

高温环境下钻井泥浆体系性能评价

徐欢欢¹, 范良¹, 姜艳², 周啟梦³, 盛夏³

¹中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司油气产能建设事业部, 浙江 杭州

²国家管网集团建设项目管理分公司北方项目管理中心, 河北 廊坊

³重庆科技大学安全科学与工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年9月23日; 录用日期: 2024年12月3日; 发布日期: 2024年12月16日

摘要

深井钻探面临着多压力系统、窄密度窗口、高温高压、溢漏同存等诸多工程技术挑战。钻井泥浆是维持钻井过程稳定的关键因素, 一旦钻井泥浆失控, 可能导致井涌、井喷及井壁失稳等问题。以大安区块为例, 利用室内实验对深井钻井高温环境下泥浆性能的变化情况进行评价, 分析了不同密度的KCl-聚合物钻井泥浆及油基钻井泥浆在不同温度下的流变性、封堵性、润滑性及稳定性等变化。结果表明: KCl-聚合物钻井泥浆在最高100℃下仍能满足钻井的性能需求; 油基钻井泥浆在120℃时能满足钻井的性能要求, 在150℃时需优化泥浆配方, 增加泥浆切力。

关键词

高温环境, KCl-聚合物钻井泥浆, 油基钻井泥浆, 性能评价

Evaluation of Drilling Mud System Performance under High Temperature Environment

Huanhuan Xu¹, Liang Fan¹, Yan Jiang², Qimeng Zhou³, Xia Sheng³

¹Oil and Gas Production Capacity Construction Department, Zhejiang Oilfield Branch, China National Petroleum Corporation, Hangzhou Zhejiang

²Northern Project Management Center, Construction Project Management Branch, National Pipe Network Group, Langfang Hebei

³School of Safety Science and Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Sep. 23rd, 2024; accepted: Dec. 3rd, 2024; published: Dec. 16th, 2024

文章引用: 徐欢欢, 范良, 姜艳, 周啟梦, 盛夏. 高温环境下钻井泥浆体系性能评价[J]. 石油天然气学报, 2024, 46(4): 403-412. DOI: 10.12677/jogt.2024.464049

Abstract

Deep well drilling is faced with many engineering and technical challenges, such as multi-pressure system, narrow density window, high temperature and high pressure, and leakage co-storage. Drilling mud is the key factor to maintain the stability of drilling process. Once drilling mud is out of control, it may lead to kick, blowout and wellbore instability. Taking Da'an Block as an example, laboratory experiments were conducted to evaluate the variation of mud properties under high temperature environment of deep well drilling, and the changes of rheology, plugging property, lubricity and stability of KCL-polymer drilling mud and oil-based drilling mud with different densities were analyzed at different temperatures. The results show that KCL-polymer drilling mud can still meet the drilling performance requirements at the highest temperature of 100°C. Oil-based drilling mud can meet the performance requirements of drilling at 120°C, and it is necessary to optimize the mud formulation and increase the cutting force at 150°C.

Keywords

High Temperature Environment, KCl-Polymer Drilling Mud, Oil-Based Drilling Mud, Performance Evaluation

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

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



Open Access

1. 引言

随着油气勘探开发向深层和超深层推进,其面临的地质条件也更为复杂。深井超深井钻井是当前技术挑战最大、井下事故复杂最多、难题最集中的领域[1][2]。而钻井泥浆是深层超深层钻完井工程的核心技术,是决定钻井成败的关键技术之一。随着钻探的地层深度逐渐增加、钻遇的地层越来越复杂,井筒内的温度和压力会逐渐升高,钻井泥浆的性能受地层环境温度的影响也逐渐越来越大,甚至失去其原有的性能[3]-[5],现有的水基钻井液体系配方,比如聚磺体系,KCl体系,聚胺-有机盐体系等是否能够满足现场钻井的需求有待考证[6],若不能,则可能导致各种钻井井控安全问题,如井壁失稳、泥浆失效、压钻卡钻等。

目前对于深井钻井泥浆体系性能受高温作用影响的研究较多,但大多只单独考虑了钻井泥浆的流变性或者密度等某一性能的变化情况,且没有考虑水基钻井液与油基钻井液通常使用的实际温度条件。例如:杨兰平团队[7]进行室内实验,分析了温度和压力对钻井液密度的影响,并提出了相应的温压二元数学模型。谢春林等人[8]则重点考察了流变特性,测试了各种密度油基钻井液在高温高压条件下的表现,建立了预测模型。邱正松等人[9]着眼于配方优化,通过自主合成主乳化剂和辅乳化剂,优选关键添加剂,如抗高温增粘剂、润湿剂等,提出了适用于超高温环境的高密度油基钻井液体系。潘丽娟[10]等人针对当前高温高密度水基钻井液流变性调控难题,基于分子结构优化设计和单体优选,制备了新型抗高温两性离子聚合物降黏剂 HP-THIN。

因此,以大安区块为例,针对其地层结构复杂、埋深大、温度高,部分层组易垮塌、易漏失等问题,在现有的研究基础上,同时考虑不同钻井液所适用的实际温度环境,对水基钻井泥浆(KCl-聚合物钻井泥浆)及油基钻井泥浆的流变性、封堵性、稳定性、润滑性等性能变化情况进行评价,对不同钻井液热滚老化前后的数据进行分析,判断其在高温条件下的可靠性,对于保障钻井作业安全、提高钻井效率具有重要意义。

2. 实验部分

2.1. 实验材料及仪器

2.1.1. 实验材料

NaOH、无水 CaCl_2 、CaO、KCl、重晶石加重剂，分析纯；丙烯酸钾、增粘包被剂、羟甲基纤维素、低粘度聚阴离子纤维素、黄原胶、磺化沥青、除硫剂、白油、有机土、乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂等，均为工业级。

2.1.2. 实验仪器

高温滚子加热炉、高温高压滤失仪 GGS42-2A (图 1)、六速旋转粘度计 MK-6ST (图 2)、多联中压滤失仪 SD6、粘度计量加热器 JR、变频高速搅拌机 GJSS-B12K 等。



Figure 1. High temperature and high pressure filtration instrument GGS42-2A

图 1. 高温高压滤失仪 GGS42-2A



Figure 2. Six speed rotary viscometer MK-6ST

图 2. 六速旋转粘度计 MK-6ST

2.1.3. 实验影响因素

1) 实验材料比例及加入顺序

不同的基液类型的钻井泥浆性能差异很大。不同添加剂，如膨润土、润滑剂、增稠剂等的种类和用量对实验结果有一定影响。

2) 实验设备和仪器

实验设备如转子转速、温度控制、压力表等的精度和校准，以及设备老化均可能导致设备性能下降，影响测量结果。

3) 环境条件

室内温度过高或者过低可能会影响实验结果的准确性，其次，对于某些成分，如某些聚合物添加剂，湿度可能影响其性能。

4) 人为因素

本实验依赖实验操作者的经验和技能，其操作对结果的稳定性和准确性有直接影响。其次，人为进行视觉观察泥浆的流动性，主观判断可能导致偏差。

2.2. 实验方案

2.2.1. 钻井泥浆体系的配置

在现场钻井施工中，水基钻井液用于较浅层的钻井中，而与水基钻井液对比之下，油基钻井液因其具有更好的抗温性、润滑性、抑制性，使其在深层钻井中使用较为普遍。同时，由于不同地层的钻井泥浆面临的地层压力不同，因此使用的钻井液密度也不同。为了结合这种深井钻井现场实际钻井泥浆体系使用情况，针对不同钻井泥浆体系使用的层位及其面临的温度环境，对大安区块普遍发生井漏、井涌、气侵或者气喷的部分层位实际钻井情况进行分析，根据不同层位深度及钻井液体系使用情况分别配置了密度为 1.5、1.7、1.9、2.1 g/cm³ 的 4 种 KCl 聚合物钻井液，以及密度为 2.0、2.3 g/cm³ 的 2 种油基钻井液。

配置步骤如下：

1) 在配制罐中放入 1000 ml 的清水；开启搅拌器，按配方顺序分别加入一定比例的膨润土、NaOH、CMC-HV、CMC-LV、PAC-LV、XCD、KCL、FT、SP-80、除硫剂，每加完一种处理剂，充分搅拌、循环，在搅拌、循环的条件下，在上述混合基液中加入 KPAM、FA-367，加完后，充分搅拌、循环，按照密度放入一定比例的重晶石，分别配置密度为 1.5、1.7、1.9、2.1 g/cm³ 的 KCl-聚合物钻井液。

2) 在配制罐中放入 300 ml 的白油；开启搅拌器，按配方顺序分别加入有机土、乳化剂、润湿剂、生石灰，每加完一种处理剂，充分搅拌、循环，在搅拌、循环的条件下，将配好的浓度为 20% 的氯化钙水溶液加入到上述充分搅拌、循环的含有处理剂的白油中，加完后，充分搅拌、循环；在搅拌、循环的条件下，在上述油水混合基液中加入降滤失剂，加完后，充分搅拌、循环，按照密度放入一定比例的重晶石，分别配置密度为 2.0、2.3 g/cm³ 的油基钻井液。

2.2.2. 高温环境下钻井泥浆性能评价方法

1) KCl-聚合物钻井泥浆

Table 1. Hot rolling strip of drilling fluid system

表 1. 钻井泥浆体系热滚条件

钻井泥浆体系	钻井泥浆密度 g/cm ³	热滚条件
KCl-聚合物钻井液	1.5	75℃、16 h
	1.7	90℃、16 h
	1.9	100℃、16 h
	2.1	100℃、16 h

续表

油基钻井液	2.0	100℃、16 h
		120℃、16 h
		150℃、16 h
	2.3	100℃、16 h
		120℃、16 h
		150℃、16 h

按照设计配方配制完成的 1.5、1.7、1.9、2.1 g/cm³ 的 KCl-聚合物钻井泥浆，参照 GB/T 29170-2012 《石油天然气工业钻井液实验室测试》推荐方法进行养护。在 65℃、常压下，测量不同密度 KCl-聚合物钻井液老化前的基本性能，热滚升温至对应温度后(表 1)，再次测试其性能参数，分析其变化情况。

2) 油基钻井泥浆

大安区块多层系构成的地层导致其地质条件复杂，井温变化大，主要目的层龙马溪组储层温度一般在 120℃左右，通常不会超过 130℃ [11]。室内按照设计配方配制完成的 2.0、2.3 g/cm³ 的油基钻井液，并对其进行养护。在 65℃、常压下，测量不同密度油基钻井泥浆老化前的基本性能，为了分析不同温度对油基钻井泥浆的影响，分别将 2 种不同密度的油基钻井液热滚升温至 100℃、120℃、150℃ (表 1)，并再次测试其性能参数，分析其性能参数随温度变化的情况。

3. 高温环境下 KCl-聚合物钻井泥浆性能评价

近年来，我国油气勘探开发呈纵深发展趋势，这给钻井液性能调控技术带来了更为严峻的挑战[12] [13]。因此，根据大安区块实际情况，采用上述制备的不同密度的 KCl-聚合物泥浆体系，在不同地层温度条件下测试不同层位 KCl-聚合物泥浆体系的流变性能参数及常规性能参数，考察其抗温能力。

3.1. KCl-聚合物钻井泥浆流变性能评价

大安区块 KCl-聚合物钻井液一般用于 2000~3000 m 左右地层，地层压力系数一般为 1.4~2.0 左右，因此分别对 1.5、1.7、1.9、2.1 g/cm³ 的 KCl-聚合物钻井泥浆体系热滚老化后进行室内流变参数测试(表 2)。

Table 2. Rheological parameters of KCL-polymer drilling fluid
表 2. KCl-聚合物钻井泥浆流变参数

泥浆密度 g/cm ³	热滚条件	PV/mPa·s	YP/Pa	Gel/Pa
1.5	滚前	73	15.642	2.5/9.0
	75℃、16 h	68	14.308	1.5/8.5
1.7	滚前	82	20.114	13/16.5
	90℃、16 h	74	13.797	1.5/9
1.9	滚前	88	28.761	21/24.5
	100℃、16 h	80	20.44	3/10
2.1	滚前	95	44.278	11.5/26.5
	100℃、16 h	93	30.149	5.5/17

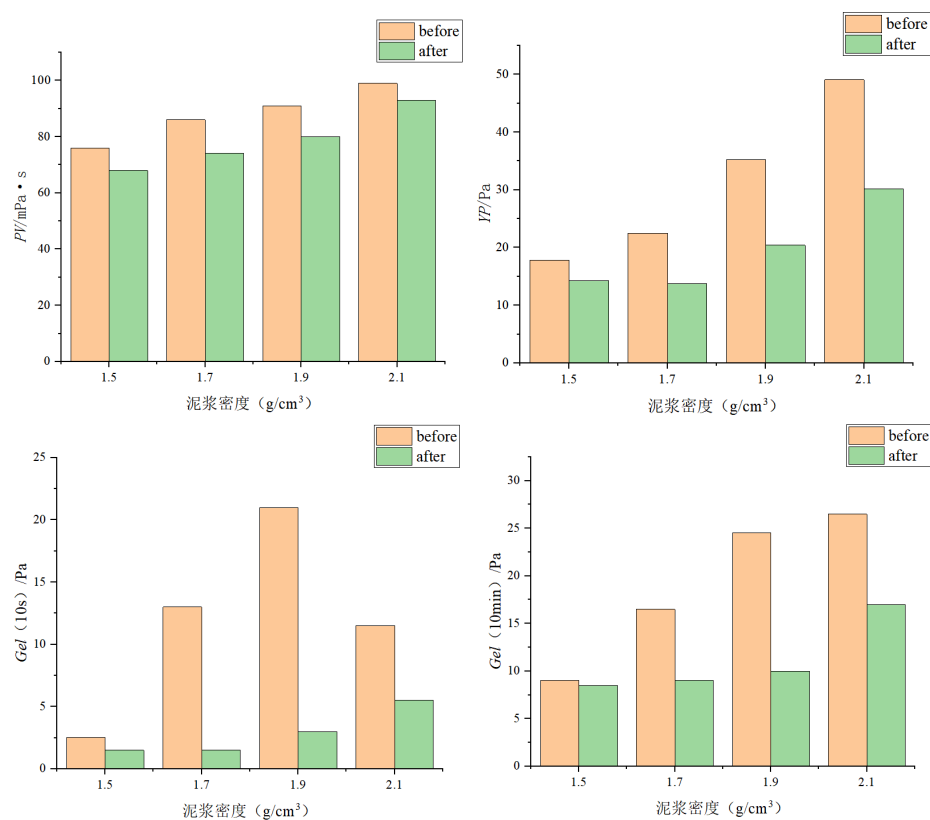


Figure 3. Comparison of rheological parameters of KCL-polymer drilling fluid
图 3. KCl-聚合物钻井泥浆流变参数变化情况对比

按照表 2 中实验数据绘制热滚前后对比图如图 3 所示, 4 种密度的 KCl-聚合物钻井泥浆老化前后的塑性粘度、动切力变化不大, 塑性黏度、动切力的变化趋势均为变小, 且热滚老化后四种泥浆动切力均大于 13 Pa, 具有高切力。同时, 4 种密度的 KCl-聚合物钻井泥浆老化前后的静切力(10 s 静切力、10 min 静切力)总体变化较大, 但其热滚后的静切力仍然能够较好地满足深井钻进要求, 因此, 该 KCl-聚合物钻井泥浆在其适用的层位温度环境下能够较好地保持其流变性, 均拥有满足其对应层组温度的抗温能力。

3.2. KCl-聚合物钻井泥浆常规性能评价

Table 3. Conventional performance parameters of KCL-polymer drilling fluid
表 3. KCl-聚合物钻井液常规性能参数

泥浆密度 g/cm ³	热滚条件	FL _{API} /ml	FL _{HTHP} /ml	pH	泥饼粘滞系数
1.5	滚前	3.8	/	10.53	/
	75℃、16 h	4	4.2	10.21	0.0436
1.7	滚前	3.5	/	10.59	/
	90℃、16 h	3.8	5.8	10.51	0.0262
1.9	滚前	2.7	/	10.85	/
	100℃、16 h	3.6	7.5	10.3	0.0349
2.1	滚前	2.8	/	10.58	/
	100℃、16 h	3.4	7.7	10.41	0.087

通过钻井泥浆的常规性能参数测定，能够判断钻井泥浆的常规性能包括泥浆的封堵性、稳定性、润湿性等的变化情况，不同密度 KCl-聚合物钻井泥浆体系的常规性能参数如表 3 所示。

1) 封堵性

由表 3 结果可知，KCl-聚合物钻井泥浆的 API 滤失量在热滚前后有较小幅度的增加，但总体仍保持在较低的水平。且实验数据中 2.1 g/cm³ 的 KCl-聚合物钻井泥浆热滚至 100℃时高温高压滤失量最高，但总体均小于 8 ml，表明该泥浆体系整体具有较好的封堵性及热稳定性。

2) 稳定性

热滚前后 KCl-聚合物钻井泥浆的 pH 值有小幅度的减小，但总体相对稳定，维持在 10~11 之间，表明高温环境下钻井液的悬浮能力较稳定，具有良好的抗酸碱性能，且能够有效防止钻屑沉降，具有一定的抗污染能力，能够抵抗来自地层的各种污染物。

3) 润滑性

钻井泥浆的泥饼粘滞系数通常取决于钻井液的组成和性质，KCl-聚合物钻井泥浆热滚后泥饼粘滞系数较小，具有较好的润滑性能，能够提高钻井过程中设备的使用寿命以及钻进速度，有效防止卡钻。同时，泥饼粘滞系数均小于 0.1，泥浆有一定可能无法形成稳定的泥饼，达到控制滤失、维持井壁稳定性的作用，应适当增大增粘剂(CMC、PAC)的配方比例，增加粘滞性的同时控制泥浆滤失性。

4. 高温环境下油基钻井泥浆性能评价

4.1. 油基钻井泥浆流变性能评价

大安区块油基钻井泥浆一般用于 3900~4200 m 左右的目的层，地层压力系数一般在 2.0~2.1 左右。

Table 4. Rheological parameters of oil-based drilling fluid
表 4. 油基钻井泥浆流变性能参数

泥浆密度 g/cm ³	热滚条件	PV/mPa·s	YP/Pa	n 值	Gel/Pa	ES/V
2.0	热滚前	36	9.709	0.73	5/6	1502
	100℃、16 h	38	12.775	0.68	6/7.5	1443
	120℃、16 h	29	6.643	0.75	4/4	1305
	150℃、16 h	29	3.006	0.87	2/2.5	1078
2.3	热滚前	96	16.352	0.81	7.5/9.5	1794
	100℃、16 h	93	21.462	0.82	9/10.5	1711
	120℃、16 h	44	11.753	0.72	5.5/7	1515
	150℃、16 h	43	8.687	0.62	3/3.5	1470

对 2.0 及 2.3 g/cm³ 的油基钻井液进行性能评价，为了研究其参数变化趋势，将两种密度泥浆分别热滚至 100℃、120℃及 150℃测试其流变参数的变化(表 4)。按照表 4 中实验数据绘制 2.0 及 2.3 g/cm³ 的油基钻井液热滚老化后变化趋势图如图 4 所示。

由图 4 可知，2 种密度的油基钻井泥浆热滚老化前后的塑性粘度、破乳电压随温度的增大而减小，密度为 2.3 g/cm³ 的油基钻井泥浆塑性粘度在 100~120℃变化较大，但 120℃~150℃的塑性粘度数值仍然大于 40 mPa·s，破乳电压在 150℃时仍然在 1000 V 以上，能够满足泥浆对流变性能的要求。

n 值是用于描述非牛顿流体流变特性的参数，较低的 n 值。由图 4 分析可知，随温度增大，油基钻井泥浆 n 值变化较小，改变幅度均在 0.2 以内，且其值均小于 1，表示泥浆具有更好的悬浮能力和携带

钻屑的能力。

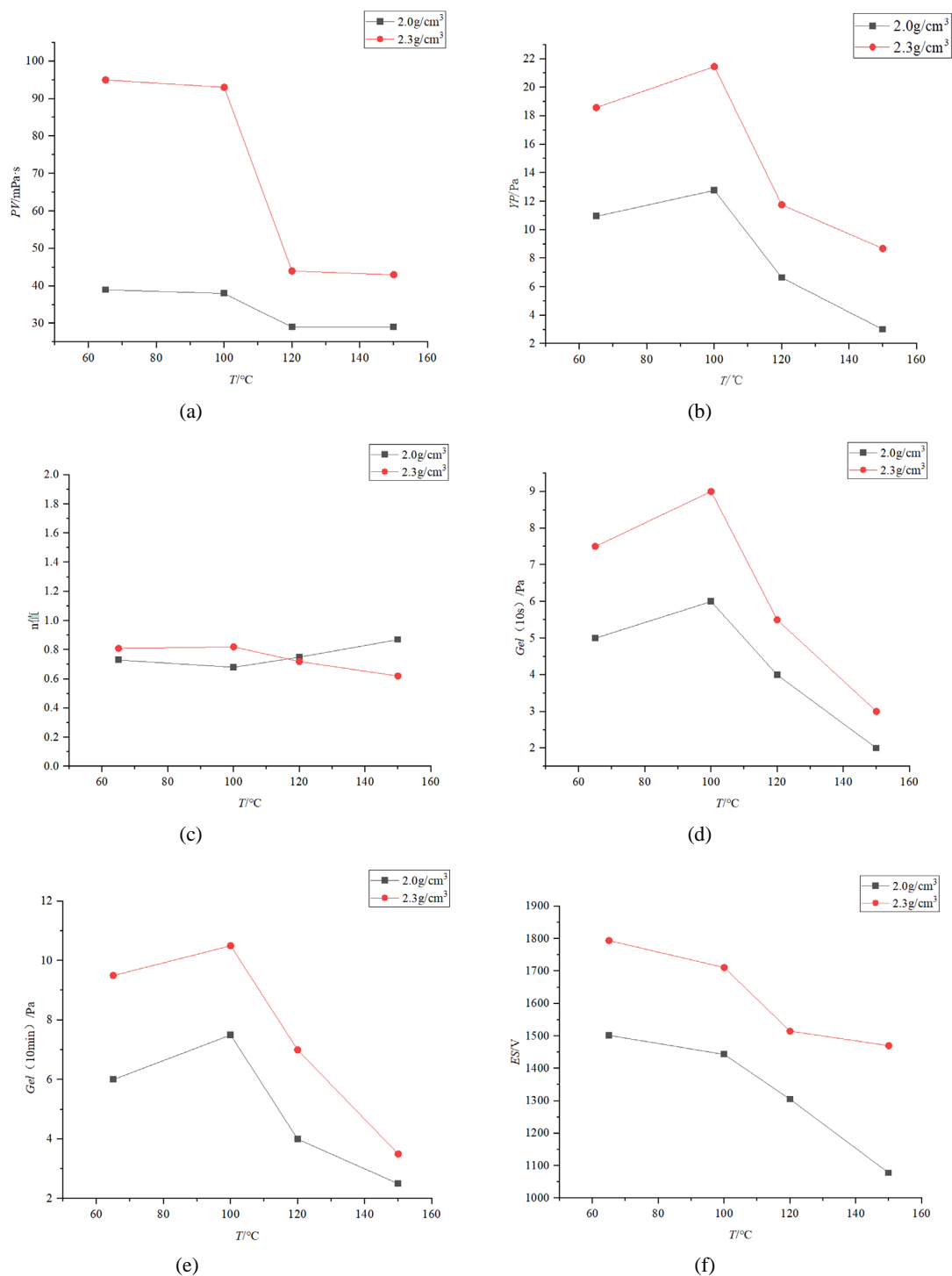


Figure 4. Variation trend of rheological parameters of oil-based drilling fluid. (a) Plastic viscosity trend diagram; (b) Yield point trend diagram; (c) n-value trend diagram; (d) 10 s gel strength trend diagram; (e) 10 min gel strength trend diagram; (f) emulsion-breaking voltage trend diagram

图 4. 油基钻井泥浆流变参数变化趋势图。(a) 塑性粘度趋势图；(b) 动切力趋势图；(c) n 值趋势图；(d) 10 s 静切力趋势图；(e) 10 min 静切力趋势图；(f) 破乳电压趋势图

同时，2 种密度油基钻井泥浆的动切力、静切力(10 s 静切力、10 min 静切力)总体趋势相似，在热滚至 100℃小幅增加，100℃~150℃时动切力、静切力随温度增大而减小，尤其是升温至 150℃时切力均降至较低，表明该油基泥浆体系在 150℃温度环境下工作时需要优化泥浆配方，调整乳化剂的类型和浓度来提高油水界面的稳定性，适当增加高品质膨润土，从而增加泥浆体系的切力。

4.2. 油基钻井泥浆常规性能评价

密度为 2.0、2.3 g/cm³ 的油基钻井液热滚前后的常规性能参数如表 5 所示。

Table 5. Conventional performance parameters of oil-based drilling fluid
表 5. 油基钻井泥浆常规性能参数

泥浆密度 g/cm ³	热滚条件	FL _{HHP} /ml	pH
2.0	热滚前	/	10.1
	100℃、16 h	0.6	9.98
	120℃、16 h	1.0	10.1
	150℃、16 h	1.5	9.9
2.3	热滚前	/	11.3
	100℃、16 h	0.8	11.1
	120℃、16 h	1.2	10.4
	150℃、16 h	1.5	10.1

由表 5 结果可知油基钻井泥浆高温高压滤失量随温度升高而增加，但在 150℃时，高温高压滤失量仍然保持在低于 2 ml 的水平，表明该泥浆体系具有良好的抗温性能。封堵性及热稳定性良好，能够在高温高压环境下保持稳定，能有效形成薄而致密的泥饼，不易产生过多的滤失量，防止地层流体侵入，从而有效防止井壁渗透问题，确保钻井作业的顺利进行。

随着温度增加，油基钻井泥浆的 pH 值小幅度减小，但总体相对稳定，维持在 9.5~11.5 之间，表明该油基钻井液体系具有较好的 pH 值稳定性，对温度变化有一定的缓冲能力。在 100~150℃的温度环境中能够较好地维持钻井液的性能和稳定性，具备良好的抗腐蚀性能、封堵性能和热稳定性。这种稳定的 pH 值反映了油基钻井泥浆体系的可靠性，有利于保障钻井井控安全，提高作业效率并减少井下问题的发生。

5. 结论

(1) 针对大安区块不同钻井泥浆体系使用的层位及其面临的温度环境不同，对 1.5、1.7、1.9、2.1 g/cm³ 密度的 KCl-聚合物钻井泥浆体系性能进行分析，4 种密度的 KCl-聚合物钻井泥浆老化前后的塑性粘度、动切力变化不大，塑性黏度、动切力的变化趋势均为变小；热滚前后静切力(10 s 静切力、10 min 静切力)总体变化较大，但仍能够满足深井钻进要求；API 滤失量在热滚前后有较小幅度的增加，但总体仍保持在较低的水平；pH 值热滚后有小幅度的减小，但总体相对稳定；泥饼粘滞系数热滚后较小，具有较好的润滑性能，但有一定可能无法形成稳定的泥饼。结果表明：4 种不同密度的钻井液在其适用的层位温度环境下能够较好地保持其流变性，具有良好的流变性、封堵性、稳定性和润滑性，但应适当增大增粘剂(CMC、PAC)的配方比例，增加粘滞性的同时控制泥浆滤失性。

(2) 密度为 2.0 及 2.3 g/cm³ 的油基钻井液塑性粘度、破乳电压随温度的增大而减小；随温度增大，油基钻井液 n 值变化较小，改变幅度均在 0.2 以内；动切力、静切力(10 s 静切力、10 min 静切力)随温度改变的总体趋势相似，在热滚至 100℃小幅增加，100℃~150℃时动切力、静切力随温度增大而减小；高温高压滤失量随温度升高而增加；pH 值小幅度减小，但总体相对稳定。结果表明：在 100~120℃时基本能

够满足继续钻进对泥浆的性能要求,但在 150℃温度环境下工作时需要优化泥浆配方,调整乳化剂的类型和浓度来提高油水界面的稳定性,适当增加高品质膨润土,从而增加泥浆体系的切力。

参考文献

- [1] 苏义脑,路保平,刘岩生,等. 中国陆上深井超深井钻完井技术现状及攻关建议[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(5): 527-542.
- [2] 韩烈祥. 川渝地区超深井钻完井技术新进展[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(5): 555-561.
- [3] 罗勇,张海山,王昌军,等. 抗高温油基钻井液的研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(8): 111-113.
- [4] 李建成,杨鹏,关键,等. 新型全油基钻井液体系[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 490-496.
- [5] 白小东,蒲晓林. 国外保护储层的油基钻井完井液新技术研究与应用[J]. 精细石油化工进展, 2005(12): 12-14, 17.
- [6] 聂强勇,陈新,杜仕勇,等. HEM 抗高温钻井液性能优化[J]. 当代化工研究, 2023(16): 170-172.
- [7] 杨兰平,李志强,聂强勇,等. 温度、压力对油基钻井液密度的影响规律及数学模型 [J]. 钻井液与完井液, 2022, 39(2): 151-157.
- [8] 谢春林,杨丽丽,蒋官澄,等. 高温高压耦合条件下油基钻井液的流变特性规律及其数学模型[J]. 钻井液与完井液, 2021, 38(5): 568-575.
- [9] 邱正松,赵冲,张现斌,等. 超高温高密度油基钻井液研究与性能评价[J]. 钻井液与完井液, 2021, 38(6): 663-670.
- [10] 潘丽娟,程仲富,方俊伟,等. 抗 220℃高温两性离子聚合物降黏剂的制备与性能[J]. 油田化学, 2024, 41(2): 191-199+206.
- [11] 刘均一,郭保雨. 页岩气水平井强化井壁水基钻井液研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2019, 34(2): 86-92, 98.
- [12] 汪海阁,黄洪春,毕文欣,等. 深井超深井油气钻井技术进展与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 163-177.
- [13] Huang, W., Zhao, C., Qiu, Z., Leong, Y., Zhong, H. and Cao, J. (2015) Synthesis, Characterization and Evaluation of a Quadripolymer with Low Molecular Weight as a Water Based Drilling Fluid Viscosity Reducer at High Temperature (245°C). *Polymer International*, **64**, 1352-1360. <https://doi.org/10.1002/pi.4923>