量进行了正交试验设计,以减少试验量,并形成以下试验配方,结果见表5。

表 5 水合物热力学抑制剂评价结果

Table 5 Evaluation results of thermodynamic hydrate inhibitors

试验配方	水合物生成条件		
	温度/℃	压力/MPa	时间/h
1#	3.65	15.09	0.04
1# + 10.0% 乙二醇	2.60	14.90	0.60
1# + 20.0% 乙二醇	2.45	14.46	0.90
1# + 30.0% 乙二醇	2.45	14.60	2.10
1# + 10.0% NaCl	2.25	14.83	未生成
1# + 15.0% NaCl	2.70	29.58	0.60
1# + 25.0% NaCl	2.35	29.93	未生成
1# + 25.0% NaCl + 10.0% 乙二醇	2.30	30.56	未生成
1# + 25.0% NaCl + 20.0% 乙二醇	1.80	28.30	未生成
1# + 25.0% NaCl + 30.0% 乙二醇	2.30	29.51	未生成

注:1#为4.0%预水化膨润土浆+0.4%ZNJ-1+0.4%JLS-1+0.1%ZNJ-2+3.0%SD-202+3.0%SD-102。

从表5可以看出,随抑制剂加量的增加,水合物形成的温度下降,压力上升,抑制水合物生成的能力增强,热力学抑制剂可有效抑制水合物的形成,NaCl的抑制效果好于乙二醇。

3.4.3 热力学与动力学水合物抑制剂复配效果

热力学与动力学水合物抑制剂复配具有一定的协同作用,可进一步减小抑制剂加量,提高抑制效果。通过试验评价了不同过冷度条件下DY-1与NaCl复配时对水合物的抑制作用,并对DY-1的加量进行了优选,结果见表6。

表 7 膨润土加量优选试验结果

Table 7 Optimization results of bentonite content

膨润土加量,%	温度条件	表观黏度/mPa·s	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa	静切力/Pa	API滤失/mL
0	常温	1.00	1.00	0	0/0	
	2℃	1.00	1.00	0	0/0	
2.0	常温	2.25	1.50	0.75	0.50/0.25	78.00
	2℃	2.50	1.50	1.00	0.50/0.50	67.00
4.0	常温	4.50	4.00	0.50	0.75/1.50	59.00
	2℃	5.25	4.50	1.75	1.00/1.75	54.00
6.0	常温	6.50	5.00	1.50	2.50/3.75	46.00
	2℃	8.00	5.00	3.00	3.00/4.00	40.00

从表7可以看出,低温对膨润土基浆的流变性能影响不大,随着膨润土加量的增加,低温影响加剧,黏度、切力明显增大,但同时滤失量略有下降。当膨润土加量为4.0%时,基浆流变性、滤失量比较合理,此时温度对基浆性能的影响不大,因此在以后试验中以4.0%膨润土浆作为基浆。

4.2 处理剂评价

4.2.1 增黏剂优选

根据调研结果,以4.0%膨润土浆为基浆,加入

表 6 DY-1与 NaCl 复配水合物抑制效果评价

Table 6 Evaluation results of hydrate inhibition of DY-1 and NaCl mixture

DY-1和 NaCl 加量	水合物生成条件		
	温度/℃	压力/MPa	时间/h
0.5%DY-1	2.10	10.72	0.5
10.0%NaCl	2.45	14.60	2.1
	1.80	13.97	未生成
10.0%NaCl+0.5%DY-1	1.80	17.24	未生成
	1.80	23.81	2.9
10.0%NaCl+1.0%DY-1	2.20	23.67	2.3
10.0%NaCl+1.5%DY-1	2.50	23.52	未生成
10.0%NaCl+2.0%DY-1	2.20	24.74	3.9

注:DY-1和 NaCl 及其复配后都加入到4%膨润土浆中。

由表6可知,DY-1与NaCl复配具有很好的协同作用,可以大大提高抑制水合物生成的能力,抑制效果明显好于单独使用;DY-1加量约1.5%时,抑制效果最好。

4 深水钻井液低温流变性调控技术

4.1 基浆优化

为了解低温对膨润土浆流变性的影响,首先进行了膨润土基浆在低温下的流变性试验,以优选深水低温钻井液膨润土的加量,结果见表7。

不同增黏剂,通过测其性能以评价增黏剂的性能,结果见表8。

从表8可看出,ZNJ-3在低温下不但不起增黏作用,反而使基浆的黏度略有下降,比较适合于深水钻井液选用;ZNJ-2效果也较理想,且抗温性较好。

4.2.2 降滤失剂优选

在4.0%膨润土浆中分别加入不同的降滤失剂,通过测其性能,以评价降滤失剂的性能,结果见表9。

表8 增黏剂评价试验结果
Table 8 Evaluation results of thickeners

增黏剂及加量	温度条件	表观黏度/mPa·s	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa	静切力/Pa	API滤失/mL	pH值
0.3%ZNJ-1	常温	14.25	9.50	4.75	1.25/1.25	29	8
	2℃	16.00	11.00	5.00	1.25/1.50	16	8
0.3%ZNJ-2	常温	23.50	14.00	9.50	2.00/8.00	11	7
	2℃	28.50	16.50	12.00	2.75/9.50	11	7
0.3%ZNJ-3	常温	26.50	10.50	16.00	7.00/7.50	13	7
	2℃	25.00	10.00	15.00	6.00/7.25	16	7
0.3%ZNJ-4	常温	13.25	10.00	3.25	0/0	13	7
	2℃	17.75	14.00	3.75	0.50/0.50	14	7
0.3%ZNJ-5	常温	15.00	9.50	5.50	0/0	14	7
	2℃	15.25	10.00	5.25	0.75/1.50	17	7
0.3%ZNJ-6	常温	14.50	10.50	4.00	0.50/0	22	8
	2℃	16.50	11.50	5.00	1.50/2.00	18	7
0.3%ZNJ-7	常温	14.00	11.00	3.00	0.50/1.50	11	8
	2℃	17.25	12.50	4.75	0.75/2.50	10	7
0.3%ZNJ-8	常温	4.75	4.00	1.50	0.75/1.00	57	9
	2℃	5.50	4.00	3.00	1.50/2.00	56	9

表9 降滤失剂评价试验结果
Table 9 Evaluation results of filtration controllers

降滤失剂及加量	温度条件	表观黏度/mPa·s	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa	静切力/Pa	API滤失/mL	pH值
3.0%JLS-1	常温	3.75	3.50	0.25	0.25/0.25	15.00	
	2℃	5.00	4.50	0.50	0.25/0.25	10.00	8.0
3.0%JLS-2	常温	6.00	5.00	1.00	1.00/1.00	44.00	
	2℃	7.00	4.50	2.50	2.00/3.00	36.00	9.0
3.0%JLS-3	常温	2.25	2.00	0.25	0.50/0.50	9.00	
	2℃	3.00	1.50	1.50	0.50/0.50	10.00	8.5
3.0%JLS-4	常温	3.00	3.00	0	0/0	8.50	
	2℃	4.00	4.00	0	0.25/0.25	10.00	7.5
3.0%JLS-5	常温	9.00	8.00	1.00	0.25/0.25	9.00	
	2℃	11.00	10.00	1.00	0/0	9.00	8.0
3.0%JLS-6	常温	8.25	7.50	0.75	1.00/2.00	12.00	
	2℃	9.75	8.50	1.25	0.25/0.75	9.00	8.0
3.0%JLS-7	常温	6.00	5.00	1.00	0.25/0.25	13.00	
	2℃	8.00	7.50	0.50	0.25/0.25	10.00	8.0
3.0%JLS-8	常温	16.50	13.00	3.50	0.50/0.75	11.00	
	2℃	19.50	14.00	5.50	0.25/1.00	13.00	7.0
3.0%JLS-9	常温	13.50	12.00	1.50	0.25/0.25	10.00	
	2℃	17.00	14.50	2.50	0.50/0.50	12.00	7.0

从表9可以看出,树脂类降滤失剂JLS-1较JLS-2具有更低的滤失量,但实践表明JLS-1抗盐性能较JLS-2差,因此在深水钻井液中可考虑使用JLS-2;褐煤类降滤失剂JLS-3、JLS-4、JLS-5和JLS-6降滤失效果相当,但JLS-3、JLS-4具有更好的降黏作用;聚合物降滤失剂JLS-7、JLS-8和JLS-9

降滤失性能相差不大,但对黏度的影响不同。因此,考虑深水钻井液在低温下易增稠的特点,首选黏度较低者。

4.2.3 降黏剂优选

钻井液常用降黏剂主要有分散型和聚合物型两

类,其降黏机理不同、加量不同,对钻井液性能的影响也不相同,分别选取代表性产品,加入到 6.0% 膨

润土浆中,通过测其性能,以评价降黏剂的性能,结果见表 10。

表 10 降黏剂评价结果
Table 10 Evaluation results of thinners

降黏剂及加量	温度条件	表观黏度/mPa·s	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa	静切力/Pa	API 滤失/mL
0.3%JNJ-1	常温	3.75	3.50	0.75	0/0	13.00
	2 °C	5.50	5.00	0.25	0.25/0.50	11.00
0.3%JNJ-2	常温	2.50	2.00	1.00	0/0.25	11.00
	2 °C	4.00	3.50	0.75	0/0.25	12.00
0.3%JNJ-3	常温	2.75	2.50	1.00	0/1.00	22.00
	2 °C	5.00	4.00	2.00	0.25/1.00	19.00
0.3%JNJ-4	常温	2.50	2.50	2.25	0/0.50	26.00
	2 °C	3.00	2.50	3.50	0/0.25	29.00
0.3%JNJ-5	常温	3.00	2.50	3.25	0/2.00	26.00
	2 °C	4.00	3.00	2.00	0/1.50	22.00

由表 10 可知,分散型降黏剂 JNJ-2 的降黏效果最好,JNJ-1 次之,而 JNJ-3 较差且对环境污染较为严重;聚合物降黏剂 JNJ-4 的降黏效果优于 JNJ-5。

5 深水钻井液体系及性能评价

5.1 深水钻井液配方

深水钻井时,深水及浅层温度较低,但对于深部地层,同陆上钻井一样,随地层深度增加温度升高。因此,深水深层钻井不仅要求钻井液具有很好的低

温流变性,同时应具备较好的抗高温能力。因此,在优选处理剂的基础上,优化设计了 2 套深水钻井液配方,分别适合于深水浅部地层和深部地层的钻进。

配方 1: 膨润土浆(可直接用海水,黏度更低)+0.3%ZNJ-3+3.0%SDN-1 非渗透降滤失剂+25.0%NaCl(用 NaOH 将 pH 值调至 9);

配方 2: 膨润土浆+0.3%ZNJ-2+0.5%JLS-7+3.0%JNJ-2+3.0%JLS-2+1.0%JNJ-4+25.0%NaCl(用 NaOH 将 pH 调值至 9)。

2 个配方深水钻井液的基本性能见表 11。

表 11 深水水基钻井液基本性能
Table 11 Basic performances of water-based deepwater drilling fluids

配方	试验条件	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa	静切力/Pa	pH 值	API 滤失/mL	泥饼厚度/mm	高温高压滤失/mL
1#	室温	29	7.5	5/8	9	12.4	1.0	
	0 °C	32	9.5	7/10	9	14.2	1.0	
	室温	25	10.0	3/10	9	2.8	1.0	
	0 °C	28	11.0	5/12	9	3.2	1.0	
2#	室温 (150 °C/16 h 老化)	35	14.0	5/12	8	4.8	1.0	14.2(150 °C/ 3.5 MPa)
	0 °C (150 °C/16 h 老化)	29	12.0	8/19	8	3.2	1.0	10.6(150 °C/ 3.5 MPa)

从表 11 可看出,配方 1 钻井液黏度低,流变性好,可直接排放于海底,适于深水浅层钻进;配方 2 钻井液低温黏度低,抗高温能力强,高压滤失量较低,适于深水深层或储层钻进。

5.2 深水钻井液性能评价

5.2.1 水合物抑制性试验

为防止钻井过程中浅层气进入钻井液形成水合

物,利用水合物抑制性评价试验装置对优选出的钻井液配方进行了水合物抑制性能评价,结果为:配方 1 在 15.17 MPa/3.8 °C 条件下无水合物生成,在 30.00 MPa/2.0 °C 条件下有水合物生成;配方 2 在 15.08 MPa/4.0 °C 条件下无水合物生成,在 30.00 MPa/2.0 °C 条件下无水合物生成。

由此可知,配方 1、2 对水合物的抑制效果都较好,能在 15 MPa/4.0 °C 条件下抑制水合物生成,即

适用于 1 500 m 深水区钻井作业。

5.2.2 抗污染性试验

由于配方中已含有较高浓度的无机盐,因此只

评价了抗膨润土或(和)劣质土的污染性能,结果见表 12。

从表 12 可以看出,两套钻井液配方抗膨润土和劣土污染的能力都比较强,在分别加入 5.0% 的膨

表 12 钻井液抗污染性能评价结果

Table 12 The contamination resistance performance of deepwater drilling fluid

配方	表观黏度/mPa·s	塑性黏度/mPa·s	动切力/Pa	API 滤失/mL	pH 值
1#	41.0	29	12.0	3.2	8.0
1# + 1.0% 膨润土	40.5	29	11.5	2.6	9.0
1# + 3.0% 膨润土	47.5	30	0.58	4.0	8.0
1# + 5.0% 膨润土	35.0	27	8.0	3.0	8.0
1# + 1.0% 劣土	47.5	29	18.5	3.6	8.5
1# + 5.0% 劣土	47.5	30	17.5	3.2	8.5
1# + 10.0% 劣土	37.5	28	9.5	3.2	8.5
2#	36.5	25	11.5	6.4	9.0
2# + 1.0% 膨润土	35.0	25	10.0	6.0	9.0
2# + 3.0% 膨润土	41.0	27	14.0	5.4	9.0
2# + 5.0% 膨润土	42.5	27	15.5	5.0	9.0
2# + 1.0% 劣土	40.0	26	14.0	5.6	9.0
2# + 5.0% 劣土	42.5	27	15.5	4.2	9.0
2# + 10.0% 劣土	42.5	29	13.5	4.6	9.0

润土或(和)加入 10.0% 的劣质土后,钻井液流变性、滤失性均变化不大。

5.2.3 页岩膨胀性试验

页岩膨胀试验是评价钻井液抑制防塌性能的主要方法之一,利用膨润土在模拟条件下制作试验岩心,进行钻井液抑制膨胀试验,结果见图 1。

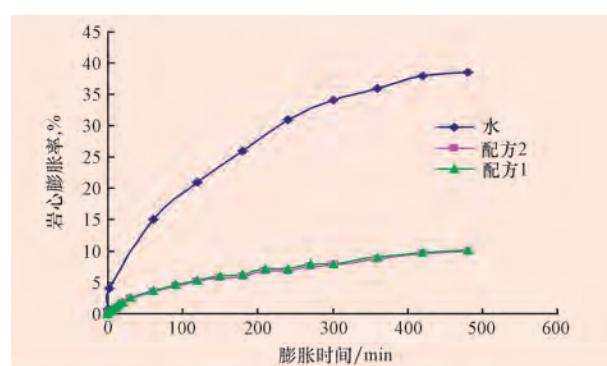


图 1 钻井液抑制膨胀试验结果

Fig.1 Linear swelling test results of deepwater drilling fluids

由图 1 可知,清水浸泡 8 h 后的岩心膨胀率为 38.510%,配方 1 钻井液浸泡 8 h 后的岩心膨胀率

为 10.235%,配方 2 钻井液浸泡 8 h 后的岩心膨胀率为 9.996%,由此可以说明两配方钻井液的抑制页岩水化膨胀效果较好。

5.2.4 页岩回收率试验

选取不同油田典型泥页岩岩心(屑)进行分散回收试验,结果见表 13。

由表 13 可知,配方 1 钻井液和配方 2 钻井液均可以使不同地层岩心(屑)的回收率大幅提高,说明两配方钻井液对不同泥页岩的水化分散均有较好的抑制效果,有利于井壁稳定。

5.2.5 深水钻井液环境可接受性评价

深水钻井的特殊环境要求钻井液具有良好的环境可接受性,参照 GB/T 15441—1995 水质急性毒性的发光细菌测定法对配方 1 钻井液和配方 2 钻井液进行检测,结果为:配方 1 钻井液的 $EC_{50} = 1738$ mg/L,配方 2 钻井液的 $EC_{50} = 1828$ mg/L。两配方均为微毒,均具有较好的环境可接受性,基本可满足深水钻井的环保要求。

表 13 钻井液对不同地层岩心抑制性评价
Table 13 The inhibition evalution of deepwater drilling fluid to different formation

油田	层位	井深/m	回收率, %		
			清水	配方 1	配方 2
东部某油田	Nm _下	1 683~1 703	8.02	84.76	80.66
	Ed ₂	3 202~3 204	3.96	97.56	93.06
	Ed ₃	3 553~3 556	31.95	95.34	96.94
	Es ₃	3 550~3 602	48.75	91.52	89.24
西部某油田	T ₂ a	4 660~4 698	12.10	58.22	60.12
	C ₁ KL	5 157~5 158	6.28	94.32	92.44
南海某油田	WZ	2 052~2 053	30.60	82.40	87.20

6 结论与建议

1) 分析了深水钻井液的关键技术及其特殊性, 专门研制了深水钻井液水合物抑制性评价试验装置、钻井液循环与井壁稳定性模拟系统以及钻井液低温基本性能试验装置等设备, 为深水钻井液技术研究奠定了坚实的基础。

2) 借助新研制的模拟试验装置, 通过试验分析了膨润土含量及搅拌速度、常用钻井液处理剂等影响水合物形成的基本规律, 优选了深水钻井液用水合物抑制剂及其协同配方, 为深水钻井液体系及性能优化研究提供了技术支持。

3) 通过试验初步优化出了具有自主知识产权的两套深水钻井液体系配方, 为开展深水钻井液技术现场试验提供了技术储备。

4) 我国目前深水钻井液技术研究尚处于起步阶段, 建议进一步开展以下研究工作: 天然气水合物在钻井液中的形成与抑制机理研究; 环保型低剂量高效水合物抑制剂的研发; 高低温条件下钻井液流变性调整机理研究; 新型高效流型调节剂及恒流变特性钻井液体系的研究; 深水海底浅层井壁稳定机理及窄安全密度窗口井壁防塌技术研究等。

致谢: 项目研究过程中得到了中国石油海洋工程有限公司的屈建省、王友华、吴达华、毕博、王多万等同志的支持与帮助, 另外, 研究生游艳平、孔祥云等参加了部分试验工作, 在此一并表示感谢。

参 考 文 献

[1] Zamora M, Broussard P N, Stephens M P. The top 10 mud-related concerns in deepwater drilling operations [R]. SPE 59019, 2000.

- [2] Davison J M, Clary S, Saasen A, et al. Rheology of various drilling fluid systems under deepwater drilling conditions and the importance of accurate predictions of downhole fluid hydraulics [R]. SPE 56632, 1999.
- [3] 徐加放, 邱正松, 吕开河. 深水钻井液初步研究 [J]. 钻井液与完井液, 2008, 25(5): 9~10.
Xu Jiafang, Qiu Zhengsong, Lü Kaihe. Studies on deepwater drilling fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2008, 25(5): 9~10.
- [4] 王松, 宋明全, 刘二平. 国外深水钻井液技术进展 [J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3): 8~12.
Wang Song, Song Mingquan, Liu Erping. Development of foreign deepwater drilling fluid [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 8~12.
- [5] William H, Dennis K C, Mark S. New gas hydrate inhibitors for deepwater drilling fluids [R]. SPE 39316, 1998.
- [6] Philips N J, Grainger M. Development and application of kinetic hydrate inhibitors in the North Sea [R]. SPE 40030, 1998.
- [7] 徐加放, 邱正松. 深水钻井液研究与评价模拟实验装置 [J]. 海洋石油, 2010, 30(3): 88~92.
Xu Jiafang, Qiu Zhengsong. Research and evaluation on stimulating experiment installation of deepwater drilling fluids [J]. Offshore Oil, 2010, 30(3): 88~92.
- [8] 白玉湖, 李清平, 周建良, 等. 天然气水合物对深水钻采的潜在风险及对应性措施 [J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3): 17~21.
Bai Yuhu, Li Qingping, Zhou Jianliang, et al. The potential risk of gas hydrate to deepwater drilling and production and the corresponding strategy [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 17~21.
- [9] 孙宝江, 马欣本, 刘晓兰, 等. 钻井液添加剂 JLX-B 抑制天然气水合物形成的实验研究 [J]. 石油学报, 2008, 29(3): 463~466.
Sun Baojiang, Ma Xinben, Liu Xiaolan, et al. Experimental study on drilling fluid additive JLX-B for inhibiting natural gas hydrate formation [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(3): 463~466.
- [10] 裴俊红, 郭天民. 甲烷水合物在含抑制剂体系中的生成动力学 [J]. 石油学报: 石油加工, 1998, 14(1): 1~5.
Qiu Junhong, Guo Tianmin. Kinetics of methane hydrate formation in the presence of inhibitors [J]. Acta Petrolei Sinica: Petroleum Processing Section, 1998, 14(1): 1~5.