

# 滨海油田中深层控压钻井钻井液技术

黄达全<sup>1</sup> 张松杰 王伟忠 田增艳 王禹

(渤海钻探泥浆技术服务公司)

**摘 要:** 滨海油田中深层是大港油田公司勘探的主战场, 针对滨海油田地层特性和控压钻井技术对钻井液的要求, 对钻井液体系和现场施工技术进行了优化, 优选既能保证安全钻井, 又有利于发现和保护油气层的抗高温盐水钻井液体系。室内评价和现场应用表明: 抗高温盐水钻井液体系性能稳定, 能够满足控压钻井时井壁稳定和抗地层流体污染的需要, 取得了较好的效果。

**关键词:** 控压钻井; 抗高温盐水钻井液; 井壁稳定; 储层保护

## 1 滨海油田地层特点

滨海油田北大港构造带, 是大港油田公司勘探的重点区块, 所钻遇地层为上第三系和下第三系, 主要目的层为沙河街组, 沙河街组细分为沙一段、沙二段和沙三段, 其地层岩性概括为: 沙一段地层厚度 500-1000m 不等, 主要以深灰色泥岩, 砂质泥岩为主, 夹细粉砂岩及泥质砂岩, 泥质粉砂岩, 成岩性较好, 层理和微裂缝发育; 沙二段地层厚度 200-1000m 不等, 以深灰色泥岩, 灰色砂质泥岩, 细砂岩为主, 夹少量泥质粉砂岩, 灰色砂岩; 沙三段地层厚度 500-800m 不等, 主要为深灰色泥岩夹浅灰色细砂岩。

## 2 井身结构及技术难点

### 2.1 井身结构

滨海油田所施工井多数为定向井, 一般采用三段制轨迹剖面, 井身结构多数为三开井, 少数深井为四开井, 一开封平原组地层, 二开封馆陶组地层, 如果目的层为沙一段, 则为三开井, 如果完钻层为沙三段, 则为四开井, 三开封沙一中的低压层。

### 2.2 技术难点

为了提高勘探效果, 及时发现并保护油气层, 从 2007 年开始, 滨海油田部分中深层探井在目的层井段采用控压钻井施工, 因此, 钻井过程中的井壁稳定、抗地层流体污染、钻井液高温稳定性及储层保护成为钻井液技术必须解决的难点。

#### 2.2.1 井壁稳定

由于东营组地层和沙河街组地层全部采用控压钻井技术施工, 要求钻井液密度略小于地层孔隙压力, 而该地层泥岩成岩性较好, 层理和微裂缝发育, 因此, 很容易发生井壁失稳。

#### 2.2.2 抗地层流体污染

由于采用控压钻井, 钻井施工过程中地层流体会不可避免地侵入井筒内, 而地层流体中含  $\text{CO}_2$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$  和可溶盐, 如果钻井液与地层流体不配伍, 势必导致地层流体对钻井液性能的破坏, 影响钻井液的稳定性, 导致井下发生事故与复杂。

#### 2.2.3 钻井液抗温稳定性

由于滨海油田地层温度梯度较高, 一般井深达 4000m 时, 井底温度达到 160-170℃, 加

**作者简介:** 黄达全, 高级工程师, 1987 年毕业于西南石油学院应用化学专业, 毕业后一直从事泥浆技术工作。地址: 天津市大港区滨海街红旗路东段, 邮编: 300280, 电话: 022-25972966。

之控压钻井条件下钻井液被侵污，因此，钻井液的热稳定性成为中深井施工过程中的技术难点。

2.2.4 储层保护

由于所钻井全部为探井，储层资料不足，虽然钻开储层时采用控压钻井，但完井和起钻时都必须压稳储层，因此，钻井液的固相和液相进入储层是不可避免的，从而造成储层损害。

3 钻井液体系评价

基于滨海油田的地层特性和钻井方式对钻井液体系的要求，在对比分析不同钻井液体系特性的基础上，初步确定抗高温盐水聚合物钻井液体系为控压钻井井段钻井液。由于储层资料欠缺，因此，将成膜封堵油层保护技术用于滨海油田。

3.1 配方优选及抗温性实验

室内配方选用抗高温 KCL 盐水钻井液体系，盐量控制 4-7%，配合一些抗盐处理剂形成，通过配伍性优化研制出抗温达 180℃的抗高温盐水钻井液配方。主要测试 180℃/16h 老化前后的流变性及滤失性。实验结果见表 1。

配方 1：4%膨润土浆(300mL) + 1.0%SDT108 + 4%SD-102 + 3%SD-201 + 3.0%SDT109 + 3%磺化沥青 + 1%SD-505 + 7%KCl（重晶石加重至 1.8g/cm³）

配方 2：4%膨润土浆（300mL） + 1.0%SDT-108 + 5%SD-102 + 3%SD-201 + 4.0%SDT109 + 3%磺化沥青 + 1.0%SF260 + 3%白油 + 17%KCl(重晶石加重至 1.8g/cm³)

配方 3：3%膨润土浆(300mL) + 1.2%SDT108 + 5%SD101 + 4%SD-201 + 3.0%SDT109 + 3.5%磺化沥青 + 1.0%SF260 + 3%白油 + 0.3%Span-80 + 1%QS-2 + 7%KCl（重晶石加重至 1.8g/cm³）

配方 4：4%膨润土浆(300mL) + 1.2%SDT108 + 6%SD101 + 3%SD-201 + 3.0%SDT109 + 4.0%磺化沥青 + 1.5%SF260 + 3%白油 + 7%KCl（重晶石加重至 1.8g/cm³）

表 1 抗高温钻井液配方优化实验

实验配方	实验条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	FLAPI (mL) /pH	FLHHP (mL)
1	老化前	63.5	39	24.5	4.2/8	36
	老化后	134.5	39	95.5	22.4/8	
2	老化前	34	23	11	2.4/8	—
	老化后	115	30	85	27/8	
3	老化前	36.5	34	2.5	1.5/8	18
	老化后	100	55	45	5.6/8	
4	老化前	40.5	36	4.5	1.4/8	24
	老化后	130	75	55	12.4/8	

注：实验老化温度为 180℃。

由表 1 实验表明：配方 3 老化前后流变性、滤失性相对最好，能够满足现场施工，因此，该配方为现场实验基本钻井液配方。

3.2 抑制性评价

采用滚动回收的方法确定体系抑制性强弱，采用沙河街岩心 180℃、16h 滚动回收评价结果见表 2。

表 2 体系回收率评价

序号	配 方	回收率 %	实验用岩心	实验条件
----	-----	-------	-------	------

1	清水	65.86	港 339 井 Es	180℃×16h
2	体系	96.56		

钻井液体系中加入一定量的 KCl 可以大大的提高体系的抑制性，提高了体系的防塌能力。

### 3.3 抗污染实验

由于体系用于控压钻井，因此，污染物主要来源于地层中碳酸根污染以及岩屑粉污染，体系对两种污染进行了评价，结果见表 3。

表 3 体系抗污染性实验评价

ρ g/cm <sup>3</sup>	FV s	FL ml	PH	GEL Pa	AV mPa. s	PV mPa. s	YP Pa	HTHP ml	备注
1.37	56	3.4	9.5	5 10.5	37	29	8		体系+10%沙河街泥岩地层 100 目岩心粉
1.37	69	5.4	9	8.5 17	48	33	15	19.4	180℃×16h
1.35	57	3.6	10.5	5 11	38	25	13		体系+1.0%Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> （CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 污 染达到 5660ppm）
1.35	70	5.0	9.5	8 16.5	49	37	12	17.6	180℃×16h

实验表明：体系抗钻屑污染能力和抗碳酸根污染能力均比较强，能够满足现场钻井施工要求。

### 3.4 储层保护实验

采用港 339 井沙河街天然岩心进行保护油气层效果评价，在动态污染的条件下进行渗透率恢复值的测试，测试效果见表 4、表 5。

表 4 体系渗透率恢复值评价

Ka ×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	Ko ×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	Kd ×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	Kd/Ko %	实验温度 ℃	备注
123.7	23.45	20.03	85.42	150	天然岩心

表 5 高温高压动态污染效果

岩心	动滤失量 mL	实验条件				备注
		污染时间 min	转速 r/min	压力 MPa	温度 ℃	
天然岩心	8.6	120	200	3.5	150	实验温度为 仪器极限温 度。

体系实验结果表明动滤失效果较低，渗透率恢复至达到 80%以上，油气层保护较好效果。

## 4 现场应用

自 2008 年 1 月至 2009 年 3 月在歧口凹陷中深层累计开钻探井 35 口，完井 33 口，其中定向井 30 口，最大井斜 59.480°，最大井底位移 2642.98m。完成井中采用抗高温盐水聚合物钻井液施工了 6 口井，在目的层井段采用了控压钻井技术，平均井深 5003m，最深井达到

5583m, 较好地实现了发现并保护油气层的目的。

#### **4.1 各井段钻井液技术措施**

##### **4.1.1 一开井段**

采用预水化膨润土浆, 钻完设计井深后必须大排量洗井, 起钻前注入粘度为 50—60S 的稠浆, 以利于表层套管的下入。

##### **4.1.2 二开井段**

采用聚合物钻井液。对于流沙层较厚的地区可以用一开膨润土浆钻完水泥塞后全部替掉, 然后再用优质预水化膨润土浆进行二开预处理; 对于其它地区可以直接用一开膨润土浆进行预处理。预处理的基本配方为: 膨润土浆+0.3—0.5%高分子量聚合物+0.5—1%中分子量聚合物

本井段钻井液的维护: 每钻进 1m 补充 2—3kg 聚合物, 保持钻井液具有强的抑制地层造浆能力, 用中小分子聚合物配合水调整钻井液的流变参数, 以保证井下安全; 保持高质量的泥饼, 控制粘度为 30—45s, 明化镇地层井段适当放宽滤失量, 馆陶组地层钻井液控制滤失量小于 8mL; 在进入造斜井段前向钻井液中加入适量低荧光润滑剂, 使钻井液摩阻小于 0.10, 以满足造斜、增斜、稳斜井段各种施工的需要。

##### **4.1.3 三开和四开井段**

开钻前清除循环罐内泥砂, 检测原井浆的膨润土含量, 依据现场钻井液总量预留适量井浆, 其它井浆全部放掉, 将循环罐和井筒全部替换为清水, 然后按钻井液体系配方配制钻井液。加药顺序为盐、大分子聚合物、防塌材料、提粘剂、降滤失剂和润滑剂等处理剂, 然后按比例混入井浆或膨润土浆, 控制体系的膨润土含量为 15—20g/l, 最后加重至所需密度, 调整好钻井液性能, 再循环 6—8 小时, 使钻井液性能稳定后在开钻。如果现场条件限制, 不能满足一次完成钻井液配制, 可分批配制, 分段顶替换浆, 但开钻前必须充分循环、陈化新浆。

钻进过程中根据钻井进尺和钻井液消耗量, 按配方配制钻井液, 满足钻井施工需要; 如果钻井液性能不能满足井下施工, 可根据实际情况补充相应的处理剂, 调整钻井液性能; 控制钻井液动塑比大于 0.35Pa/mPa.s, 钻进时若携砂效果仍不理想, 可用稀或稠段塞钻井液洗井; 钻进时若转盘负荷大, 起下钻附加拉力大, 可在钻井液中加入 0.5—1%塑料微珠或 0.5—1%极压润滑剂, 以保证井下安全。

每次起钻前必须进行短起下钻, 检测油气上窜速度, 以此作为钻井液密度调整的依据。提高钻井液密度后, 必须起钻至技套内静止一个起下钻及其它作业周期, 然后再下钻循环, 检测油气上窜情况, 检验该密度能否满足安全起下钻及从事其它作业的需要, 如果不能, 则必须提高钻井液密度, 再重复前述步骤, 直到满足安全施工要求。下钻到底后, 按安全操作规程开泵, 循环正常后启动离心机, 降低钻井液密度, 达到控压钻井要求后, 再恢复钻进。

#### **4.2 储层保护措施**

进入目的层前对钻井液进行改造, 降低钻井液中的固相含量, 补充相应的处理剂, 降低钻井液的滤失量, 特别是高温高压滤失量, 控制中压滤失量小于 5mL, 控制高温高压滤失量小于 15mL, 加入成膜封堵剂等油层保护添加剂, 将钻井液转化为保护油层钻井完井液。

钻进过程中控制钻井完井液密度, 在保证井壁稳定的前提下, 尽量走低限, 满足探井发现油气层的要求; 根据钻井速度和钻井液消耗量补充油层保护剂和其它处理剂, 保持良好的钻井完井液性能, 减少事故复杂的发生, 加快钻井、完井速度, 缩短油层浸泡时间。

#### **4.3 中完及完井措施**

中途完井及完钻前 50—100m 对井浆进行全面分析, 补充各种相应处理剂, 调整好钻井液性能; 钻达设计井深后提高排量循环洗井, 根据实际情况采用稀段塞或稠段塞洗井, 并进行短起下钻, 检验钻井液密度能否压稳地层, 井眼状况能否达到电测要求, 如果不能满足并控

及电测要求,必须进行反复调整;起钻电测前根据井眼情况决定裸眼井段钻井液粘度和打封闭钻井液的配方,以利于电测。下套管前采取同样措施,保证下套管顺利。

## 5 效果评价

### 5.1 井壁稳定效果好

滨海油田东营组和沙河街组地层存在大段泥岩,部分断块存在油页岩,容易发生坍塌,使用抗高温盐水钻井液的6口井,通过体系中KCL镶嵌和大分子聚合物包被抑制协同作用,确保钻井液的强抑制性,较好的控制了泥岩的坍塌,施工过程中没有掉块和缩径现象,各井的多次起下钻均畅通无阻,完井电测顺利,平均井径扩大率小于8.79%。

### 5.2 高温稳定性强

维持钻井液中KCl的有效含量在5-7%,并通过使用SMP-II配合抗高温抗盐降滤失剂来控制钻井液的滤失量,使钻井液具有较好抗高温稳定性,流变性能易于调整,每次下钻到底钻井液的粘度、切力、流变参数变化幅度小,钻进的过程中返砂正常。起下钻以及电测等长时间静止后下钻中途开泵顺利,没有憋高压现象,没有高温增稠、减稠现象,高温高压滤失量控制在15-18 ml。

### 5.3 抗污染能力

滨深1井和滨深24井原设计在控压井段采用淡水钻井液体系,钻遇高压盐水层时钻井液被严重污染,经过多次处理无效,被迫将钻井液体系更换为抗高温盐水钻井液,施工过程中虽然地层流体继续侵入井筒内,特别是C032-污染现场最高达到12896.85mg/L,未对钻井液性能造成影响,钻井液性能稳定,仍能保持一定的负压差继续控压钻进。在此后的几口井施工中,再未发生钻井液被地层流体污染而导致钻井停工的现象,这表明:抗高温盐水聚合物钻井液抗污染能力强,能够满足控压钻井的需要。

### 5.4 储层保护效果好

在滨海油田使用抗高温钻井液体系进行控压钻井,同时控制较低的钻井液滤失量,在钻井液中加入成膜封堵剂,减少了钻井液滤液和有害固相的侵入,完成井平均渗透率恢复值86.45%。钻至油气层井段,见到良好的油气显示,四口井实现钻进点火成功,两口井实现下钻循环测后效期间放喷点火成功。经电测解释,也获得勘探成果,其中滨深1井发现16.5m/6层油气层,经试油获得工业油流,滨深3×1井完井试油获得高产工业油流。

## 6 认识与建议

(1) 抗高温盐水钻井液体系的整体抗温性能达到180℃,满足5000m左右深井的钻井施工要求。

(2) 抗高温盐水钻井液体系抗盐、钙污染能力强,能够满足滨海油田控压钻井对钻井液的要求。

(3) 抗高温盐水钻井液抗 $\text{CO}_3^{2-}$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 污染能力强,现场井浆 $\text{CO}_3^{2-}$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 含量最高达到12896.85mg/L时,钻井液性能能够保持稳定,这是其它体系无法比拟的。

(4) 抗高温盐水钻井液技术成功应用,解决了沙河街长裸眼段砂泥岩地层实施欠平衡控压钻井井壁稳定的技术难题,使公司的欠平衡控压钻井从原来仅限于稳定地层作业,扩展到可以在复杂地层实施,对探井控压钻井起到了保障作用,建议在滨海油田中深层井广泛推广使用。

## 参考文献

- [1] 《钻井液工艺学》，鄢捷年主编，石油工业出版社。
- [2] 南堡 5-4 井抗 200℃高温钻井液的研究与应用，朱宽亮等著，钻井液与完井液杂志。