

Research on High Performance Deepwater Drilling Fluid System

Peng Cheng¹, Yingzhong Cui², Hong Chen², Fuchang Shu^{2,3}, Xingjin Xiang^{2,3}

¹CNOOC EnerTech—Drilling & Production Co.-Zhanjiang, Zhanjiang Guangdong

²Jingzhou HANC New Technology Research Institute, Hubei HANC New Technology Co. Ltd., Jingzhou Hubei

³Yangtze University, Jingzhou Hubei

Email: chengpeng2@cnooc.com.cn

Received: Mar. 7th, 2019; accepted: Mar. 21st, 2019; published: Mar. 28th, 2019

Abstract

In the process of offshore deepwater drilling, due to a series of problems such as low seabed temperature, poor stability of seabed shale and easy formation of gas hydrate, the performance of drilling fluid is put forward with high requirements. By analyzing the problems encountered in Lingshui 17-2 drilling development, a set of high-performance deepwater drilling fluid system was developed, and its performance reached the international level of similar technology.

Keywords

High-Temperature, Deep-Water, Drilling Fluid, Reservoir Protection

高性能深水钻井液体系研究

程朋¹, 崔应中², 陈洪², 舒福昌^{2,3}, 向兴金^{2,3}

¹中海油能源发展股份有限公司工程技术湛江分公司, 广东 湛江

²湖北汉科新技术股份有限公司, 荆州市汉科新技术研究所, 湖北 荆州

³长江大学, 湖北 荆州

Email: chengpeng2@cnooc.com.cn

收稿日期: 2019年3月7日; 录用日期: 2019年3月21日; 发布日期: 2019年3月28日

摘要

在海洋深水钻井过程中, 由于存在海底温度低、海底页岩稳定性差、易形成气体水合物等一系列问题,

对钻井液的性能提出了很高的要求。通过分析应对陵水17-2钻井开发中遇到的问题,开发出一套高性能深水钻井液体系,性能达到国际同类技术水平。

关键词

高温, 深水, 钻井液, 储层保护

Copyright © 2019 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

深水钻井一般指在海上作业中水深超过 900 m 的钻井。海底温度较低,一般低于 4℃,因此海洋深水环境会给钻井带来一系列新难题。陵水 17-2 气田是我国第一个自营深水勘探的高产大气田,最大水深达 1500 m,由于存在深水低温、地层欠压实和安全密度窗口窄的情况,钻井液容易出现低温增稠、井壁失稳、气体水合物和压漏地层的问题。钻井液低温增稠会导致流变性调控困难,进而带来环空 ECD 增加、糊筛跑浆、井下憋阻、憋漏系列问题。地层失稳会导致缩径扩径,增大阻卡风险。而气体水合物生成一方面容易堵塞管道,另一方面会增大作业过程中溢流、井涌、井喷的风险。因此如何维持钻井液稳定的流变参数即实现恒流变、保障井壁稳定、预防水合物生成成为保障现场作业安全的关键。本文通过优选,构建出一套适合陵水 17-2 气田的高性能深水钻井液体系,提供了深水钻井液恒流变、井壁稳定和水合物预防措施,同时能够满足润滑和储层保护的需要,为现场安全提供了钻井液技术手段。

2. 高性能深水钻井液体系构建

2.1. 体系构建思路

在调研国内深水钻井液资料的基础上[1][2][3],通过对陵水 17-2 已钻井资料的分析,构建形成一套高性能水基钻井液配方。该钻井液采用无土相配方来提供更大的固相容量限,有利于维持流变性的稳定,从而避免高温减稠和低温增稠带来的井下 ECD 控制问题和糊筛跑浆问题;通过加入水合物抑制剂甲酸钾和氯化钠[4]来预防水合物的生成;采用键合剂 PF-HBA 控制活度来增强对自由水的束缚和控制。加入纳微固壁剂 PF-HGW 和胶束封堵剂 PF-HSM,增强对渗透性地层和泥岩地层的封堵固壁作用,减少液相侵入带来的井壁失稳问题。

通过大量室内实验,优选出以下高性能深水钻井液体系配方:

海水 + 0.15%纯碱 + 0.2%烧碱 + 0.2%~0.3%PAC-LV + 0.2%~0.3%包被剂 PF-PLUS + 0.10%~0.2%增粘剂 XC + 1.5%~2.0%降滤失剂 PF-HFLO + 5%键合剂 PF-HBA + 5% NaCl + 10%甲酸钾 + 1.5%~2%纳微固壁剂 PF-HGW + 1.5%~2%胶束封堵剂 PF-HSM + 5%润滑剂 PF-HLB + 重晶石加重

2.2. 钻井液体系性能性价

1) 恒流变性能评价

在海洋深水钻井过程中,低温对流变性的影响较大。通常评价低温到高温的温度变化条件下钻井液体系的动切力和低剪切速率粘度值的变化,来衡量深水钻井液体系的恒流变性能好坏,变化越小,体系的恒流变性能越好,变化越大,说明钻井液流变性能受度的影响越大。

Table 1. Properties of the drilling fluid at different temperatures**表 1.** 不同温度下的钻井液性能

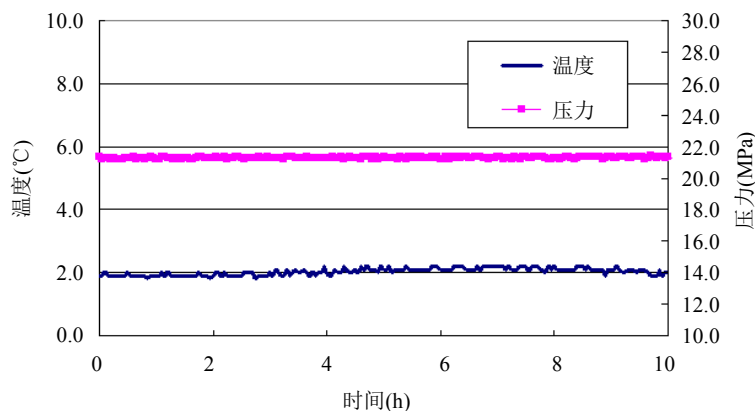
流变性测试温度 (°C)	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ ₆ /Φ ₃	GEL (Pa)
2	48.5	29	19.5	15/12	7.5/10.5
4	44	26	18	14/11	
25	33	18	15	12/10	6/9
50	26	13	13	11/9	
65	23.5	11	12.5	10/8	5/6.5

老化条件: 95°C × 16 h.

由表 1 可知, 该钻井液体系即使在 2°C 低温下仍具有较低的动切力和 3 转 6 转值, 且初终切较低; 从 2°C 到 65°C 动切力的变化从 19.5 Pa 变为 12.5 Pa, 3 转值从 12 降为 8, 并未发生剧烈变化, 体现出非常良好的流变稳定性。

2) 水合物抑制性能评价

利用高压动态模拟水合物热力学测试仪, 根据深水作业工况条件, 模拟深水低温高压条件, 对深水钻井液体系进行水合物抑制性能评价。从实验温度和压力曲线来看, 在 21 MPa 下 10 小时实验过程中, 均未表现出压力大幅下降同时温度上升的现象如图 1 所示, 表明未生成气体水合物, 证明深水钻井液体系具有良好的水合物抑制性能。

**Figure 1.** Hydrate test of the high performance deepwater drilling fluid**图 1.** 高性能深水钻井液水合物测试

3) 抗钻屑污染性能评价

取过 100 目筛网的露头岩屑, 将深水钻井液老化, 然后加入岩屑, 热滚老化 3 h 后测定流变性能, 再用岩屑污染, 然后再次热滚老化 3 h 后测定流变性能, 如此反复多次, 考察钻屑持续多次污染下的钻井液的流变性变化情况。

由表 2 看出, 持续多次钻屑污染的情况下, 高性能深水钻井液体系的性能相当稳定, 在 20% 大加量污染条件下流变性能参数变化不大, 说明其具有很好的抗岩屑污染的能力。

4) 润滑性能评价

经室内评价, 钻井液体系的润滑系数和粘滞系数都在 0.1 以下, 优选的钻井液体系具有良好的润滑性能。润滑性能数据如表 3 所示。

Table 2. Evaluation of the system pollution capacity
表 2. 体系污染能力评价

岩屑污染(%)	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ_6/Φ_3	GEL (Pa)
空白	42	29	13	9/6	2.5/3
5	43	31	11.5	9/7	
10	45	32	11	9/7	2.5/3
15	47	35	12	9/7	
20	50	36	14	11/9	3/4.5

老化条件: 95 °C 16 h; 流变性测定温度: 25 °C

Table 3. Lubrication properties of the drilling fluid
表 3. 钻井液的润滑性能

泥饼粘滞系数	润滑系数
0.091	0.045
0.091	0.045

测定温度: 25 °C

5) 储层保护性能评价

室内参考行业标准对高性能钻井液体系进行了单项污染储层保护评价实验, 实验步骤如下: ① 将岩心抽真空饱和地层水后, 备用; ② 在常温下正向用气测测定原始渗透率 K_1 ; ③ 在动态污染仪上, 在 3.5 MPa、95°C 下, 反向单项流体污染岩心 125 min; ④ 取出岩心, 在常温下正向用气测定渗透率 K_2 ; ⑤ 计算渗透率恢复值 K_2/K_1 。

Table 4. Single-phase fluid reservoir protection effect
表 4. 单相流体储层保护效果

岩心号	流体	钻井液	K_0 (mD)	K_1 (mD)	K_1/K_0 (%)
RX4	氮气	深水钻井液	684	614	89.8
TS47	氮气	深水钻井液	376	341	90.7

钻井液污染实验条件: 95°C × 3.5 MPa × 125 min × 300°。

由表 4 看出, 高性能深水钻井液体系单项流体污染后的渗透率恢复值达到 90%, 储层保护效果良好。

3. 结论

- 1) 室内开发了一套适用于陵水的高性能深水钻井液体系。
- 2) 钻井液体系的抗污染性、润滑性和储层保护性能良好。
- 3) 低温下钻井液的切力变化不大, 恒流变性能好, 有利于性能维护和井下 ECD 控制。
- 4) 水合物抑制性良好, 在低温高压条件下无气体水合物生成。

参考文献

- [1] 向兴金, 董星亮, 岳江河. 完井液手册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- [2] 罗健生, 李自立, 罗曼, 李怀科, 刘刚, 赵春花. 深水钻井液国内外发展现状[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(3): 1-7.

- [3] 何松, 邢希金. 海洋深水钻井液体系浅析[J]. 内蒙古石油化工, 2017, 43(6): 63-64.
- [4] 赵欣, 邱正松, 江琳, 孔祥云, 徐加放. 深水钻井液高效水合物抑制剂研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(6): 159-164.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2161-8844, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>
期刊邮箱: hicet@hanspub.org