

一种抗高温高密度饱和盐水钻井液的研制

王京光 张小平 杨斌 曹辉 王勇强

中国石油川庆钻探工程公司钻采工程技术研究院·低渗透油气田勘探开发国家工程实验室

王京光等.一种抗高温高密度饱和盐水钻井液的研制.天然气工业,2012,32(8):79-81.

摘要 中亚地区天然气藏埋藏深、产层压力大、井底温度高且存在巨厚盐膏层(深度超过4 000 m),要求钻井液的密度介于 $2.20\sim 2.60\text{ g/cm}^3$,井底温度超过 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。为此,针对目前钻井液抗高温能力不足、抗污染性能差的问题,以抗高温降滤失剂 KJL 为核心处理剂,采用优选的复合盐配方来提高液相密度,研制出了一种抗高温的高密度饱和盐水钻井液;抗高温 $220\text{ }^{\circ}\text{C}$,抗钙镁污染、密度 2.60 g/cm^3 ,流变性良好,满足了土库曼斯坦、乌兹别克斯坦的3个合同区块天然气钻井作业要求。

关键词 抗高温 高密度 饱和盐水 钻井液 抗污染 降滤失剂 中亚地区 土库曼斯坦 乌兹别克斯坦

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2012.08.017

土库曼斯坦的阿姆河和南约洛坦两个合同区块,盐膏层深度超过4 000 m,井底温度高达 $180\text{ }^{\circ}\text{C}$;乌兹别克斯坦的费尔干纳合同区块,膏盐层埋藏深度5 500~6 000 m,井底温度超过 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$,对钻井液的密度要求达 2.60 g/cm^3 。此前钻探的井曾由于使用的钻井液抗高温能力不足,抗污染性能差,重晶石大量沉淀,高密度始终无法维持最终导致报废^[1-2]。因此具有抗污染能力强的抗高温高密度盐水钻井液体系成为能否在顺利施工的前提条件。为此,结合土库曼现场施工情况对高密度钻井液的技术难点进行了分析,并针对这些难点进行重点改进,研制抗高温高密度饱和盐水钻井液体系。

1 抗高温高密度饱和盐水钻井液体系设计

通过分析,确立体系研究的技术路线:筛选抗高温处理剂,使用高浓度盐水降低固相含量,提高钻井液的抑制性。

体系设计时应重点考虑:①使用饱和盐水提高液相密度减少固相含量;②控制膨润土含量,防止高温絮凝或高温稠化;③选用抗温性能较强的降滤失剂,以利于简化钻井液配方;④体系必须具有较强的抗钙、镁污

染的能力,适应盐膏层钻井需要;⑤优选复合盐,优选合适的盐及合理用量,达到性能要求的同时控制成本。

1.1 钻井液体系处理剂的优选

针对不同地质条件对钻井液的要求,分别以抗高温降滤失剂 KJL-1 和 KJL-2 为核心处理剂研制出两套抗温性能不同的钻井液体系。

1.1.1 抗高温降滤失剂的优选

将降滤失剂 KJL-1 和 KJL-2 的性能与市场销售的降滤失剂进行对比,测试 $200\text{ }^{\circ}\text{C}\times 16\text{ h}$ 热滚后 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 钻井液的高温高压滤失量,试验结果见图1。配方如下:4%降黏剂+0.5% PAC+2%高温降滤失剂

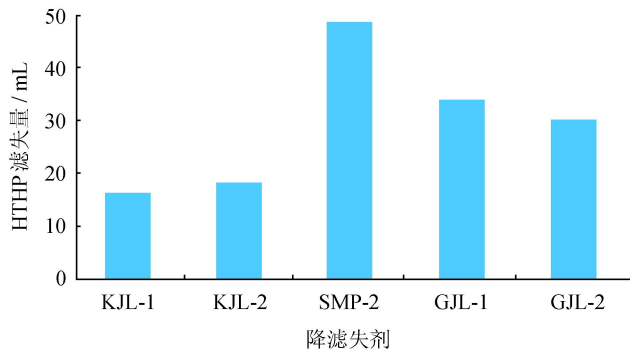


图1 降滤失剂的筛选图

基金项目 中国石油川庆钻探工程公司科技项目(编号:2010-73)。

作者简介 王京光,1981年生,硕士,工程师;从事钻完井液的设计与科研工作。地址:(710018)陕西省西安市未央区长庆兴隆园小区长庆大厦A301室。电话:13891804996。E-mail:wjg0393@163.com

+0.2% NaOH+0.5% Na₂CO₃+25% 复合盐+5% 抑制剂+2% 膨润土+加重材料。

由图1可知,200℃×16 h 热滚后加入 KJL 降滤失剂的钻井液高温高压滤失最小,因此将 KJL-1、KJL-2 作为体系的降滤失剂。

1.1.2 复合盐的筛选

为获得所需的高密度钻井液主要通过增大加重材料的用量来实现。体系使用复合盐提高液相密度,减少固相加重材料的用量,避免高密度钻井液因固相含量高带来的复杂问题^[3-4]。向体系中分别加入 KCl、NaCl、KBr 及 BaCl₂ 以提高液相密度并增强抑制性,实验考察 200℃×16 h 热滚后体系的流变性,结果见表1。

表1 无机盐的筛选表

盐	$\rho / \text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$	$AV / \text{mPa} \cdot \text{s}$	$PV / \text{mPa} \cdot \text{s}$	YP / Pa	$HTHP / \text{mL}$
KCl	2.65	122.5	90	32.5	15
NaCl	2.68	120.0	93	27.0	15
KBr	2.65	124.0	91	33.0	13
BaCl ₂	2.69				86
有机盐	2.66	122.5	90	32.5	15

注:BaCl₂ 配制的钻井液 600 r/min 旋转黏度计读数大于 300,故 AV, PV, YP 无法计算。高温高压滤失量均为 150℃测定,下同

由表1数据可知:BaCl₂ 与体系的配伍性差,加入 BaCl₂ 热滚后体系明显稠化、滤失增大;KBr 价格较高;因此选用 KCl、NaCl 和有机盐复配作为体系的抑制剂。

1.1.3 加重材料的筛选

选用普通重晶石和活化重晶石(密度 4.20 g/cm³)来加重钻井液至 2.60 g/cm³,考察加重材料对钻井液性能的影响,结果如图2所示。

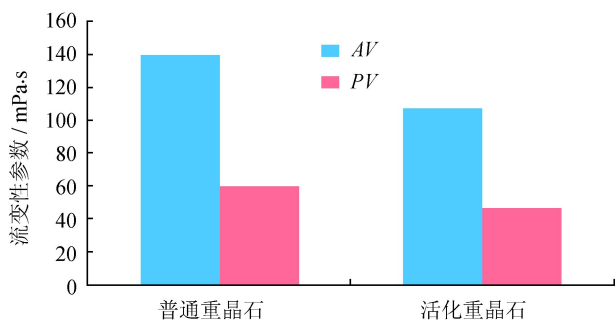


图2 加重材料对流变性能的影响图

从图2可以看出:选用普通重晶石加重,钻井液黏切高;活化重晶石加重后,钻井液流变性改善,效果最

好。加重材料对高密度钻井液的流变性影响较大,活化重晶石表面的钡离子吸附的活化剂分子的另一端有极强的亲水基团,增强重晶石表面的亲水性,改善了重晶石表面的亲水能力^[5-6]。

1.2 降滤失剂的用量

通过考察 200℃×16 h 热滚后体系流变性 & 高温高压滤失性能,确定降滤失剂 KJL 的最佳加量,试验结果见表2。

表2 降滤失剂加量对钻井液性能的影响表

KJL 加量	$\rho / \text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$	$AV / \text{mPa} \cdot \text{s}$	$PV / \text{mPa} \cdot \text{s}$	YP / Pa	$HTHP / \text{mL}$
1.0%	2.56	64	58	6	18
1.5%	2.56	65	58	7	20
2.0%	2.60	128	94	34	20
2.5%	2.63	127	94	33	16
3.0%	2.63				22

从表2可看出,KJL 加量低于 2.0% 时,热滚后出现沉淀,KJL 加量高于 2.5% 时,钻井液黏切过高,从成本考虑,选用 2.0% 即可。

2 钻井液体系性能评价

2.1 抗温性能

对钻井液的抗温性能进行评价,其中 180℃ 和 200℃ 试验采用 KJL-1 降滤失剂,220℃ 使用 KJL-2 降滤失剂,试验结果见表3。

表3 体系的抗温性能评价表

$T / ^\circ\text{C}$	$\rho / \text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$	$AV / \text{mPa} \cdot \text{s}$	$PV / \text{mPa} \cdot \text{s}$	YP / Pa	$HTHP / \text{mL}$
180	2.60	122.5	90	32.5	14
200	2.60	115.0	88	27.0	18
220	2.60	145.0	70	75.0	18

从表3可看出,体系能够承受 220℃ 高温考验,高温热滚后无沉淀、稠化、絮凝等不良现象。通过抗温试验可知 KJL-1 的最高抗温达 200℃,220℃ 条件下需选用抗温性能更强的 KJL-2。

2.2 体系的最高密度测试

由于中亚地区地层压力高,必须加重钻井液至较高密度,而高密度钻井液中的固相含量对钻井液的流变性能影响较大,测试了不同密度对钻井液流变性的影响,结果如图3、4所示。

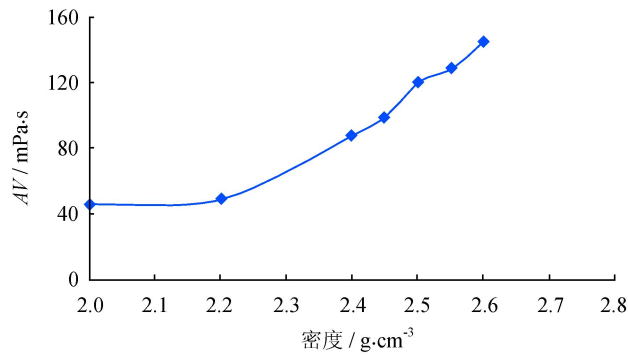


图 3 不同密度钻井液的表现黏度图

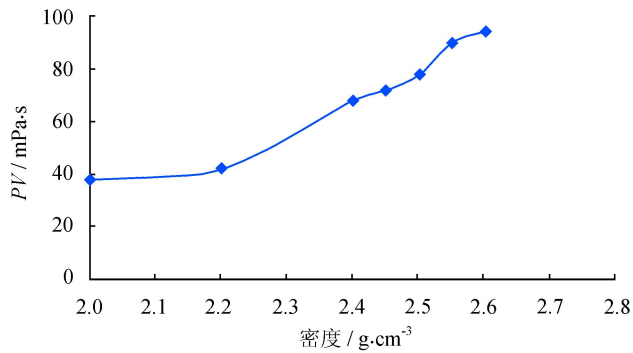


图 4 不同密度钻井液的塑性黏度图

由图 3、4 可知,钻井液的黏度随着密度的增大而升高,当密度为 2.80 g/cm³ 时,600 r/min 旋转黏度计读数大于 300 超出量程无法测出,并且钻井液黏稠,该钻井液体系可达到的最高密度为 2.60 g/cm³,中亚地区地层压力系数一般低于 2.40,因此密度为 2.60 g/cm³ 已基本满足钻井的要求。

2.3 抗钙、镁污染评价

对可应用于盐膏层钻井液来说,较强的抗钙、镁离子污染性能是其必须具备的基本性能。进行了抗钙、镁污染评价,试验结果见表 4。

该钻井液体系可抗钙离子 4 000 mg/L,抗镁离子 500 mg/L,具有较强的抗钙、镁污染能力,220 ℃×16 h 热滚后,钻井液无沉淀,无稠化,流变性好。

表 4 抗钙、镁污染评价表

Ca ²⁺ / mg · L ⁻¹	Mg ²⁺ / mg · L ⁻¹	ρ / g · cm ⁻³	AV / mPa · s	PV / mPa · s	YP / Pa	HTHP / mL
0	500	2.60	115	87	28	20
2 000	0	2.60	100	77	23	20
4 000	100	2.60	85	70	15	26

3 结论

- 1)研制的钻井液体系抗温可达220 ℃,密度 2.60 g/cm³,流变性良好。
- 2)优化后的复合盐配方,提高了液相密度,减少了固相加重材料的用量,避免了高密度钻井液因固相含量高带来的复杂问题。
- 3)抗高温降滤失剂能有效避免钻井液的高温增稠且具有显著的降滤失能力,简化了抗高温钻井液的配方。

参 考 文 献

[1] 周长虹,崔茂荣,马勇,等.深井高密度钻井液的应用及发展趋势探讨[J].特种油气藏,2006,13(3):8-11.

[2] 赵胜英,鄢捷年,丁彤伟,等.抗高温高密度水基钻井液流变性研究[J].天然气工业,2007,27(5):78-80.

[3] 丁彤伟,鄢捷年,冯杰.抗高温高密度水基钻井液体系的室内实验研究[J].中国石油大学学报:自然科学版,2007,31(2):73-80.

[4] 张喜凤,李天太,施里宇,等.深井抗高温高密度盐水钻井液实验研究[J].西安石油大学学报:自然科学版,2007,22(5):37-40.

[5] 胡德云.超高密度(ρ≥3.00 g/cm³)钻井液的研究与应用[J].钻井液与完井液,2001,18(1):6-11.

[6] 梁大川,汪世国,余加水,等.抗高温高密度水基钻井液体系研究[J].西南石油大学学报,2008,30(1):133-137.

(修改回稿日期 2012-06-03 编辑 凌 忠)