

Optimization and Application of Drilling Fluid Technology for Unstable Upper Piedmont Formation in the East of Amhe River Right Bank

Qi Wang¹, Li Ma², Hongxuan Wu²

¹CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited Drilling & Production Engineering Technology Research Institute, Guanghan Sichuan

²CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited International Company, Chengdu Sichuan
Email: wangqi_zcy@cnpc.com.cn

Received: Mar. 29th, 2019; accepted: Apr. 12th, 2019; published: Apr. 19th, 2019

Abstract

According to the complex geological conditions of cretaceous formation in Turkmenistan with the drilling problems of being prone to hydrate, strong water sensitivity, wall sloughing, hole enlarging and bit balling, as well as caving and sticking during drilling operations and trips, based on the analysis and summary of the previous experience and fluid technical difficulties, the drilling fluid optimization Technique technical measures are put forward. Through the study on inhibition of polyamine inhibition, potassium chloride and anti-sloughing plugging agent and working with new efficient independent developed drilling sealing materials, a set of potassium amine amphoteric polymer drilling fluid technology was developed, which is suitable for the complex geological conditions of cretaceous formation in Turkmenistan. The laboratory studies and field application show that this drilling fluid system has ability of strong sealing and anti-collapse, hole cleaning and sticking prevention. No bit balling and centralizer balling problems occur during drilling, which completely satisfies the requirements of drilling in the complex geological conditions of cretaceous formation in Turkmenistan and provides the technical support for safe.

Keywords

Wall Sloughing, Sticking, Polyamine Inhibition, Cretaceous Formation, Right Bank of Amhe River

阿姆河右岸东部山前中上部不稳定地层钻井液技术优化及应用

王 棋¹, 马 里², 吴泓璇²

¹中国石油川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 四川 广汉

²中国石油川庆钻探工程有限公司国际公司, 四川 成都

Email: wangqi_zcy@cnpccom.cn

收稿日期: 2019年3月29日; 录用日期: 2019年4月12日; 发布日期: 2019年4月19日

摘要

针对阿姆河右岸东部白垩系地层钻井过程中存在的强水敏泥岩段造浆、缩径和泥包, 以及高地应力破碎性地层和薄弱交界面井壁失稳, 起下钻阻卡严重、化眼频繁等复杂问题, 基于白垩系地层井壁失稳机理及技术难点分析, 提出了钻井液技术优化对策, 在勘探前期应用的两性的离子聚合物体系基础上, 通过引入氯化钾和聚胺抑制剂、封堵防塌剂为核心的处理剂, 进一步强化钻井液体系抑制性和封堵防塌性能, 优化形成了一套适合于该地层的钾胺基两性离子聚合物钻井液体系, 并在现场进行了应用。室内研究和现场应用表明, 该钻井液体系具有较强的抑制性能、封堵防塌性能。应用过程中钻井液性能稳定, 录井岩屑清晰, 无钻头和扶正器泥包问题, 降低阻卡化眼时效, 缩短了钻井工期, 为该区块上部地层段安全、快速、高效钻井提供了技术保障。

关键词

垮塌, 阻卡, 聚胺抑制剂, 白垩系, 阿姆河右岸

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

土库曼斯坦阿姆河右岸山前构造中上部地层以强水敏性软泥岩和硬脆性泥岩为主, 部分区域存在断层或破碎带。该井段井身结构主要以 $\phi 444.5$ mm大尺寸井眼为主, 裸眼井段平均长达1700 m。该井段前期主要使用两性离子聚合物钻井液体系, 总体满足钻进需要。但钻井过程中易发生垮塌、缩径和钻头泥包, 井壁失稳, 起下钻阻卡严重、化眼频繁等复杂问题仍是制约钻井提速和降本增效的主要技术瓶颈。因此, 需要从地层岩石失稳机理和钻井液技术优化等方面开展研究, 形成了一套适合于该地层的钻井液体系。

2. 钻井液技术难点及对策

2.1. 技术难点

该区块前期完钻的几口井均出现不同程度的复杂问题, 尤其以起下钻遇阻和划眼频繁问题为主, 在划眼起下钻过程中, 依然会出现频繁遇阻与憋扭矩现象, 说明在当前工程地质条件下, 现用钻井液体系需要进一步优化。其难点主要体现在以下几方面:

1) 井壁稳定问题

区域垮塌层谢龙阶底-阿尔布阶有长段脆性泥岩, 部分井由于处在断层或高地应力破裂带, 以及剥落性不整合交界面, 垮塌和由此产生的起下钻阻卡特别严重。

2) 大尺寸井眼清洁问题

该井段采用大尺寸井眼、裸眼井段长，且地层岩性又以泥岩和砂泥岩互层为主，同时泥岩段钻时较快，钻屑浓度高，钻屑能及时返出，尽量避免钻屑粘附在井壁，造成人工小井眼，导致起下阻卡。易造成阻卡。

3) 钻头泥包问题

白垩系中上部地层渗透性地层以砂泥岩为主，且泥岩水化分散后钻井液粘切激增，从而导致流变性恶化，流型转变，钻井液携砂能力和钻头水眼冲刷能力变弱，进而造成泥包，引起卡钻。

2.2. 技术对策

1) 以合理的密度控制平衡地应力，防止井壁坍塌

井壁的稳定性与地层的坍塌压力和破裂压力有关，必须以此来制定钻井液密度，使井壁处于力学平衡状态。尤其是山前高地应力区域，如果没有合适的钻井液密度平衡地层应力，会发生垮塌。井浆密度的控制务必建立在井下状况与井浆封堵防塌能力的前提下，即当井下工况好且短起下、长起下钻都正常时井浆密度取低限；当井下异常或浸泡周期长时取高限[1] [2] [3]。

2) 以强抑制性强包被性控制地层水化造浆及水敏问题

钻井过程中要抑制泥页岩水化膨胀主要采用包被抑制表面水化和晶层嵌入式抑制渗透水化等“多元协同”的方式，提高体系整体抑制能力。同时改善水基钻井液的流变性，保证钻井液具有较高的动塑比和较好的流型，提高体系携屑和悬浮能力[4] [5] [6] [7]。

3) 以优质的失水造壁能力及强封堵能力解决地层失稳问题

为确保白垩系及上部地层不整合接触，界面面岩性薄弱，以及强构造应力作用的破碎性易井壁失稳，采取封堵为主，抑制为辅，适当密度的技术措施，即采用颗粒级配与可变形材料软化相结合的方式强化钻井液的封堵造壁能力[8] [9] [10]。

4) 纤维重稠浆举砂方式是确保大尺寸井眼清洁重要手段

利用重稠浆在井筒中形成的塞流，并配合纤维在钻井液中形成的高强度网架结构，增加携砂能力；同时在上返过程中，运用纤维的“毛刷原理”，对井壁附作物持续的“刮扫”，达到井眼清洁。

3. 钻井液体系优化及性能评价

通过以上分析可知，在该区块中上部地层大尺寸长裸眼钻进过程中，钻井液的抑制和封堵防塌性能是关键。为此，通过试验优选了钻井液关键处理剂，进行了钻井液技术优化。

3.1. 钻井液配方优化

在前期应用的两性离子聚合钻井液基础上，在对规模化应用的抑制剂进行初步筛选的基础上，通过线性膨胀和滚动回收试验进行优选，表明引入无机抑制剂 7% KCl 与聚胺抑制剂 1% JXA-1 复配使用对增强钻井液抑制防塌性效果最佳，最终优化形成了强抑制强封堵钻井液体系，并对优化前后配方综合性能进行对比评价。

优化前配方(配方 1)为：3%膨润土 + 0.2% Na_2CO_3 + 0.1% NaOH + 0.8%两性离子聚合物强包被剂 FA367 + 1.0%聚阴离子纤维 PAC-LV + 0.3%两性离子聚合物抑制降粘剂 XY-27 + 3%超细碳酸钙 YX (800~2000 目) + 1%低荧光防塌剂 TYRF-1 + 1.5%阳离子沥青粉 XL-1 + 加重剂(重晶石)。

优化后配方(配方 2)为：配方 1 + 1%聚胺抑制剂 JXA-1 + 7% KCl。

3.2. 性能评价

1) 滚动回收率

为了考察体系的抑制能力,室内利用白垩系地层露头棕红色泥岩在恒温 80℃ 条件下滚动 16 h 的条件下进行了滚动回收率试验,同时和优化前钻井液体系进行了对比,实验结果见表 1。

Table 1. The comparison of rolling recovery rate between optimized drilling fluid and the original
表 1. 优化前后钻井液的滚动回收率对比

配方	一次滚动回收率(%)	二次滚动回收率(%)
配方 1 (密度: 1.4 g/cm ³)	88.6	84.7
配方 2 (密度: 1.4 g/cm ³)	94.3	92.4

从表 1 中可以看出,泥岩岩屑在配方 1 中经 80℃ 热滚 16 h 后,一次和二次回收率分别为 88.6% 和 84.7%。而在配方 2 中岩屑的回收率达到 92% 以上,说明优化后的钻井液体系具有较高的岩屑回收率,明显优于优化前的钻井液体系。该体系抑制分散的能力强,能有效控制泥岩水化分散。

2) 线性膨胀率

参照行业标准“SY/T 5613-2000 泥页岩理化性能试验方法”测试岩心在 80℃ 滚动 16 小时后滤液中的线性膨胀率(实验条件:测试压力: 3.5 Mpa, 测试温度: 80℃),实验结果见图 1。

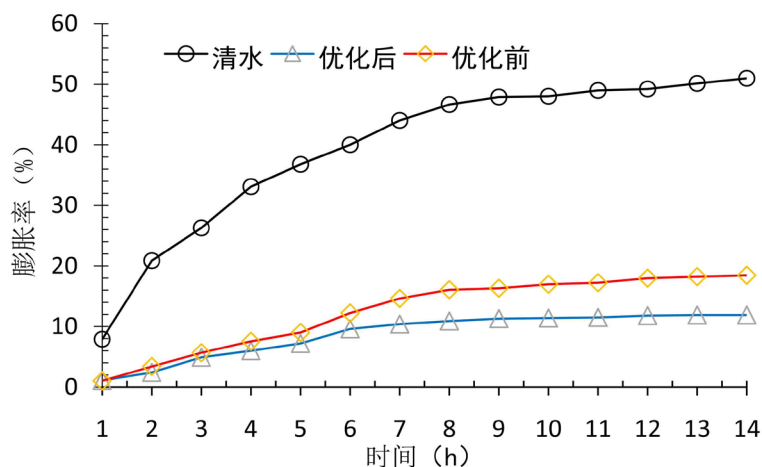


Figure 1. The curve of swelling linear expansion change with time
图 1. 膨胀率随时间变化曲线

从图 1 看出优化配方的高温高压线性膨胀率远低于蒸馏水的线性膨胀率,比优化前钻井液的线性膨胀率更低,说明优化后的钻井液具有较好的抑制泥页岩分散的性能,与滚动回收率实验结果一致,证明了优化形成的钾聚胺两性离子钻井液具有优异的抑制性能。

3) 岩石强化性能

通过对在优化前后钻井液体系中热滚浸泡过的岩心进行单轴应力试验,考察了钻井液对泥页岩井封固强化效果。其测试步骤为: A、配方钻井液体系。B、按照实验要求取露头制作岩心。C、分别将岩心放入老化罐中,注入配置好的优化钻井液体系,对比组为两性离子聚合物钻井液体系。于 80℃ 下热滚 16h。D、冷却后将岩心从液体中取出并擦去表面液体至表面较为干净,测量岩心的单轴抗压强度,实验结果如表 2 所示。

由表 2 可见,岩心在 80℃ 优化后钻井液中热滚后的抗压强度平均值为 8.9 MPa,在优化前的钻井液中浸泡后值为 5.65 MPa,抗压强度提高约 37%,说明了优化后的钻井液体系具有优异的泥页岩强化性能和井壁稳定能力。

4. 现场应用效果

本次对土库曼斯坦上部地层体系优化及配套技术现场的试验,于地质情况相对更加复杂的山前构造区块霍贾古尔卢克气田两口井开展。试验井井身结构与优化前的井类似,设计采用 $\phi 444.5$ mm井眼,裸眼段长1700 m左右。通过在山前构造区块霍贾古尔卢克气田两口井的现场实践证明,优化形成的钾胺基两性离子聚合物钻井液性能稳定,具有较强的封堵防塌、井眼清洁能力,有效解决了上部地层大井眼长裸眼段垮塌携屑、阻卡和泥包问题。应用效果主要体现在以下几个方面:

Table 2. The comparison uniaxial compressive strength of cores in the aging cell with drilling fluid at 80°C

表 2. 岩心在 80°C 钻井液中热滚后的抗压强度对比

钻井液类型	岩心编号	长度 (mm)	直径 (mm)	质量 (g)	密度 (g/cm ³)	抗压强度 (MPa)	平均值 (MPa)
优化前	1#	50.52	24.88	47.68	2.55	5.8	5.65
	2#	50.18	24.78	45.20	2.54	5.5	
优化后	3#	50.22	24.32	42.86	2.54	8.6	8.9
	4#	50.18	24.44	42.36	2.55	9.2	

1) 录井岩屑清晰

土库曼上部地层谢农阶、土伦阶泥岩易水化分散、造浆性好,前期井常出现返出岩屑不成形钻头切屑痕迹模糊或根本看不清、粘切上涨、泥包钻头等现象,尤其以谢农阶更甚,通过体系优化后,返出岩屑 PDC 钻头切屑痕迹明显,录井啥样清洗无垮塌(如图 2 所示)。

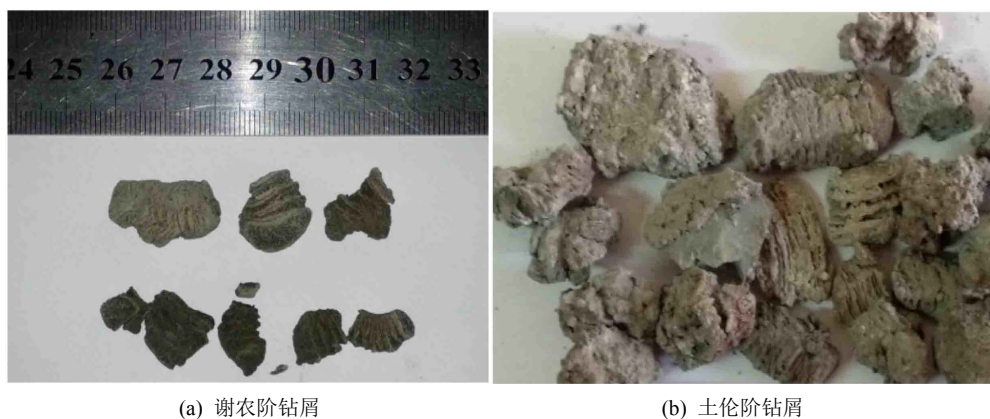


Figure 2. The photo of cutting logging
图 2. 录井岩屑照片

2) 钻井液性能稳定且流变参数控制合理

由表 3 可知,试验井段性能稳定且控制合理,随着井深的增加,马氏漏斗粘度逐步上提,但是钻井液始终保持低切力且稳定,确保了优良井筒清洁能力。

3) 降低了井眼扩大率

区域垮塌层谢龙阶底-阿尔布阶有长段泥岩,极易垮塌,且长时间浸泡后,钻井液滤液进入地层,垮塌更加严重且伴随着上部软泥岩缩径现象。表 4 可知,通过体系优化后,井壁失稳现象明显缓解,均未出现垮塌和缩径现象。平均井径扩大率分别为 6%和 8.69%,相比于邻近扩大率降低了约 23%。

Table 3. The comparison of drilling fluid property in the drilling of four wells
表 3. 试验井段钻井液性能参数对比

井号	ρ (g/cm ³)	FV (s)	YP (Pa)	G _{10s} /G _{10min} (Pa)	FL _{API} (mL)
XX1 (优化后钻井液)	1.15~1.35	45~72	3.5~7	0.5~1.5/1.5~4	2.2~5
XX2 (优化后钻井液)	1.15~1.35	40~70	3~8	1~1.5/2~6	2~4
XX3 (优化前钻井液)	1.25~1.33	40~55	5~15	1.5~3/5~10	6~8
XX4 (优化前钻井液)	1.25~1.41	45~65	6~18	1.5~3/4~15	3~6

Table 4. The comparison of the hole diameter enlargement ratio in the drilling of four wells
表 4. 试验井与该区块相临井井径对比

井号	XX1 井 (优化体系)	XX2 (优化体系)	XX3 井 (优化前)	XX4 井 (优化前)
统计井段(米)	459~2180	557~2321	425~2120	585~2100
最大井径(英寸)	28.78	21.1	20.3	23.4
最小井径(英寸)	15.29	17.54	11.64	17.52
平均井径(英寸)	19.02	18.5	17.36	19.5
井径扩大率(%)	8.69	6.0	-0.80	11.43

4) 提高了钻井时效, 降低钻井液成本

经统计, 试验井二开井段钻时对比临井明显加快, 试验井二开最快钻时 1.30 min/m, 最慢钻时 35 min/m, 钻至中完井深平均耗时 10 天; 邻井 XX3 二开最快钻时 1 min/m, 最慢钻时 140 min/m, 且邻井起下钻阻卡严重, 化眼频繁, 且钻至中完井深耗时 2 个月; XX4 井二开井下出现多处垮塌, 且在钻进过程中几次发生泥包钻头的情况, 严重影响正常钻进, 钻至中完井深耗时 1.5 个月。这说明了优化后的钻井液体系适合该区块地层特征, 提高了钻井液时效, 降低了钻井液成本。

5. 结论与建议

1) 针对土库曼斯坦白垩系地层井壁失稳机理及技术难点, 在前期应用的两性的离子聚合物体系基础上, 以氯化钾和聚胺抑制剂、封堵防塌剂为核心的处理剂, 优化形成了一套适合于该地层的钾胺基两性离子聚合物钻井液体系。

2) 室内研究和现场应用表明, 该钻井液具有较强的抑制性能、封堵防塌性能。现场应用过程中钻井液性能稳定, 井壁无垮塌, 无泥包复杂问题, 缩短了钻井工期, 提高了钻井时效。

参考文献

- [1] 梁大川, 罗平亚, 刘向君, 等. 钻井液处理剂及体系对泥页岩坍塌压力的影响研究[J]. 钻采工艺, 2011, 34(2): 83-85.
- [2] 王中华. 国内钻井液处理剂研发现状与发展趋势[J]. 石油钻探技术, 2016(3): 1-8.
- [3] 李林, 黄文章, 向林, 等. 高效环保型页岩气开发水基钻井液体系研究[J]. 石油与天然气化工, 2017, 46(6): 71-74.
- [4] 李志勇, 李鸿飞, 张立新, 等. 大牛地气田新型防塌钻井液研究及应用[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(3): 39-43.
- [5] 赵凯, 樊勇杰, 于波, 等. 硬脆性泥页岩井壁稳定研究进展[J]. 油钻采工艺, 2016, 38(3): 277-285.
- [6] 王倩, 周英操, 唐玉林, 等. 泥页岩井壁稳定影响因素分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(1): 171-179.
- [7] 邱正松, 徐加放, 吕开河, 等. “多元协同”稳定井壁新理论[J]. 石油学报, 2007(2): 117-119.

- [8] 文凯民. 泥页岩水化对井壁稳定影响研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- [9] 艾贵成, 梁志印, 赵雷青, 等. 软泥岩钻井技术探讨[J]. 西部探矿工程, 2009(4): 110-112.
- [10] 温航, 陈勉, 金衍, 等. 硬脆性泥页岩写井段井壁稳定力化耦合研究[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 748-754.

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: hjcet@hanspub.org