

乌兹别克斯坦卡拉吉达构造钻井液技术研究与应用

刘绪全 张振华 张玉平 冯艳林 陈敦辉 尹志亮

摘要: 乌兹别克斯坦吉达3井是中石油在该国费尔甘纳盆地上钻探的第一口深探井。该井在 $\Phi 149\text{mm}$ 小井眼段（五开）的5740~5938m处存在高压盐水层及盐膏层，在钻井过程中极易发生溢流、盐结晶、卡钻等井下事故，需用密度为 $2.30\sim 2.50\text{g/cm}^3$ 钻井液实现近平衡钻井。通过对影响高密度钻井液流变性和沉降稳定性的关键因素的分析研究，确定了满足该构造高压盐膏层的高密度钻井液配方。室内实验及吉达3井实钻应用证明，在高温及高压盐水侵条件下，密度为 2.45g/cm^3 的钻井液体系具有良好的高温流变性、沉降稳定性及润滑防塌性能，盐结晶现象也得到了有效控制，满足了复杂地质条件下的小井眼深探井的钻井技术要求。

关键词: 高温高密度；饱和盐水钻井液；流变性调控；小井眼；盐水侵

0 前言

吉达3井位于乌兹别克斯坦费尔甘纳盆地卡拉吉达构造上，设计井深5900m，该井于2008年1月15日开钻，2009年5月27日完钻，完钻井深5938m。在 $\Phi 149\text{mm}$ 井段（五开）的5740~5938m之间有4个超高压盐水层，在钻井过程中因地层的复杂性极易发生溢流、盐结晶、卡钻等井下事故。该井在实钻过程中，盐结晶在井内厚达70m， Cl^- 含量最高达到 244000mg/L ， Ca^{2+} 含量最高达到 12200mg/L ， Mg^{2+} 含量最高达到 4560mg/L 。由于该区域复杂的地质构造，该井施工中发生两次卡钻及卡测井电缆事故，填井侧钻三次，钻进时边钻边溢流，溢流出的盐水密度为 1.24g/cm^3 ，溢流总量约 1900m^3 。针对高压盐水层和盐岩层及极高的 Ca^{2+} 含量对钻井液性能的影响，室内进行了大量的试验研究，并在该井现场成功地配制了 2.45g/cm^3 的超高密度钻井液，控制了井下高压高含钙、镁盐水侵及溢流，实现近平衡钻井，保护了油气藏，完成了勘探任务。

1 技术难点

在深井高温条件下使用高密度钻井液，由于体系中的固相含量极高，对钻井液的处理异常复杂，经常陷入“加重→增稠→降粘→加重剂沉降→密度下降→再次加重”的恶性循环，影响钻井施工的正常进行，甚至引起严重卡钻事故。因此，解决好高密度钻井液的流变性和沉降稳定性之间的矛盾是超高密度钻井液研制成功的关键。就吉达3井而言，以下几个因素增加了该井钻井液施工的难度。

(1) 井深 $>5900\text{m}$ ，井底温度 $>150^\circ\text{C}$ 。在高固相含量条件下，高含盐量钻井液中的膨润土最佳限量难以把握，影响钻井液流变性和沉降稳定性。

(2) 在钻进过程中钻遇高压盐水层， Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子含量高，钻井液中粘土颗粒的扩散双电层将受到 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等二价离子的挤压作用，增加了超高密度钻井液流变性调控的难度。同时由于四开井段起下钻作业时间长，钻井液在静置过程中将受到高压盐水的侵扰，钻井液的沉降稳定性进一步受到威胁。

(3) 在井深5900m左右，由于井底温度高，盐溶解度高，返至上部地层及地面时，随着温度降低，高含盐体系会出现严重的重结晶现象。为了预防与处理盐重结晶问题，需要在体系中引入盐重结晶抑制剂，如果盐结晶抑制剂的用量不当，常常会导致钻井液粘度明显上升，进一步增大了超高密度钻井液流变性的调控难度。

2 关键技术研究

2.1 高密度钻井液膨润土容量限的确定

控制膨润土含量是控制高密度钻井液流变性的关键因素。由于含有大量的加重剂，钻井液中必须有适当的膨润土含量，以提供悬浮加重剂所需要的结构强度，确保加重剂的悬浮稳定性和钻井液性能的稳定。但是，由于深井钻井液处于高温条件下，膨润土含量不能过高，高温作用会促进粘土水化分散，造成钻井液粘度、切力增大，甚至丧失流动性，且这一作用不可逆^[1]；而粘土含量过低，钻井液中的高价阳离子会在高温条件下挤压粘土颗粒扩散双电层，使粘土易于产生高温聚结，削弱钻井液基本的凝胶强度，破坏钻井液的沉降稳定性，造成重晶石沉淀等复杂事故^[2,3]。为此，实验室对钻井液的膨润土量限进行了确定。

从实验结果（表1）可以看出，膨润土含量低于15 g/L时，不能保持钻井液的沉降稳定性；而膨润土含量为19.6g/L时，体系开始出现增稠现象。要平衡钻井液流变性和沉降稳定性之间的矛盾，膨润土量限最好控制在15~20 g/L范围内。

表1 膨润土含量对钻井液性能的影响

膨润土量 g/L	实验 条件	密度 g·cm ⁻³	PV mPa·s	YP mPa·s	G10 ^{''} /10' Pa	Δρ g·cm ⁻³
5.2	常温	2.43	78	10	0.5/1.5	0.15
7.6	常温	2.43	81	17	1.5/5	0.1
9.0	常温	2.44	88	21	2/6	0.06
9.0	老化	2.44	82	14	1.5/5	0.1
15.7	常温	2.43	110	22.5	8/15	0.04
19.6	常温	2.45	132.5	29	16/30	0.03
19.6	老化	2.45	146	39	22/47	0.04

注：Δρ 为钻井液静置24h后的上下密度差；老化条件为150℃，16h

2.2 加重剂的优选

在高密度钻井液体系中，一般加重材料占固相含量的35%~40%或40%以上^[4]。大量加重材料在钻井液中不仅参与泥饼的形成并影响滤失量，同时对体系流变性能产生严重影响，因此加重剂的选择及使用至关重要。

Briscoe B. J等人认为^[5]，随着重晶石含量的增加，钻井液中粘土与重晶石颗粒之间相互作用加强；当重晶石的体积分数大于15%时，重晶石颗粒之间相互靠近，重晶石颗粒本身可能参与形成网状结构，从而增强体系的凝胶强度。吉达3井要求密度为2.45g/cm³的钻井液平衡高压盐水层，体系中的重晶石含量超过40%，重晶石颗粒在钻井液中形成的网状结构的强度不可忽视。

然而，单独使用密度为5.0g/cm³的高密度铁矿粉作为加重剂时，虽然降低了体系的总固相含量而且粘度效应低，但钻井液高温高压滤失量大幅上升甚至出现全滤失^[6]。分析认为，铁矿粉为刚性球状颗粒，是形成滤饼的主要构架，因此滤饼的空隙大，钻井液中加入的粘土不足以填充这些空隙。而重晶石为片状颗粒，若铁矿粉与重晶石复配使用，可能会形成致密泥饼。因此，本研究确定采用铁矿粉与重晶石粉复配加重的方案。

选取常用的高密度铁矿粉（4.7 g/cm³）和重晶石粉（4.2 g/cm³），单独及复配来加重钻井液，考察加重材料对钻井液性能的影响。实验结果（表2）表明，加重材料对高盐高密度钻井液的流变性影响较大，对滤失性影响较小；单独用高密度铁矿粉加重，钻井液摩阻高，高温高压滤失量偏大；单独用重晶石来加重钻井液粘切高；铁矿粉与重晶石复配（重晶石与铁矿粉质量比为2:1）效果最好。最终确定以下加重方案：首先使用重晶石粉将钻井液密度提

高到2.0g/cm³,然后再使用高密度铁矿粉进一步加重到2.43 g/cm³,在实验中取得了良好效果。

表2 加重材料对钻井液性能的影响

加重剂	密度		FL _{API}	HTHP	PV	YP	G10'/10'	实验条件
	g·cm ⁻³		mL	mL	mPa·s	mPa·s	Pa	
Fe ₃ O ₄	2.43		6.0	85	59	9	1.5/7.5	150℃
BaSO ₄	2.43		3.6	14.5	78	10	2/12	热滚
BaSO ₄ /Fe ₃ O ₄	2:1	2.43	2.2	18	66	5	2/10	16h
质量比	1:2	2.43	3.4	24	63	5.5	1/5	

2.3 盐重结晶抑制剂的引入

钻遇高压盐水层及盐膏层时,下部高温井段造成钻井液过饱和,而环空上返及地面流动过程中的热交换会在上部井段和循环罐内出现盐重结晶现象,引起盐析卡钻。因此,在高密度钻井液体系中引入了盐结晶抑制剂。

可用的盐结晶抑制剂是氨基多羧酸盐,它溶于钻井液后,可选择性地吸附在刚析出的盐晶表面,使盐晶体发生畸变,不利于盐继续在其表面析出。但是,考虑到盐结晶抑制剂对钻井液流变性的影响,通过实验对其用量进行了优选。从实验结果(表3)看出,随着盐结晶抑制剂浓度的增大,钻井液粘度、切力上升;当盐结晶抑制剂加量达到1%时,钻井液粘度甚至超出了旋转粘度计的测量范围。因此,盐结晶抑制剂在高密度钻井液体系中的推荐用量为0.1~0.5%。

表3 盐结晶抑制剂对钻井液性能的影响

抑制剂	ρ	G10'/G10''	Φ600	Φ300	PV	YP
0	2.45	4.5/24	196	107	89	9
0.1	2.45	4.5/24	198	112	86	13
0.5	2.45	4.5/26	215	122	93	29
0.8	2.45	6/34	232	135	97	38
1.0	2.45	10/55	>300	170	粘度无法计算	

2.4 现场高密度钻井液配方

针对高压盐水层和极高的Ca²⁺含量对钻井液性能的影响,作业现场采用高密度钻井液压稳高压盐水层同时调控好体系的流变性的技术措施,钻井液配方中基本没有添加任何无机盐类,直接使用井筒中溢出高矿化度地层盐水作为钻井液的基础用水,同时优选抗温抗盐降滤失剂SMP-II、SPNH和PAC-LV,控制钻井液高温高压滤失量,形成的钻井液体系配方为:

1.5%预水化土浆 + 0.2%FA-367 + 0.4%PAC-LV + 3%SMP-II + 3%SPNH + 1%HY-203 + 2%白沥青 + 0.2%SP-80 + 0.3%盐重结晶抑制剂 + 加重剂(重晶石/铁矿粉复配)

表4列出了2009年5月25日作业现场5886-5900m井段高密度钻井液性能,实钻结果表明,该钻井液体系具有较好的流变性及其沉降稳定性,极压润滑系数低,钻进过程顺利,满足了深井小井眼高压盐水层段钻井作业的要求。

表4 吉达3井5886-5900m井段钻井液性能

井段	ρ	FV	PV	YP	G10'/G10''	FL _{API}	HTHP	MBT	Cl ⁻	Ca ²⁺	k _r
m	g·cm ⁻³	s	mPa·s	Pa	Pa	mL/mm	mL	g/L	mg/L	mg/L	
5886	2.34	116	106	12	2.5/19	2.0/1.0		18	128000	6400	0.12
5900	2.34	105	110	10	3/20	3.0/2.0	12.8	18	133000	5600	0.12

3 现场应用

吉达3井四开井段使用了经过室内优化后的钻井液体系,为了保证安全钻进并最大程度地减少井下复杂及事故,采取了以下技术措施。

(1) 处理高压及高含钙盐水侵

吉达3井在5792m处钻遇高压盐水层,第一次侧钻至5800m时,再次钻遇高压盐水层,通过几次求压,最高测算泥浆密度高达 $2.43\text{g}/\text{cm}^3$ 。按照室内配方,现场配制了高密度钻井液体系压稳高压盐水层,钻进过程中使用密度为 $2.41\text{g}/\text{cm}^3$ 的钻井液控制溢流,实现近平衡钻井;起钻时用 $2.45\text{g}/\text{cm}^3$ 的钻井液进行压井,在保持井壁力学稳定的同时,避免在钻进过程中使用高密度钻井液漏地层,取得很好的钻井效果,顺利完钻。

(2) 盐结晶抑制技术

在深井高温条件下,由于高矿化度盐水及盐膏层的侵入,高密度钻井液处于过饱和状态,钻井液滤液中 Cl^- 含量最高达到 $24400\text{mg}/\text{L}$, Ca^{2+} 含量最高超过了 $6000\text{mg}/\text{L}$,该井在第一次侧钻过程中出现了严重的盐重结晶问题,盐结晶堵住了钻头水眼,在下钻划眼过程中,扭矩增大,整停顶驱;更为严重的是,卡钻后准备打水泥塞,钻具在套管鞋内等待期间,在钻杆内盐结晶厚达70m,将钻杆水眼堵住,并且将井眼堵死,不再溢流,盐结晶在井内厚达70m。

针对这一问题,采取加入盐结晶抑制剂的方法,在钻井液中加入0.3%盐结晶抑制剂NTA-2,并按每钻进100m加入300kg的标准定时定量补充,取得了良好效果。

(3) 钻进时高密度钻井液性能与维护处理

该井钻井液维护的关键是如何调控好高密度钻井液的流变性及其它性能,该井在四开井段中没有添加任何无机盐类,直接使用地层盐水作为钻井液的基础用水。通过定期对泥饼摩擦系数 k_f 、 Cl^- 含量、膨润土含量MBT、滤失量等性能进行检测,确保钻井液性能及 Cl^- 浓度相对稳定。钻进中将SMP-II、SPNH等降滤失剂配成盐水复合胶液,控制钻井液粘度为60-115s,若钻井液粘度持续上升,改用硅氟稀释剂SF260胶液处理。同时注意固控设备的使用。要求振动筛、除砂器运转率达到100%,间断使用离心机,尽量减少钻井液中低密度固相的含量,确保性能稳定。进入产层时,加入3%~5%QS-2和1~2%的白沥青,防止层理裂缝发育的地层垮塌,提高地层承压能力,减少漏失,保护油气层。

4 结论及认识

(1) 高含盐量高含钙量高密度钻井液在吉达3井的现场应用结果表明,该钻井液具有良好的高温流变性、沉降稳定性及润滑防塌性,可以满足超高压盐水层及盐膏层钻井需要。

(2) 高密度钻井液在压稳地层的同时引入盐结晶抑制剂使盐晶体发生畸变,降低了盐结晶速率,从而减少了因大量盐晶体产生而引发的堵水眼、扭矩增大及卡钻等井下事故。

(3) 高密度钻井液的流变性调控机理与低密度钻井液不同,重晶石参与了钻井液凝胶结构的形成,钻井液的性能调节必须考虑重晶石和铁矿粉的粘度效应,采用高密度铁矿粉与重晶石粉复配的加重方案保证了高密度钻井液的良好性能。

(4) 高密度高矿化度钻井液在吉达3井的成功应用为今后中石油在哈萨克斯坦费尔甘纳盆地及其它类似油田复杂地质条件下的深井、超深井钻井提供了成功的技术范例。

参考文献

- [1] 罗平亚. 抗高温水基泥浆作用原理. 深井钻井液专辑, 307

- [2] 蒲小林, 黄林基, 罗兴树等. 深井高密度水基钻井液流变性、造壁性控制原理. 天然气工业, 2001, 21(6): 48-51
- [3] 王慧利, 卢永霞, 袁立鹤. 新疆麦盖堤地区高密度钻井液技术. 钻井液与完井液, 1997, 14(2): 32-34
- [4] 冯素敏, 孔德强, 李和平等. 聚合醇饱和盐水钻井液体系室内研究. 钻井液与完井液, 25(4): 49-52, 2008
- [5] Briscoe B. J.; Luckham P.F.; Ren S.R. The Properties of Drilling Muds at High Pressures and High Temperatures. Philosophical Transactions: Physical Sciences and Engineering, Volume 348, Issue 1687, pp. 179-207
- [6] 安文华, 王书琪. 克拉2号气田盐膏层高压气层钻井液技术. 钻井液与完井液, 2003, 20(3): 12-17