

甲酸铯/钾无固相钻井液和完井液研究

史凯娇¹ 徐同台²

(1. 石油工程教育部重点实验室(中国石油大学),北京 102249;2. 北京石大胡杨石油科技发展有限公司,北京 102200)

摘要:自1999年9月壳牌公司首次使用甲酸铯钻井液以来,到2009年10月,世界上已有18家石油公司在220多口高温高压井中使用甲酸铯/钾盐水进行钻井、完井及修井等作业。甲酸铯/钾钻井液、完井液具有无固相、气体溶解度低、腐蚀性低、润滑性和相容性好及储层伤害性低等特点,很好地解决了高温高压井中常规钻井液存在的缺陷。气体溶解度低能够较好地控制井涌;润滑性能好能够降低摩阻和扭矩,从而降低压差卡钻的风险,提高机械钻速;相容性好、储层伤害性低能够降低修井需求,提高采出速度;可生物降解能降低HSE风险。基于对卡博特公司的甲酸铯手册及国外发表的有关甲酸铯/钾钻井液和完井液文献的深入分析,介绍了国外甲酸铯/钾钻井液和完井液的常用处理剂、配方,应用现状及回收利用情况,并对其应用前景进行了分析。

关键词:甲酸铯;甲酸钾;无固相钻井液;完井液;钻井液回收

中图分类号:TE254⁺.3 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)02-0073-04

Research on Cesium/Potassium Solid-Free Drilling and Completion Fluids

Shi Kaijiao¹ Xu Tongtai²

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing, 102249, China; 2. Beijing Shida Euphratica Petroleum Technology Development Company, Ltd., Beijing, 102200, China)

Abstract: Cesium/potassium drilling fluid was first used by Shell in 1999, and it had been used in drilling, completion, workover and other operations in more than 220 HTHP wells by 18 oil companies to October 2009. Cesium/potassium drilling fluid has many characteristics such as solid-free, low gas solubility, low corrosion, better lubricity and compatibility, low reservoir damage, etc, which can effectively overcome some shortcomings of traditional drilling fluids in HTHP operations. Low gas solubility can control well kick. Good lubrication can reduce torque and friction, thereby reducing the risk of differential sticking and increasing drilling speed. Good compatibility and low reservoir damage can reduce workover operation and increase recovery rate. Biodegradable features can lower HSE risk. Based on the analysis of cesium manuals published by Cabot Specialty Fluids Ltd. and many other literatures, this paper introduces the additives and formulas of cesium/potassium drilling and completion fluids that were commonly used in abroad, and also analyzes its application prospect.

Key words: cesium formate; potassium formate; solid free drilling fluid; completion fluid; drilling fluid reclamation

甲酸铯/钾钻井液具有密度高、热稳定性好、固相低、对环境无污染、对地层伤害小、无腐蚀等特点。与常规钻井液相比,使用甲酸铯/钾钻井液钻井能提高机械钻速和油井产能。由于甲酸铯/钾钻井液的润滑性能好、摩擦系数低,能大幅度减少卡钻事故。在高达165℃的井底温度条件下,甲酸铯/钾钻井液性能仍能保持稳定,其腐蚀性低到可忽视的程度^[1]。甲酸铯/钾钻井液在国外高温高压井的钻完井作业中取得了较好的应用效果,但在我国还未见甲酸铯/钾钻井液、完井液的应用报道。为给

我国研制甲酸铯/钾钻井液、完井液体系提供一些借鉴,笔者对国外的甲酸铯/钾无固相钻井液和完井液的研究和应用情况进行了介绍。

收稿日期:2010-08-21; **改回日期:**2011-01-23

作者简介:史凯娇(1979—),女,辽宁锦州人,2003年毕业于辽宁石油化工大学化学工程专业,2006年获中国石油大学(北京)化学工程与技术专业硕士学位,在读博士研究生,主要从事油气井工程及油气层保护技术方面的研究工作。

联系方式:shikaijiao@126.com

1 甲酸铯/钾钻井液常用处理剂和配方

1.1 常用处理剂

1.1.1 增黏剂

Dristemp Dristemp 是一种用于高温钻井液体的聚合物, 在钻井液中起增黏作用, 并具有一定降滤失作用和抑制作用。Dristemp 在甲酸铯/钾钻井液中抗温可达 200 ℃。

纤维素 BDF 纤维素 BDF 是一种多聚糖, 其主链与黄原胶或硬葡聚糖一样, 但性能却与黄原胶或硬葡聚糖有很大差异, 在盐水中仅能部分溶解。纤维素 BDF 除可以增加盐水的黏度外, 还具有一定的降滤失作用。

改性黄原胶 Duotec™ NS 改性黄原胶 Duotec™ NS 能改善钻井液的流变性能, 提高低剪切速率黏度, 具有高剪切稀释性, 可用作加重材料悬浮剂。在钻井液中加入盐类、抗氧化剂和热稳定剂能使其热稳定性提高至 138 ℃, 在甲酸铯/钾钻井液中其热稳定性可提高至 204 ℃。

1.1.2 降滤失剂

超低黏聚阴离子纤维素 在甲酸铯/钾钻井液中, 超低黏聚阴离子纤维素是一种高效的降滤失剂, 能形成薄而韧的泥饼, 具有较强的抗盐性和耐温性。超低黏聚阴离子纤维素能改善钻井液的流变性, 使钻井液易释放出裹在里面的气体。

抗高温淀粉 抗高温淀粉在甲酸铯/钾钻井液中具有改善流变性和控制滤失的作用。在甲酸铯/钾钻井液、完井液中, 其热稳定性高于 150 ℃, 远远超过传统淀粉的降解温度。加入抗高温淀粉能增加钻井液黏度, 减少生物聚合物的加量。

1.1.3 暂堵剂

Baracarb 在钻井液中, 为了改善泥饼质量和控制滤失量, 通常加入一定级配的碳酸钙。Baracarb 是不同粒度等级的碳酸钙(其颗粒分布见图 1)。Baracarb 有 6 种规格: 5、25、50、150、600 和 2 300 μm。其中, 5、25 和 50 μm Baracarb 可以用于提高钻井液的密度, 起架桥和控制滤失量的作用; 50、150、600 和 2 300 μm Baracarb 用于控制循环漏失。

G-Seal G-Seal 由多种粒径的石墨组成, 在钻井液中起桥接封堵渗漏地层的作用。当钻进不同压力

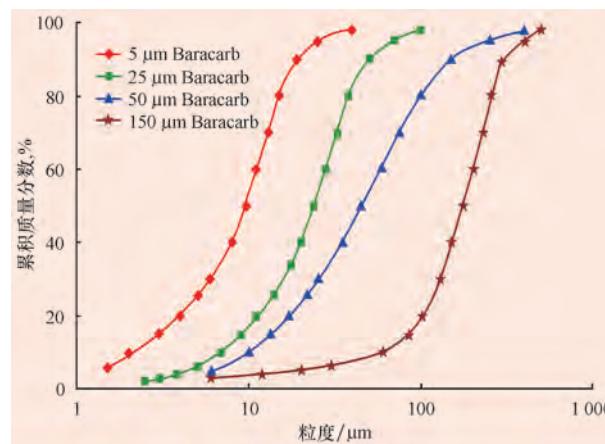


图 1 不同粒度等级的碳酸钙粒度分布
Fig.1 Different levels of granularity size distribution of CaCO_3

的疏松地层时, G-Seal 桥接封堵地层以减少压差卡钻的趋势, 控制轻微或严重漏失地层的滤失量。G-Seal 是惰性物质, 不会影响钻井液的流变性能。由于其具有润滑性, 在钻井过程中, 可以降低摩阻和扭矩。

1.1.4 其他处理剂

甲酸铯/钾盐水中通常还添加碳酸钾/碳酸氢钾作为缓冲剂, 氧化镁作为抗氧化剂及 pH 值辅助调节剂。

1.2 钻井液配方

卡博特公司推荐的甲酸铯/钾钻井液配方及性能分别见表 1、表 2。

表 1 卡博特公司推荐的甲酸铯/钾钻井液配方
Table 1 Cabot recommended cesium/potassium drilling fluid formula

组分	各组分密度 $\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$	各组分加量/ $\text{g} \cdot \text{L}^{-1}$		
		2.0 kg/L ^①	2.05 kg/L ^①	2.3 kg/L ^①
甲酸铯	2.20	1 556.9	1 675.1	2 155.7
甲酸钾	1.57	358.3	169.7	
水	1.00		43.5	
MFC	1.52	28.6	28.6	
合成聚合物	1.44	21.4	21.4	21.4
抗高温淀粉	1.20	8.6	8.6	4.3
超低黏 PAC	1.60	5.7	11.4	11.4
氧化镁	1.94	5.7	5.7	5.7
碳酸氢钾	2.17	5.7		
碳酸钾	2.43	8.6		14.3
5 μm Baracarb	2.71		14.3	14.3
5 μm Baracarb	2.71	14.3	14.3	14.3
5 μm Baracarb	2.10	14.3	14.3	14.3
Duotec NS	1.50		0.4	
石墨	2.23		28.6	28.6

注:①为钻井液密度。

表 2 卡博特公司推荐的不同密度甲酸铯/钾钻井液
在不同温度下热滚 48 h 后的性能

Table 2 Performance of Cabot recommended different
densities cesium/potassium drilling fluid at
different temperatures after hot rolling

密度/ kg · L ⁻¹	热滚温 度/°C	塑性黏度/ mPa · s	动切力/ Pa	静切力/ Pa	pH 值	高温高压 滤失/mL
2.00	204	29	4.0	2.5/2.5	9.97	11.0
2.05	190	40	4.5	1.0/1.0	10.19	18.8
2.30	200	50	3.5	1.0/1.5	10.08	11.4

从表 2 可以看出, 甲酸铯/钾钻井液具有较好的流变性能和控制高温高压滤失的性能。

2 现场应用和回收利用

2.1 现场应用情况

自 1999 年 9 月壳牌公司首次在 Shearwater 油田使用密度 1.80 kg/L 的甲酸铯盐水作为射孔液以来, 截至 2009 年 10 月, 甲酸铯/钾钻井液和完井液已在国外许多环境敏感地区及高温高压油气井钻完井、小井眼钻井、软管钻井、完井和修井作业中成功应用 220 余井次。

2.1.1 甲酸铯/钾钻井液的应用

Huldra 气田^[2]是位于奥斯柏格北部 125 m 深水下的高温高压凝析气田, 储层的孔隙压力和破裂压力相差很小。2001 年该气田首次在 6 口开发井中使用了密度 1.85~1.94 kg/L 的甲酸铯/钾钻井液, 这也是甲酸铯/钾钻井液在世界上的首次应用。甲酸铯/钾盐水钻井液具有井眼稳定性良好、当量循环密度低、井眼清洁能力强、流变性和热稳定性良好等优点, Huldra 气田在使用甲酸铯/钾钻井液后, 起下钻速度和下套管速度得到提高, 钻井液处理剂用量和起下钻次数减少, 从而节省了钻井时间, 提高了机械钻速(提高至 10 m/h)。

德国 Mobil 公司在德国北部 15 口高温深水平气井中使用了甲酸铯钻井液^[3], 显著降低了钻井成本, 并获得以下效果: 1) 在 155 °C 温度下钻井液中的聚合物性能稳定; 2) 井眼清洁能力强; 3) 机械钻速提高 25%; 4) 无油层损害, 产量比预期提高 35%; 5) 滤饼薄易去除; 6) 对地层黏土有较好的抑制性; 7) 无毒; 8) 降低了压差卡钻风险; 9) 钻井液处理费用低。

2001 年, 英国石油公司在 Devenick 油田应用

密度 1.68 kg/L 的甲酸铯/钾盐水钻井液钻进水平开发井^[4], 水平井生产状况非常好, 表皮系数为零。不但没有发生井控事故, 而且 HSE 及成本控制等均非常好。

2.1.2 甲酸铯/钾完井液的应用

2004—2006 年, Kvitebjorn 气田在 6 口井的 φ 215.9 mm 井段的完井作业中使用了密度 2.02 kg/L 的甲酸铯/钾完井液, 该井段长 279~583 m(倾斜角 24°~40°)^[5]。6 口井均快速、无故障、安全、顺利地完成了完井作业, 完井后各井的表皮系数都很低, 产量都很高, 并创造了北海高温高压井的最快完井纪录(12.7 d)。

在北海 Huldra 油田, 使用甲酸铯/钾钻井液和完井液成功对 6 个储层区域的高温高压井进行了钻井完井作业。

2.2 回收利用

由于铯的价格高, 限制了甲酸铯钻井液和完井液的应用。为使甲酸铯钻井液和完井液的经济效益最大化, 需回收利用甲酸铯/钾。甲酸铯/钾钻井液的回收分为筛分、离心、化学处理、重力沉降和储存等 5 个步骤。在钻井现场将甲酸铯钻井液分类储存于分离容器中, 先使用线性运动振动筛和高速沉降式离心机除去甲酸铯钻井液中的钻屑, 再在常规的过滤装置上回收甲酸铯/钾盐基的液体, 辅以化学处理。由于钻井液中含有聚合物, 需要降低钻井液黏度以更好地去除固相, 此时可用氢氧化物将 pH 值提高至 13, 使固相和聚合物沉淀, 再使用离心机或者高压硅藻土压滤机进行机械分离^[6]。

甲酸铯/钾钻井液和完井液的回收再利用率可达 80%^[7], 且回收后的基液性能不发生变化。在挪威波什格伦首次进行了对甲酸钾钻井液和完井液的整体回收再利用试验, 回收的甲酸钾钻井液和完井液在 Gullfaks 的 C-25 井和 C-18 井应用取得了较好的效果^[8]。

3 技术优势

深层气井钻井存在的技术难题和常规钻井液存在的缺陷使钻井成本增加, 从而促进了甲酸铯/钾钻井液的开发和利用。甲酸铯/钾钻井液具有的新功能弥补了常规钻井液的缺陷。各石油公司对甲酸铯/钾钻井液的长期重复使用表明, 使用甲酸铯/钾

钻井液开发深层气田是经济有效的,不仅创造的效益超过了从钻井液公司租赁甲酸铯/钾钻井液的总成本而且比其他钻井液的回报率更高。使用甲酸铯/钾钻井液可通过缩短钻井、完井和储层评价的时间来降低深层气井的开发成本。甲酸铯/钾钻井液和完井液的技术优势可以从钻井环境、裸眼完井的安全性、修井需求等方面进行分析。

3.1 优化钻井环境

使用甲酸铯/钾钻井液能够有效钻出所需直径和深度的井眼,通过降低或排除井控、卡钻风险来提高钻井速度。钻井液中没有加重剂,消除了重晶石沉降和在较高的过平衡条件下由滤饼引起压差卡钻的风险。起下钻速度快,钻井液调整时间短,溢流检查时间可以缩短一半。从甲酸铯/钾钻井液置换为甲酸铯/钾完井液的操作程序简单,并且几乎没有浪费钻井液,无需使用昂贵的分离器。

3.2 裸眼完井快速安全

裸眼完井被认为是深层气井完井的最好方式,在开发过程中,采用该完井方式不易受储层枯竭程度的影响。使用甲酸铯/钾完井液完井的油井井眼非常清洁,达到了“快速、无事故、安全和稳定完井”^[5]。

3.3 修井需求降低

甲酸铯/钾盐水能与许多金属和橡胶件在水热环境甚至在含有腐蚀性气体的环境中相容,同时与储层岩石、储层流体完全相容。使用甲酸铯/钾盐水进行钻井和完井的油井具有表皮系数低(几乎无储层损害)和产能高的特点。总之,使用甲酸铯/钾钻井液进行钻完井不需要进一步采取措施来应对地层流体侵入产生的复杂情况。

3.4 有效采出可采储量

开发深层气井的成本较高,这需要从提高烃类采收率来弥补实际投入的成本。甲酸铯/钾盐水改善了储层与井的连通性,能尽快采出可采储量。2009年8月挪威石油管理局(NPD)^[9]给出的Tune油田截至当时累计的生产数据显示,该油田的累计天然气开采量接近天然气可采储量的90%,累计凝析气开采量超过可采储量的95%。

3.5 节省钻井液费用

使用甲酸铯/钾钻井液的总费用要低于使用常规高密度溴化锌钻井液。常规钻井液中的化学添加

剂增大了钻井液的HSE风险,由于化学品的危险性造成钻井液总费用增加和事故发生概率的增大。甲酸铯/钾钻井液的HSE风险很小,这就减小了使用大量液体化学品时造成的HSE风险,以及化学物质发生泄漏事故而产生的赔偿和法律责任^[10]。

4 结 论

1) 分析了国外甲酸铯/钾钻井液的常用处理剂和配方,对国内甲酸铯/钾钻井液的研制具有一定的参考价值。

2) 国外现场应用证实,甲酸铯/钾盐水作为钻井液、完井液可取得令人满意的效果,能较好地解决常规钻井液在高温高压井中存在的缺陷。

3) 现场应用表明,使用甲酸铯/钾钻井液钻深层气井创造的效益超过了从钻井液公司租赁甲酸铯/钾钻井液的费用,并具有较高的回报率。甲酸铯/钾钻井液、完井液在国内外高温高压油田钻井、完井作业中的应用前景广阔。

参 考 文 献

- [1] Bungert D, Maikranz S, Sundermann R, et al. The evolution and application of formate brines in high-temperature/high-pressure operations[R]. IADC/SPE 59191, 2000.
- [2] Brangetto M, Pasturel C, Gregoire M, et al. Caesium formate brines used as workover, suspension fluids in HPHT field development[J]. Drilling Contractor, 2007, 23(3): 108-111.
- [3] Abou-Sayed I S, Chambers M R, Mueller M W. Mobil completes deep, tight, horizontal gas well in Germany[J]. Petroleum Engineer International, 1996, 69(8): 42-48.
- [4] Rommetveit R, Fjelde K K, Aas B, et al. HPHT well control: an integrated approach[R]. OTC 15322, 2003.
- [5] Berg P C, Pederson E S, Lauritson A, et al. Drilling, completion, and openhole formation evaluation of high-angle HPHT wells in high-density cesium formate brine: the Kvitebjorn Experience, 2004-2006[R]. SPE/IADC 105733, 2007.
- [6] Simpson M A, Al-Reda S, Foreman D, et al. Application and recycling of sodium and potassium formate brine drilling fluids for Ghawar Field HT gas wells[R]. OTC 19801, 2009.
- [7] Downs J D, Howard S K, Carnegie A. Improving hydrocarbon production rates through the use of formate fluids—a review [R]. SPE 97694, 2005.
- [8] Siv Howard. Formate Technical Manual[M]. Scotland Aberdeen: Cabot Specialty Fluids Ltd., 2006; 78-109.
- [9] Downs J D. A review of the impact of the use of formate brines on the economics of deep gas field development projects[R]. SPE 130376, 2010.
- [10] Gilbert Y, Kumpulainen A, Pessala P, et al. HSE risk monetization and well construction fluids: presenting a method for comparing the costs associated with fluid-related HSE risk and its consequences: the 2008 AADE Fluids Conference and Exhibition, Houston, Texas, April 8-9, 2008[C].