

Application of Direct Flowback Drilling Fluid in the East of South China Sea

Li Zhang¹, Yinfu Han^{2*}

¹Deep Water Engineering Technology Center of Research Institute of Shenzhen Branch, CNOOC, Guangzhou Guangdong

²Jingzhou Jiahua Technology Co. Ltd., Jingzhou Hubei
Email: hanyf615329@163.com

Received: May 30th, 2018; accepted: Jul. 28th, 2018; published: Dec. 15th, 2018

Abstract

In consideration of the problems of complicated technologies and complicated operation of open hole completion and high operation cost in offshore oilfields, a direct flowback system for drilling fluid was developed. The system was simple in formulation and it was composed of modified xanthan gum, modified starch and high purity calcium carbonate. The system had good reservoir protection performance and no need for gel breaking and completion. It not only saves costs, but also reduces operational risks. It can be used in the reservoirs with low permeability and it has good application effect. At present, it has been applied to 29 wells in 9 oil and gas fields in the eastern part of the South China Sea. Nine hours for completion in each well is saved in average and the cost is saved by 600000 Yuan RMB, and good results have been obtained.

Keywords

Horizontal Well, Drill-in Fluid, Reservoir Protection, Direct Flowback, Open Hole Completion

*通信作者。

直接返排钻开液在南海东部的应用

张 力¹, 韩银府^{2*}

¹中海石油深圳分公司深水工程技术中心, 广东 深圳

²荆州嘉华科技有限公司, 湖北 荆州

作者简介: 张力(1980-), 男, 工程师, 现主要从事钻完井工艺及钻井液方面的研究。

Email: hanyf615329@163.com

收稿日期: 2018年5月30日; 录用日期: 2018年7月28日; 发布日期: 2018年12月15日

摘 要

针对海上油田水平井裸眼完井工艺复杂、作业繁琐及成本较高的问题, 研究了直接返排钻开液体系。该体系配方简单, 主要由改性黄原胶、改性淀粉及高纯粒径匹配碳酸钙组成, 体系具有良好的储层保护性能, 不需要破胶完井。该体系既节约成本又减少作业风险, 并且在低渗透储层的应用效果也较好, 目前已应用于南海东部9个油气田的29口井中, 平均每口井完井作业时效节约9 h并节约费用60万元, 取得了较好的成绩。

关键词

水平井, 钻开液, 储层保护, 直接返排, 南海东部油田

Copyright © 2018 by authors, Yangtze University 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

海上作业水平井一般采用裸眼或筛管完井的方式, 这对钻井完井液的储层保护提出了更高的要求, 目前海上常用的钻井完井液体系为 PRD 钻井完井液体系[1] [2] [3]。该体系在近年来的应用过程中取得了较好的应用效果, 但其必须破胶完井才能满足储层保护的要求, 且破胶剂属氧化剂, 具有一定的危险性, 完井工艺复杂, 作业繁琐, 成本较高[4] [5] [6]。因此, 开发研究了直接返排钻开液 UltraFLO 钻井完井液体系, 可省去破胶工艺, 既节约成本又减少作业风险。直接返排钻开液体系在南海东部油田广泛应用, 采用裸眼完井方式, 储层保护效果显著, 取得了较好的成绩。

2. 直接返排钻开液性能

直接返排钻开液是由泥饼可液化钻开液进一步优化而来, 所有添加剂延续了可以液化的功能特点, 即该钻开液的泥饼仍然可以达到被简易隐形酸液化的功能。直接返排钻开液体系关键技术在于碳酸钙的选型及粒径的选择, 匹配粒径越合适, 地层伤害越小; 如粒径选择不当, 滤液中的固相颗粒侵入则较深, 将严重伤害储层; 同时, 所选淀粉和碳酸钙的粒径互相“镶嵌”, 形成的泥饼更加致密, 封堵效果更好, 从而达到更好的储层保护效果[7] [8]。

直接返排钻开液体系：海水 + 0.25%NaOH + 0.2%Na₂CO₃ + 0.6%流型调节剂 PF-VIS-B + 2.5%改性淀粉 STARFLO + 5%KCl + 5%高纯粒径匹配碳酸钙 MBA + 2%聚合醇 PF-JLX-C + 2%润滑剂 PF-LUBE。评价直接返排钻开液体系性能良好，黏切适中，失水较小(表 1)。

Table 1. The evaluation of the performance of direct flowback of drill-in fluid

表 1. 直接返排钻开液体系性能评价

老化温度/℃	状态	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	$N_{\Phi 6}$	$N_{\Phi 3}$	pH 值	API 滤失量/mL	低剪切速率黏度/(mPa·s)
130	滚前	27	13	14	13	11	-	-	-
	滚后	28	14	14	12	11	9	4.2	24,680

注： $N_{\Phi 6}$ 和 $N_{\Phi 3}$ 分别为六速旋转黏度计 6、3 r/min 对应的读值。下同。

2.1. 加重方式评价

在配方中分别加入 KCl、NaCl、HCOONa、HCOOK 以及碳酸钙 MBA 加重剂，评价直接返排钻开液体系性能，结果如表 2 所示，在这几种不同加重方式下，直接返排钻开液体系均具有较好的性能，其中甲酸盐加重体系会具有更低的失水量。

Table 2. The performance of drilling fluid with different weighting agents

表 2. 钻井液加入不同加重剂后的性能

加重剂	状态	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	$N_{\Phi 6}$	$N_{\Phi 3}$	pH 值	API 滤失量/mL	低剪切速率黏度/(mPa·s)
NaCl	滚前	27	13	14	13	11	-	-	-
	滚后	28	14	14	12	11	9	4.4	24,680
KCl	滚前	27	13	14	13	11	-	-	-
	滚后	28	14	14	12	11	9	4.4	25,440
HCOONa	滚前	26	12	14	11	10	-	-	-
	滚后	25	12	13	11	10	9	3.6	26,780
HCOOK	滚前	27	14	13	11	10	-	-	-
	滚后	26	13	13	10	9	9	3.8	23,690
KCl + 碳酸钙 MBA	滚前	27	13	14	13	11	-	-	-
	滚后	28	14	14	12	11	9	4.2	25,480
KCl + 碳酸钙 MBA	滚前	27	13	14	13	11	-	-	-
	滚后	28	14	14	12	11	9	4.2	26,400

注：加重密度为 1.15 g/cm³。

2.2. 抗温性能评价

南海东部油气田储层温度范围广(60~140℃)，突显直接返排钻开液体系抗温性能的重要性。室内优选了直接返排钻开液体系的抗温材料(改性黄原胶)，确保其能抗 140℃ 的井底温度。试验结果如表 3 所示，在不同温度老化后，直接返排钻开液体系适用温度范围广，性能稳定，具有较好的流变性，API 滤失量控制在 5 mL 以下，各项性能均能有效满足水平段钻进需求。

Table 3. The temperature resistance of direct flowback drilling fluid
表 3. 直接返排钻开液抗温性

老化温度/℃	状态	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	N_{06}	N_{03}	pH 值	API 滤失量/mL	低剪切速率黏度/(mPa·s)
60	滚前	27	13	14	13	11	-	-	-
	滚后	28	14	14	12	11	9	4.4	24,680
80	滚前	27	13	14	13	11	-	-	-
	滚后	28	14	14	12	11	9	4.4	25,440
100	滚前	26	12	14	11	10	-	-	-
	滚后	25	12	13	11	10	9	3.6	26,780
120	滚前	27	14	13	11	10	-	-	-
	滚后	26	13	13	10	9	9	3.8	23,690
130	滚前	27	13	14	13	11	-	-	-
	滚后	28	14	14	12	11	9	4.2	25,480
140	滚前	33	14	19	16	15	-	-	-
	滚后	25	14	11	9	8	9	4.0	23,790

2.3. 储层保护性能评价

无黏土相钻开液无法采用重晶石加重, 而钻开液密度是保证钻井安全的一个重要参数。因此, 如何既能保证钻开液密度, 又同时兼顾储层保护, 是无黏土相钻开液的一个最重要的因素之一。长期以来通用的做法是采用可溶盐来进行加重, 但无机盐氯化钠与氯化钾加重能力有限, 而甲酸钠与甲酸钾成本又非常高。如果需要较高密度时, 可采用可溶盐与碳酸钙复配的方法来提高密度。不同加重方式对储层保护的影响评价结果如表 4 所示, 加重方式对储层保护基本无影响, 并且随着储层孔渗结构变好, 渗透率恢复值有变大的趋势。

Table 4. The effect of reservoir protection with different weighting modes
表 4. 不同加重方式储层保护效果

加重方式	密度/(g·cm ⁻³)	K_a /mD	K_o /mD	K_d /mD	$(K_d/K_o)/\%$
KCl	1.15	45.58	25.90	23.36	90.2
KCl + 碳酸钙 MBA	1.25	47.43	24.32	21.68	89.1
KCl	1.15	376.62	143.75	130.26	90.6
KCl + 碳酸钙 MBA	1.25	384.85	146.92	133.84	91.1
KCl	1.15	1321.82	542.51	500.12	92.2
KCl + 碳酸钙 MBA	1.25	1275.36	516.74	484.35	93.7

注: K_a 、 K_o 、 K_d 分别为岩心气相渗透率、岩心原始油相渗透率、岩心污染后的油相渗透率。

3. 直接返排钻开液的现场应用

直接返排钻开液体系在南海东部 9 个油气田已成功应用 29 口井, 井底最高温度为 140℃, 密度最高为 1.20 g/cm³, 钻井过程顺利, 未出现井下漏失等情况, 采用直接返排完井方式, 节省了作业时间, 且产量达到预期, 部分井远超过配产。

3.1. 钻开液黏切稳定

直接返排钻开液现场应用过程中性能稳定,以 A2H 井、A5H 井、A10H 井、22H1 井、24H2 井、A04H2 井、A13H1、B9ST3 井、3Sc 井、A17H 井、A18H 井为例,统计直接返排钻开液现场性能。由图 1 可以看出,钻井完井液漏斗黏度随井深变化稳定(50~60 s),塑性黏度较低(9~19 mPa·s),动切力稳定(9~24 Pa),低剪切速率黏度随井深变化稳定,维持在 20,000~30,000 mPa·s。

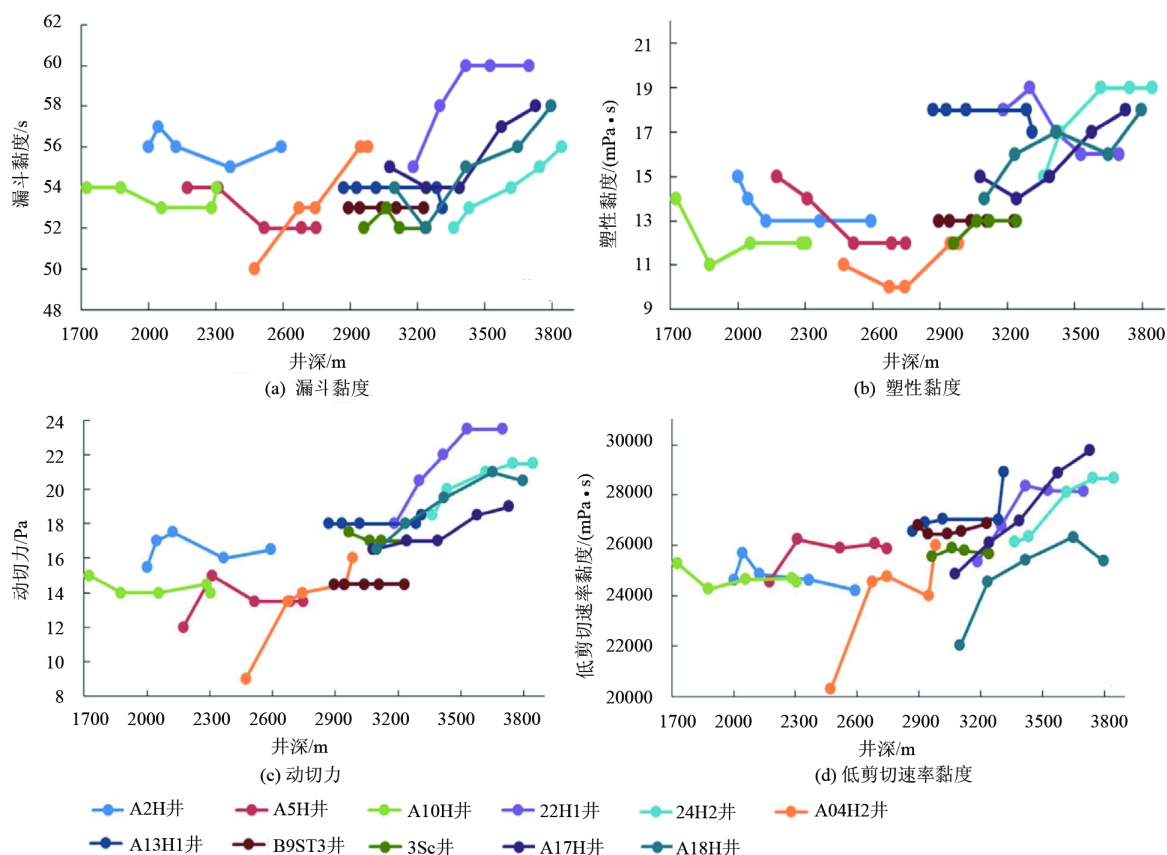


Figure 1. The field performance of direct flowback of the drill-in fluid

图 1. 直接返排钻开液现场性能随井深变化情况

3.2. 社会经济效益高

直接返排体系在南海东部油气田使用的 29 井次中,深层低渗储层 6 口、高温欠压储层 2 口、中高孔渗储层 16 口水平井、分支井。储层段井眼平滑规则顺畅、完井作业安全高效,每口井平均完井作业时效节约 9 h 并节约费用 60 万元。

4. 结论及认识

- 1) 直接返排钻开液性能良好,低剪切速率黏度控制在 30,000 mPa·s 左右时,具有更好的防止污染的能力和返排能力。
- 2) 直接返排钻开液抗温性良好,能适应 60~140℃ 等不同温度场储层开发。
- 3) 可溶盐和碳酸钙 2 种加重方式对储层保护效果影响不大,直接返排钻开液具有钻探更高密度储层的能力。

4) 直接返排钻井液体系具有更佳的完井方式选择, 现场应用结果表明, 其能够节省作业时间与费用, 并且具有较好的储层保护效果。

参考文献

- [1] 马美娜, 许明标. 一种 PRD 钻井液性能评价[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(2): 53-55.
- [2] 马美娜, 许明标, 唐海雄, 等. 有效降解 PRD 钻井液的低温破胶剂 JPC 室内研究[J]. 油田化学, 2005, 22(4): 289-291.
- [3] 赵峰, 唐洪明, 张俊斌, 等. LF13-1 油田 PRD 钻完井液体系储层保护效果优化研究[J]. 特种油气藏, 2010, 17(6): 88-90.
- [4] 韦红术, 张俊斌, 张伟国, 等. 泥饼可液化处理的 UltraFLO 钻井完井液[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(4): 37-39.
- [5] Abrams, A. (1977) Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion. *Journal of Petroleum Technology*, 29, 585-592. <https://doi.org/10.2118/5713-PA>
- [6] 魏裕森, 韦红术, 张俊斌, 等. 碳酸钙粒径匹配对储层保护效果的影响研究[J]. 长江大学学报(自科版), 2015, 12(2): 51-54.
- [7] 张伟国, 许明标, 由福昌, 等. 直接返排钻井完井液储层保护机理分析钻井完井液[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(1): 87-91.
- [8] 甄剑武, 王中华, 雷祖猛, 等. 水平井钻井液及储层保护[J]. 油田化学, 2005, 27(4): 457-461.

[编辑] 帅群

Hans 汉斯

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: 2471-7185, 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: jogt@hanspub.org