

# 用强抑制性钻井液体系钻巨厚泥岩地层

马世昌<sup>1</sup> 杨玉良<sup>1</sup> 汪世国<sup>2</sup>

(1. 新疆石油管理局钻井工艺研究院, 新疆克拉玛依; 2. 新疆石油管理局钻井公司泥浆技术服务公司, 新疆克拉玛依)

**摘要** 针对新疆准噶尔盆地莫北油田中生界白垩系吐谷鲁组(300~3850 m)泥岩地层水化膨胀缩径严重, 阻卡频繁, 地层造浆性强, 钻井液流变性控制困难, 电测1次成功率低的问题, 采用了甲酸盐钻井液和钾钙基钻井液体系, 并配合相应的钻井工程技术措施。现场应用表明, 这两种钻井液体系具有较强的抑制性, 有效地减轻了泥岩地层的水化膨胀, 明显减少了由膨胀缩径引起的井下复杂情况, 井壁稳定, 井径规则; 控制了钻井液的流变性, 减轻了泥岩地层的缩径阻卡, 保证了裸眼完井作业的顺利实施, 提高了电测1次成功率; 通过强化钻井工程技术措施, 缩短了钻井周期, 提高了钻井时效, 节约了钻井成本, 实现了二开裸眼完井, 提高了经济效益。

**关键词:** 甲酸盐钻井液 钾钙基钻井液 井眼稳定 抑制性

准噶尔盆地莫北油田开发井井深为3950 m左右, 300~3850 m井段为白垩系吐谷鲁组泥岩地层。钻井液使用密度为1.20~1.25 g/cm<sup>3</sup>。该泥岩地层水化膨胀严重, 短程起下钻阻卡频繁(特别是1000~1500 m井段缩径严重); 地层造浆性强, 钻井液流变性难以控制, 钻井液排放量和处理量大, 电测1次成功率低。聚合物和聚磺钻井液不能满足钻井要求。改用甲酸盐和钾钙基钻井液, 并将井身结构由三开三完改变为表层套管下深为500 m, 二开先用 $\phi$ 241 mm钻头钻至井深1800 m, 再用 $\phi$ 216 mm钻头钻至设计井深完钻, 从而减少了处理复杂情况的时间, 提高了钻井时效。这两种体系抑制性强, 有效地控制了井眼膨胀缩径; 控制了钻井液流变性, 阻卡现象明显减少, 提高了电测成功率; 通过强化钻井工程技术措施, 缩短了钻井周期, 节约了钻井成本。

## 甲酸盐钻井液

### 1. 配方

甲酸盐(钠盐、钾盐、铯盐)对粘土具有较强的抑制性, 通常用于配制无粘土相强抑制性钻井液。根

据实际情况, 采用预水化膨润土浆配制低粘土相甲酸盐钻井液, 基浆配方如下。

4%预水化的膨润土浆+(0.1%~0.2%)结构剂NAPS8010+(0.2%~0.3%)聚合物包被剂KFA370+(0.5%~1.0%)聚合物降滤失剂SY-2+(1%~2%)磺化沥青粉+10%甲酸盐

该体系经100℃、16 h老化后的性能见表1。由表1看出, 甲酸盐钻井液加入膨润土粉前后的性能变化不大, 说明该钻井液对粘土有较强的抑制作用。

表1 甲酸盐体系抗粘土侵试验

配方	PV mPa·s	YP Pa	Gel Pa/Pa	FL mL	FL <sub>HTHP</sub> mL
基浆	18	6.5	1.0/5.0	3.5	11
基浆+10%膨润土	19	7.0	1.5/6.0	2.8	10.5
基浆+15%膨润土	21	7.5	2.0/6.5	3.0	10.5

注: 老化条件为100℃、16 h

### 2. 性能控制

(1)体系的转化 将一开膨润土-CMC钻井液地面循环除砂后, 用水冲稀(膨润土含量为35~40 g/L), 按配方配制甲酸盐钻井液, 循环均匀且性能达到要求后二开。莫北油田二开钻井液性能要求: 密度不小于1.10 g/cm<sup>3</sup>(在井深1000 m前密度提至1.20~1.25 g/cm<sup>3</sup>), 粘度为40~60 s, 滤失量不大于5 mL, K<sup>+</sup>含量不小于8000 mg/L。

(2)流变性控制 由于地层造浆严重, 控制流变性是关键。根据井下情况及时补充甲酸盐, 保持其在钻井液中有足够的含量; 在初始配制体系和需要提高粘度与切力时, 用NAPS8010提高钻井液的粘度和切力, 但正常钻进时用KFA370溶液进行维护(不用NAPS8010)。

(3)滤失造壁性 封堵降滤失剂使用2~3种, 既选用提高滤液粘度的聚合物降滤失剂如SY-2, 又选用具有封堵能力的降滤失剂如磺化沥青粉, 正常

钻进时可以配成混合溶液进行维护补充。

(4)固相控制 充分使用好三级固控设备(振动筛、除砂器、除泥器),必要时使用离心机。

### 3. 现场应用

经过在 MB5022 井和 5006 井应用表明,甲酸盐钻井液对该地区巨厚泥岩地层具有很强的抑制能力,彻底解决了钻井液流变性的控制问题,有效地减轻了泥岩地层的水化膨胀,明显减少了由膨胀缩径引起的井下复杂情况。MB5022 井钻井施工工期最短,全井无复杂情况和事故,井径规则,电测 1 次成功。MB5022 井钻井液性能见表 2。

表 2 MB5022 井甲酸盐钻井液性能

井段 m	$\rho$ g/cm <sup>3</sup>	FV s	PV mPa·s	YP Pa	Gel Pa/Pa	FL mL	MBT g/L
489~1806	1.06~1.22	55~70	20~30	5~14	1.0~1.5/4~10	3.0~2.5	32~35
1806~3932	1.24~1.25	50~80	25~32	6~15	1~3/5~10	4.0~2.5	35~40

## 钾钙基钻井液

### 1. 配方

钾钙基钻井液体系用 KCl 和 CaO 提供 K<sup>+</sup> 与 Ca<sup>2+</sup>, 利用 K<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup> 的协同和增效作用提高体系的抑制性,基本配方如下。

4%预水化膨润土浆+(0.3%~0.5%)聚合物包被剂 MAN104(或 FA367)+(0.3%~0.7%)聚合物降滤失剂 MAN101+(1%~2%)磺化沥青粉+(5%~7%)KCl+(0.1%~0.5%)CaO

### 2. 性能控制

(1)体系转化 将一开钻井液除砂稀释,将膨润土含量降为 35~40 g/L 范围内,然后按配方加入 KCl、包被剂和封堵降滤失剂,循环均匀开钻,水泥塞钻穿后调整钻井液性能,达到要求后二开。钻井液密度不小于 1.10 g/cm<sup>3</sup>(在井深 1000 m 前提高至 1.20~1.25 g/cm<sup>3</sup>),粘度为 40~50 s,滤失量不大于 5 mL,K<sup>+</sup> 含量不小于 5000 mg/L,Ca<sup>2+</sup> 含量为 500~800 mg/L。

(2)流变性控制 体系的流变性控制关键是保持 K<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup> 含量稳定,应根据情况及时补充,特别是 Ca<sup>2+</sup> 含量控制要稳定,必须按消耗量补充,以确

保体系性能稳定。Ca<sup>2+</sup> 含量不足,粘度和切力上升很快;Ca<sup>2+</sup> 含量过高,体系粘度和切力过低且不容易提高。在 K<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup> 含量稳定的情况下,使用 MAN104 或 FA367 稀释溶液进行维护补充。

(3)滤失造壁性 正常钻进时用降滤失剂 MAN101 和磺化沥青的混合溶液进行维护补充。

(4)固相控制 使用好三级固控设备进行净化,必要时开动离心机,以保证体系性能优良。

### 3. 应用效果

2000~2001 年钾钙基钻井液在莫北油田钻井上百口,解决了钻井液流变性的控制问题,明显减轻了泥岩地层的缩径阻卡,保证了裸眼完井作业的顺利实施,缩短了钻井周期,节约了钻井成本。另外,该体系所需 Ca<sup>2+</sup> 浓度低,生石灰加量少,减小了配制处理工作量。钾钙基钻井液性能见表 3。

表 3 钾钙基钻井液性能

井段 m	$\rho$ g/cm <sup>3</sup>	FV s	PV mPa·s	YP Pa	Gel Pa/Pa	FL mL	K <sup>+</sup> mg/L
500~1000	1.10~1.20	45~70	15~25	7~15	1~2/3~7	≤5	5000~8000
1000~3950	1.20~1.25	45~70	20~30	5~15	1~3/5~10	≤5	8000~10000

注:Ca<sup>2+</sup> 含量为 500~800 mg/L

## 结论与认识

1. 甲酸盐钻井液与钾钙基钻井液抑制性强,适合莫北油田巨厚泥岩地层的钻井要求。

2. 两种钻井液体系关键是要控制好甲酸盐、KCl、CaO 的加量,及时检测并补充钻井液中 K<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup> 的浓度,以保持钻井液流变性能稳定。

3. 两种钻井液对泥岩地层具有很强的抑制能力,但必须充分使用固控设备以优化钻井液性能。

4. 两种钻井液体系在低粘度和低切力条件下要提高结构力较困难,必须使用高效的结构调节剂。

作者简介 马世昌,工程师,现任新疆石油管理局钻井工艺研究院工艺五所副所长。地址:新疆乌鲁木齐新疆石油管理局钻井工艺研究院;邮政编码 834000;电话(0990)6882058。

(收稿日期 2002-06-21;HGF=032A4;编辑 张炳芹)

nitrogen atom in main chain and side chain), corrosion inhibitor (imidazolium quaternary), demulsifier (block polymer using octadecanol as initial reactant) and 2%~4% cleaning agent (only for flush fluid). Over 90% of materials of working fluid can be obtained in locality as the base fluid is seawater, thus, the cost of seawater base working fluid is very low. Application effects of diversified seawater base working fluids have been evaluated based on collecting field testing data and well test analysis. The results have shown seawater base working fluid not only recover oil layer permeability but also improve flow condition. Furthermore, the skin factor can be decreased and formation filtration characteristic can be improved by using seawater base working fluid in Chengdao oilfield.

**Key words:** seawater base drilling fluid; drilling fluid performance; formation damage

**First author's address:** Offshore Company of Shengli Oilfield Co., Ltd, Dongying, Shandong

#### **High inhibitive drilling fluid for drilling mudstone formation of intense thickness**

**Authors:** MA Shi-chang, YANG Yu-liang and WANG Shi-guo

**Abstract:** Formate drilling fluid system and kalium/calcium base drilling fluid system with corresponding engineering technologies have been used in Mobei Oilfield in Junggar basin to solve the problems such as severe hydration in mudstone formation, frequent bit balling, severe mud making, difficult drilling fluid rheology controlling and low completion logging success ratio, etc.. The field applications have shown that hydration can be reduced availably and contraction can be decreased markedly because of the strong inhibition of both drilling fluid systems. Also, drilling fluid rheology can be improved and bit balling can be prevented with the using of both systems. The completion logging success ratio and drilling efficiency have been enhanced based on intensifying technical measures and drilling cycle and cost have been reduced. Meanwhile, the drilling fluid systems have been used in open hole completion, thus, economic benefit has been increased.

**Key words:** formate drilling fluid; kalium/calcium base drilling fluid; hole stability; inhibition

**First author's address:** Drilling Tech. Research Inst. of Xinjiang Petroleum Administration, Karamy, Xinjiang

#### **Microsphere low density cement slurry and its application in Anpeng alkali wells**

**Authors:** WEN Xiang-jie, YUAN Jian-qiang, SONG Yan-xia and DUAN Zi-zhen

**Abstract:** In Anpeng area, microsphere low density cement was used in upper section formation, and high density cement was used in intended interval for the problems of low fracturing pressure, leakiness, high salinity, ore dissolving existing in the formation which led to irregular borehole and bad cementing effect. Microsphere low density cement slurry is composed of Jiajiang Class G cement+37.5% microsphere +1.8%KJS-1+1.5%KJS-2+0.2%S501. Field application showed microsphere low density cement slurry has enough thickening time and good flowability in high temperature condition. Lost circulation problems of long interval isolation have been solved by using the cement slurry to 4 Anpeng alkali wells in 2000, and cementing qualification rate of upper section and cementing quality excellent rate of alkali lay all reached 100%.

**Key words:** microsphere low density cement slurry; long interval isolation; lost circulation; cementing quality; alkali well

**First author's address:** Drilling Company of Henan Oilfield, Nanyang, Henan