

# 超高温超深井水基钻井液技术研究与应用

邱正松<sup>1</sup> 黄维安<sup>1</sup> 何振奎<sup>2</sup> 蒋建宁<sup>2</sup> 薛玉志<sup>3</sup>

(1 中国石油大学(华东), 山东青岛; 2 中石化河南油田分公司工程院, 河南南阳;

3 中石化胜利油田钻井院, 山东东营)

**摘 要:** 针对超深井钻井中存在的高温稳定性以及流变性、滤失性控制等技术难题, 研制出了抗高温抗盐聚合物降滤失剂和降粘剂, 对比评价结果表明, 抗温、抗盐抗钙和降滤失以及降粘性能均优于国内外同类产品。针对河南油田泌深 1 井深层高温稳定和防塌技术实际需求, 研制出了抗温达 245℃ 的超高温水基钻井液体系配方, 并成功地进行了现场应用, 创造了国内实际井下超高温纪录(241℃)。

**关键词:** 超高温; 钻井液; 井壁稳定; 超深井; 泌深 1 井

按照国际惯例, 深度超过 4500m 的井称为深井, 深度超过 6000m 的井为超深井, 超过 9000m 的井为特深井<sup>[1]</sup>。井越深技术难度越大, 钻井液技术对复杂深井安全钻进更为重要。高温超深井钻井液所面临的主要技术难题如下<sup>[1,2]</sup>: 第一, 钻井液高温稳定性(老化)问题尤为突出; 第二, 高固相含量下的钻井液流变性及其滤失性难以控制; 第三, 往往钻遇多套压力层系地层, 安全密度窗口窄, 地层承压能力差, 塌、漏、卡等复杂情况共存。泌深 1 井是中石化 08 年布署的重点探井, 位于南襄盆地泌阳凹陷深凹区, 实际完钻井深 6005m, 井底温度高达约 241℃。完钻目的层为古近系玉皇顶组玉二段, 兼探古近系玉皇顶组玉一段、大仓房组和核桃园组; 完钻层位为中生界白垩系。该井钻探目的是为了建立泌阳凹陷的地层层序, 揭示玉皇顶组玉二段烃源岩发育特征及生、储、盖配置情况, 取全取准各项盆地评价参数。该井深部井段泥质含量高, 高温造浆、垮塌风险大, 且地温梯度特别高。因此, 该井需要采用既抗高温又具有较强的抑制地层造浆和防塌能力的钻井液体系, 满足泌深 1 井四开进入 4500m 后顺利钻井的需要。在室内抗高温关键处理剂研制基础上, 优选出了超高温水基钻井液体系配方, 该配方可抗 245℃ 高温, 这是至今国内抗高温指标的最高纪录<sup>[1]</sup>, 也处于国际前列。

## 1 超高温钻井液关键处理剂研制

### 1.1 抗高温抗盐聚合物降滤失剂研制

通过分子结构设计、单体优选和制备条件优化, 针对泌深 1 井需求, 研制出了抗高温抗盐聚合物降滤失剂 HTP-1, 在典型钻井液基浆中的超高温降滤失效果如图 1 所示。

---

**作者简介:** 邱正松, 男, 博士, 教授, 博士生导师, 中国石油大学(华东)石油工程学院副院长; 主要从事钻井液防塌防漏技术、超深井钻井液、深水钻井液以及油层保护技术等科研工作。通讯地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路 66 号, 邮编 266555。E-mail: [qiuzs63@sina.com](mailto:qiuzs63@sina.com)

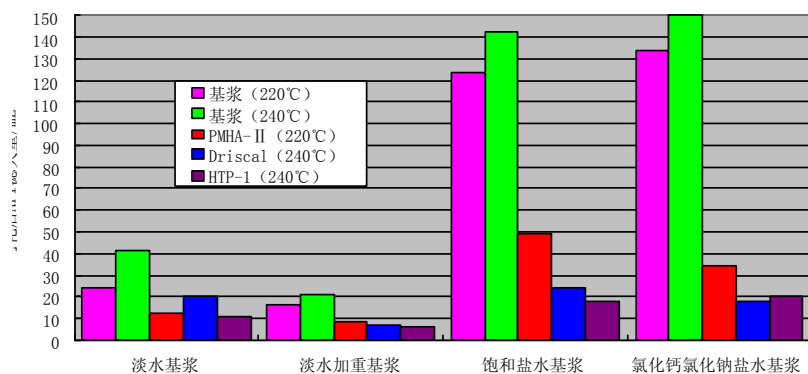


图 1 HTP-1 与同类产品在典型钻井液基浆中的降滤失效果评比

从图 1 看出，HTP-1 在淡水基浆、淡水加重基浆和饱和盐水基浆中抗温（240℃）降滤失效果最好，在氯化钙氯化钠复合盐水基浆中与国外同类产品相当，总之，在钻井液基浆中的抗温降滤失效果优越。

## 1.2 抗高温抗盐聚合物降粘剂研制

深井钻井液的流变性对携带岩屑及加重材料、提高机械钻速、保持井眼规则以及保证井下安全等，具有重要意义[3]。随着井深增加，地层压力增高，要求钻井液密度高，高密度钻井液体系中，固相含量相当高（甚至达到 45%），加之固相粒度级配不合理，使得钻井液流变性极难控制。另外，深井超深井常钻遇泥页岩地层、膏盐层甚至是盐膏泥混层，由于地层造浆和电解质类污染，使钻井液的流变性恶化，给现场维护和调控带来极大困难[4]。针对以上问题，通过分子结构优化设计及制备条件优化，研制出抗温达 240℃ 以上的抗高温抗盐降粘剂，在典型钻井液基浆中的超高温降粘效果如图 2 所示。

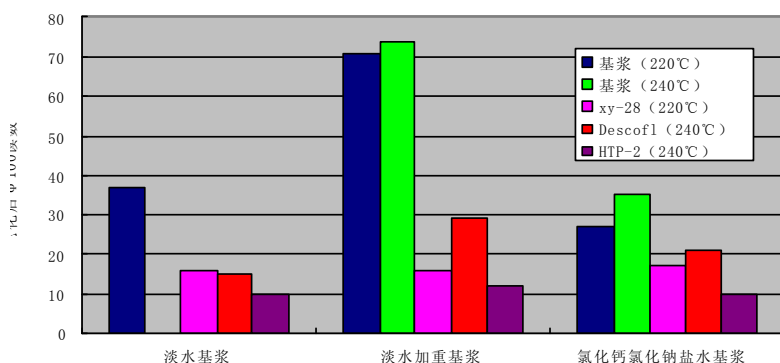


图 2 HTP-2 与同类产品在典型钻井液基浆中的降粘效果评比

从图 2 看出，HTP-2 在各种钻井液基浆中均具有较好效果，明显优于国外的高温稀释剂，抗温能力可达 240℃。

## 2 泌深 1 井超高温水基钻井液配方室内研制及性能评价

### 2.1 泌深 1 井超高温水基钻井液配方室内研制

#### (1) 泌深 1 井深部井段钻井液技术难点

① 该区地温梯度较大，井底温度预计可达 245℃，钻井液抗温能力面临严峻挑战，是至今国内最高纪录，也属国际罕见。

② 玉二段、白垩系泥岩水化分散、坍塌，既抗高温又具备抑制能力的处理剂优选困难大；

③ 泌深 1 井要求尽可能用淡水体系，抗高温兼顾防塌要求苛刻。

④ 泌深 1 井深部地层不熟知，可能存在未预测的地质条件。

针对泌深 1 井 4500m 以后深部井段上述技术难题，室内在优选高温抑制剂、高温降滤失剂、高温降粘剂、高温封堵防塌剂、高温润滑剂和高温稳定剂基础上进一步通过配伍性优化，研制出了抗温达 245℃，密度为 1.2g/cm<sup>3</sup> 的超高温水基钻井液配方：

优选配方：4%膨润土浆（400mL）+ 1.2%RCS-18 + 3%CQ-11 + 2%CQ-22 + 3%HTP-1 + 2%HTP-2 + 3%KP-8 + 1%SF-26 + 3%白油（重晶石加重至 1.2g/cm<sup>3</sup>）。

该配方 245℃/16h 老化前后的性能见表 1。

表 1 245℃超高温水基钻井液老化前后性能

试验	AV	PV	YP	Ge1	FL <sub>API</sub>	pH	FL <sub>HTHP</sub>
条件	mPa·s	mPa·s	Pa	Pa/Pa	mL		mL
老化前	46.5	38.0	8.5	2.0/2.5	2.0	8.5	/
老化后	46.5	30.0	16.5	8.5/13.5	4.0	8.5	12.0

由表 1 可知，优选配方的流变性及滤失性均较理想。

2.2 泌深 1 井超高温水基钻井液配方性能评价

(1) 高温稳定性评价

上述配方分别经 245℃/16h、245℃/72h 老化前后的流变性及滤失性实验结果见表 2：

表 2 超高温稳定性实验评价结果

试验	AV	PV	YP	Ge1	FL <sub>API</sub>	PH
条件	/mPa·s	/mPa·s	/Pa	/Pa/Pa	/ml	
老化前	46.5	38.0	8.5	2.0/2.5	2.0	8.5
245℃/16h 老化后	46.5	30.0	16.5	8.5/13.5	4.0	8.5
245℃/72h 老化后	53.0	33.0	20.0	12.5/14.5	6.0	8.5

由表 2 可知，优选配方经过 245℃/72h 老化与 245℃/16h 老化后的粘度、切力和 API 滤失量变化不大，说明该配方高温稳定性能较好。

(2) 润滑性能评价

利用极压润滑仪对所优选配方的润滑性能进行评价，测得摩阻系数为 0.074，可见该体系润滑性好，有利于防止粘附卡钻和减少泥包钻头等井下复杂情况。

(3) 抑制性能评价

选用膨胀性较强的岩样，通过页岩滚动分散回收率实验，测量了优选配方的抑制水化分散性能（热滚条件为：77℃/16h）。实验结果见表 3：

表 3 抑制性能评价实验结果

试样	滚动回收率/%
蒸馏水	50.48
优选配方	88.66

由表 3 可知，优选配方的页岩回收率达到 88.66%，比蒸馏水有较大提高，表明该体系的抑制性能较好。

(4) 抗污染性能评价

分别选用劣土、NaCl 和 CaCl<sub>2</sub> 等作为污染物，对优选出的配方进行抗污染性能评价，实验条件为 245℃/16h，实验结果见表 4：

表 4 超高温水基钻井液抗污染性能

试样	试验 条件	AV /mPa·s	PV /mPa·s	YP /Pa	Ge1 /Pa/Pa	FL <sub>API</sub> /PH /mL
配方	老化前	46.5	38.0	8.5	2.0/2.5	2.0/8.5
	老化后	46.5	30.0	16.5	8.5/13.5	4.0/8.5
+15%劣土	老化前	47.0	39.0	8.0	3.5/4.5	2.2/8.5
	老化后	45.0	25.0	20.0	25.0/29.0	4.8/8.5
+5%NaCl	老化前	35.5	28.0	7.5	4.0/4.5	4.6/8.5
	老化后	56.5	16.0	40.5	33.0/35.5	4.6/8.5
+0.2%CaCl <sub>2</sub>	老化前	38.0	33.0	5.0	2.5/3.0	3.2/8.5
	老化后	39.0	27.0	12.0	12.0/17.0	6.0/8.5

由表 4 可知，该配方在分别加入 15%劣土、5% NaCl 和 0.2% CaCl<sub>2</sub>后，老化前后性能变化不大，表明该配方的抗污染性能较好。

### (5) 高温流变性

为考察该配方在井下高温高压条件下的携岩和加重剂的性能，在 220℃/4.78MPa 下测试了该配方的高温高压流变性，如图 3 所示：

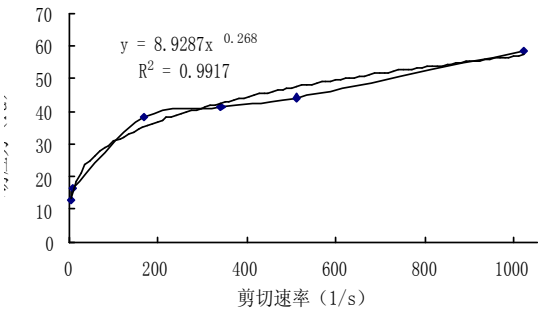


图 3 220℃下流变曲线幂律模型拟合

从图 3 的流型拟合结果看出，在 160℃下，该配方的流变曲线对幂律模型拟合较好，此温度下稠度系数 K 约为 8.93Pa·s<sup>0.268</sup>，流性指数约为 0.268。高温高压流变性测试结果表明，该配方在高温高压条件下不会明显变化，粘度和切力能基本满足悬浮和携岩的需要。

## 3 现场应用

针对泌深 1 井现场实际情况,制订了泌深 1 井四开钻井液施工工艺措施;为了节约成本,考虑到四开前期井底温度不是特别高（约 180℃），以稀释三开井浆为基础，首先开展了四开钻井液转化室内试验。

泌深 1 井四开钻井液维护处理主要措施如下：

- (1) 始终将膨润土含量控制在 30-35g/l。
- (2) 钻进中按室内井浆转化试验结果配制处理剂胶液，以 12-15m<sup>3</sup>/12h 的速度加入实际钻井液中。随着井深增加适当提高自制的超高温处理剂 HTP-1 和 HTP-2 的加量，控制高温稳定性，降滤失调流型。
- (3) 当 FV 超过 86s 时，加入 1.2%的 SF-26；当摩阻系数 f>0.1 时，维持 3%白油。

实际泌深 1 井现场四开下部井段的钻井液流变性较好：PV39-54，YP17-21；滤失量低：API 滤失量 1.8-3.6，HTHP 滤失量 9-10.5；摩阻系数：f = 0.060-0.078。满足了泌深 1

井钻井需要。

现场实钻达到的效果如下：

- (1) 体系抑制性强，井壁防塌能力强；
- (2) 起钻无挂卡，下钻能顺利到底，没有发生长段划眼情况；
- (3) 在井底超高温 241℃ 条件下钻井液性能稳定；
- (4) 钻井周期短，钻井液成本较低，技术经济效益显著。

总之，研制的超高温水基钻井液体系很好地解决了泌深 1 井四开段抗高温、井壁稳定、岩屑悬浮、携带及润滑防卡等技术问题，满足了泌深 1 井顺利优快钻井的需要。

#### 4 结论及建议

(1) 针对泌深 1 井超深井超高温水基钻井液技术难题，新研制的抗高温抗盐聚合物降滤失剂和降粘剂的性能，均优于国内外同类产品。

(2) 研制的抗 245℃ 高温水基（淡水）钻井液配方具有高温稳定性强，润滑性好，页岩抑制能力、封堵能力及抗污染能力强等优点。

(3) 泌深 1 超深井超高温井的现场应用表明，研制的超高温水基钻井液配方，能较好地解决了超高温、井壁稳定及润滑防卡等实际技术难题，创造了我国现场钻井液抗高温的最高纪录（241℃），在一定程度上实现了超高温水基钻井液技术的新突破。