

# The Application of A Polyamine Inhibition in KL10-1 Oilfield Group

Zilu Wei<sup>1</sup>, Qiang Chen<sup>1</sup>, Zhiyong Lei<sup>1</sup>, Jian Wang<sup>2</sup>, Xiaoqi Tan<sup>2\*</sup>, Wentao Zhou<sup>2</sup>, Zhuo Jiang<sup>2</sup>, Yingzhong Cui<sup>2</sup>

<sup>1</sup>China Oilfield Chemicals Services Limited, Tianjin

<sup>2</sup>Hanc New-Technology Research Institute, Jingzhou Hubei

Email: \*411205152@qq.com

Received: Nov. 30<sup>th</sup>, 2016; accepted: Jan. 7<sup>th</sup>, 2017; published: Feb. 15<sup>th</sup>, 2017

---

## Abstract

In the process of going through multi-layers in drilling of Bohail Oilfield Group, it was difficult to solve the problems of wellbore collapse and falling off and wellbore instability in Dongying and Shahejie Formations. By continuously using active and soft mud shale borehole stability mechanism, an easy control treatment agent was chosen to improve the inhibitory, adhere to the concept of soft restrain in the upper strata and strong inhibition in the lower formation, a kind of polyamine inhibitor PF-HAS was used instead of PF-JMH-YJ, PF-HAS was moderately used for inhibition to the soft mudstone, and compatible with KCl, by which the problems of hard control of rheology in traditional PEC system and drilling pipe stuck in tripping were solved and complications in drilling were reduced. Because of its good compatibility with the PEM system, the PEC system can be compatible with PEM system, at the same time, a layer of intermediate casing for drilling in Ninghuazhen Formation, Guantao Formation, Dongying and Shahejie Formations is saved, it greatly improves the operation efficiency, and it provides an important guidance for the drilling operations in the other oil fields in Bohai Area.

## Keywords

Inhibitory, Polyamine, Compatibility, Stuck, Rheology

---

\*通信作者。

# 一种聚胺类抑制剂在垦利10-1油田群的应用

魏子路<sup>1</sup>, 陈 强<sup>1</sup>, 雷志永<sup>1</sup>, 王 荐<sup>2</sup>, 谭泉麒<sup>2\*</sup>, 周文涛<sup>2</sup>, 蒋 卓<sup>2</sup>, 崔应中<sup>2</sup>

<sup>1</sup>中海油田服务股份有限公司油田化学事业部, 天津

<sup>2</sup>荆州市汉科新技术研究所, 湖北 荆州

作者简介: 魏子路(1977-), 男, 助理工程师, 现主要从事钻井液技术研究工作。

Email: \*411205152@qq.com

收稿日期: 2016年11月30日; 录用日期: 2017年1月7日; 发布日期: 2017年2月15日

## 摘 要

针对渤海垦利10-1油田群钻井过程中穿越多层位, 很难解决东营组、沙河街组井壁坍塌、掉块, 井壁失稳的问题, 通过延续活性软泥页岩井壁稳定机理, 选择易调控处理剂提高抑制性, 坚持上部地层软抑制、下部地层强抑制概念, 引入一种聚胺类抑制剂PF-HAS替代有机正电胶PF-JMH-YJ。该材料对软泥岩适度抑制, 又能与KCl兼容, 既解决了传统PEC体系流变不易控制, 又解决了起下钻阻卡问题, 减少了复杂情况的产生; 而且由于其与PEM体系兼容性好, 使得PEC体系与PEM体系可以兼容, 为同时钻穿明化镇组、馆陶组、东营组直至沙河街组节省了一层套管, 大大提高了作业时效, 对渤海区块其他油田的钻井作业具有重要的指导意义。

## 关键词

井壁稳定, 抑制剂, 聚胺类, 兼容性, 阻卡, 流变性能

Copyright © 2017 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

渤海垦利 10-1 油田群(KL10-1 区块)明化镇组、馆陶组活性软泥页岩黏土矿物含量很高, 达到了 20%~50%左右, 其中黏土矿物含量中主要以伊-蒙混层为主, 质量分数为 60%~80%左右, 且伊-蒙混层中又以蒙脱石为主, 占混层比的 45%~70%; 其次为伊利石, 占 10%~35%左右, 高岭石与绿泥石含量较少, 分别占据了 6%和 5%左右, 明化镇组大段活性软泥页岩非常容易水化分散、阳离子交换容量非常高[1] [2] [3]。

通过对探井作业期间 KL10-1 区块的复杂情况统计, 发现该区块影响时效作业的主要因素多数属于明化镇组、馆陶组地层起下钻阻卡及东营组垮塌问题, 主要包括遇阻遇卡、倒划眼困难、频繁憋压、抬钻具、缩径、钻遇断层发生井漏, 返出大量泥团、岩屑和井壁掉块等。采用传统 PEC 体系流变性可调控性差, 经常需要大量泥浆置换来满足对流变性的控制, 而且由于正电胶抑制性偏弱, 土相易分散导致泥饼虚厚, 造成起下钻阻卡等问题; 若上部地层采用聚合物体系, 下部过渡段采用 PEM 体系, 由于过强的抑制性, 上部井段易造成起下钻困难, 影响作业时效。以往采取措施是在进入东营组前下一层套管, 上部

井段用 PEC 体系，下部井段用 PEM 体系，严重影响时效，而且增大了成本。因此亟需进行体系改进升级，以满足目前工程的需求。

## 2. KL10-1 油田群技术难点及原因分析

### 2.1. 复杂情况及技术难点

根据复杂情况统计(表 1)，探井作业期间复杂情况主要表现为起钻遇阻，倒划眼频繁憋抬钻具，倒划眼困难，以及下钻遇阻，下划眼困难。

**Table 1.** The statistics of complications in exploration wells  
**表 1.** 探井复杂情况统计表

井名	复杂情况	对应层位	体系	$\rho/(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$	$\mu/\text{s}$	$V_{\text{API}}/\text{mL}$	$w(\text{Cl}^-)/(\text{mg}\cdot\text{L}^{-1})$
KL10-1-1	短起遇阻。倒划眼起钻,其中 1230~1180m, 1170~1050m 井段倒划困难, 频繁出现憋抬现象	明下段	PEM	1.3	58	4	26000
KL10-1-2	起钻遇阻, 倒划眼起期间在 2466~2464m, 2458~2456m, 2305~2303m 倒划眼困难	沙二段	PEM	1.4	56	3.4	46000
KL10-1-3	下钻遇阻, 划眼至井底, 划眼困难, 期间频繁憋泵、抬钻具	沙三街	PEM	1.33	59	3.6	55000
KL10-1-4	倒划眼短起, 其中 1388~1200m 井段倒划困难	明下段	KCl 聚合物	1.27	58	3.3	23000
KL10-1-5	倒划眼起钻, 其中 1637~1609m 频繁憋扭矩、憋压、抬钻具	馆陶组	PEM	1.30	74	3.4	39000
	倒划眼至 1214m, 期间频繁憋扭矩、憋压, 倒划眼困难	明下段	PEM	1.32	76	3.4	37000
	划眼至 2141m, 期间频繁憋扭矩、憋压、抬钻具, 划眼困难	沙一段	PEM	1.32	74	3.6	35999
KL10-1-6	倒划眼起钻,期间频繁憋扭矩, 循环, 振动筛处返出较多黏软泥团和少量硬碎屑, 下钻遇阻, 划眼至井底	沙一段	PEM	1.28	54	3.6	26000
	倒划眼起钻, 其中 1500~1400m 频繁憋压、憋扭矩、抬钻具	馆陶组	PEM	1.33	55	3.4	46000
KL10-1-7	倒划眼起钻, 其中 1467~1439m、1354~1305m 倒划眼困难	明下段	PEM	1.3	51	4.2	36000
	起钻遇卡, 倒划眼起钻。划眼频繁憋压、憋扭矩	沙一段	PEM	1.31	52	3.2	46000
	起钻遇卡, 倒划眼起钻, 其中 1287、1275、1231.45、1209~1133m 多处抬钻具、憋压、憋扭矩	明下段 馆陶组	PEM	1.33	54	2.8	45000
	起钻遇卡, 倒划眼起钻, 频繁憋压、憋扭矩	沙三段	PEM	1.33	53	2.8	45000
KL10-1-8	起钻遇卡, 倒划眼起钻, 期间频繁憋扭矩、憋压, 倒划眼困难	沙三段	PEM	1.31	55	2.8	42000
KL10-1-10	下钻遇阻划眼至井底, 划眼困难, 频繁憋压、憋扭矩	沙二段	PEM	1.33	55	3.8	45000

注:  $\rho$  为密度;  $\mu$  为漏斗黏度;  $V_{\text{API}}$  为 API 滤失量;  $w(\text{Cl}^-)$  为  $\text{Cl}^-$  质量浓度。

通过统计探井作业期间各井的平均倒划眼速度只有 97.6 m/h, 造成倒划眼速度偏低的主要层位为明化镇组和馆陶组倒划眼困难, 部分井东营组和沙河街组井段由于处理明化镇组和馆陶组时间长也出现倒划眼困难现象。图 1 为探井作业期间各井倒划眼情况统计。

### 2.2. 原因分析及解决思路

综合分析所钻遇地层的岩性特征、钻井液性能及现场施工措施初步推断, KL10-1 区块已钻井频繁出现复

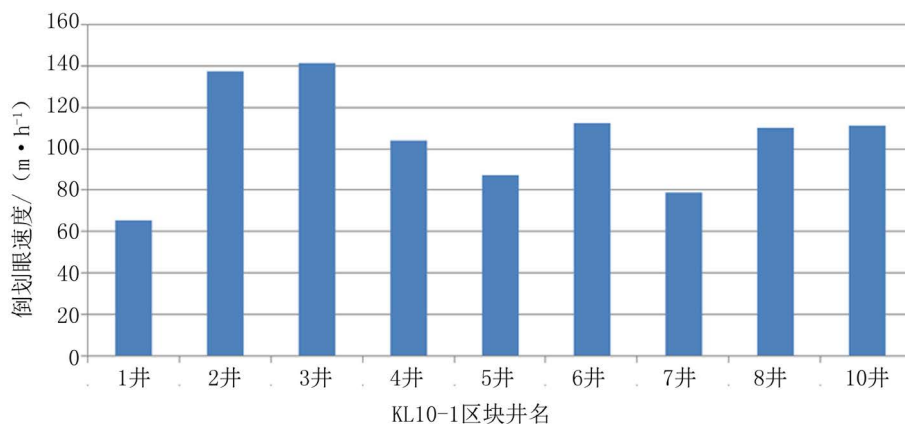


Figure 1. The statistics of backreaming velocity in KL10-1 Block

图 1. KL10-1 区块探井倒划眼速度统计

杂情况的主要难点：各个地层均含有不同程度的泥岩，明化镇组及馆陶组岩屑组成多以伊-蒙间层为主，遇水膨胀厉害，在选择体系时不能使用强抑制体系[4] [5] [6] [7]，只能选择适度抑制分散的原则来保证起下钻效率，而东营组和沙河街组岩屑性质多为泥页岩，容易垮塌，必须选用强抑制的不分散体系，从而保证井壁稳定。

解决思路：上部明化镇组、馆陶组可尽量采用海水膨润土浆深钻，然后采用聚合物体系，加入聚胺抑制剂，达到适度抑制的效果，大大改善钻井液流变稳定性，保持井壁稳定，待钻进下部易垮塌地层，补充封堵剂及 KCl，转化成 PEM 体系，进而保证井壁的稳定，该措施大大改善了钻井液工艺和性能控制，同时降低了成本，节约了一层套管，使得各井段钻井液兼容性更好[8]。

### 3. 聚胺抑制剂胺基硅醇(PF-HAS)

针对渤海垦利 10-1 油田群现场钻井过程中穿越多层位，很难解决东营组、沙河街组井壁坍塌、掉块，井壁失稳等问题。对现用 PEC 及 PEM 钻井液体系进行优化升级，延续活性软泥页岩井壁稳定机理，选择易调控处理剂提高抑制性，坚持上部地层软抑制、下部地层强抑制概念，通过引入聚胺抑制剂胺基硅醇 PF-HAS，大大提高了 PEC 体系的抑制性，使得钻井液的流变性更易控制，同时，PF-HAS 与 KCl 兼容性好，使得 PEC 体系能够很好地与 PEM 体系兼容，从而解决了钻遇不同层位的体系转化繁琐及兼容性问题，大大简化了现场钻井液工艺。

PF-HAS 的引入使得钻井液体现出以下优点：

1) 软抑制体系。抑制性比 PEC 强，比 PEM 弱，主剂 1% PF-HAS 相当于 3% KCl 的抑制性，使得上部井段起下钻问题得到了解决，钻井液操控性比较强。

2) 固相容量限高。传统 PEC 体系主剂为有机正电胶，其在 MBT 值含量较低时，表现出流变性较好，后期钻进由于钻屑不断增加，造成流变性恶化，用 PF-HAS 替代正电胶，使得体系具有高的固相容量限，可容纳更多的固相，流变性更易控制。

3) 低黏高切。单纯的 PF-HAS 不仅提供抑制性，适量的加量还能降低体系黏度，通过复配 PF-VIF 提切，实现了低黏高切，有利于携砂，在使用中流变性稳定。

4) 与 PEM 兼容性强。PEC 体系中先加入 PF-HAS 再加入 PEM 主剂，体系同时兼具低黏高切、强抑制性的优点，解决了不同层位不同体系的置换及井壁稳定问题。

#### 3.1. 胺基硅醇(PF-HAS)抑制机理

胺基硅醇(PF-HAS)是含硅羟基、胺基的有机高分子(图 2)，分子中的 Si-OH 键与黏土上的 Si-OH 键

缩聚成 Si—O—Si 键, 胺基通过电荷吸附在黏土颗粒表面, 同时形成牢固的化学吸附; 同时, PF-HAS 在胺基的基础上引入了硅羟基, 通过对黏土表面形成疏水层, 阻止了胺基对黏土颗粒的影响, 因此 HAS 的加入对体系的流变性和滤失量影响较小。由于 PF-HAS 可以在黏土表面形成一层疏水基团朝外具有疏水特性的吸附层, 阻止和减缓了黏土表面的水化作用, 从而增加体系的抑制能力。

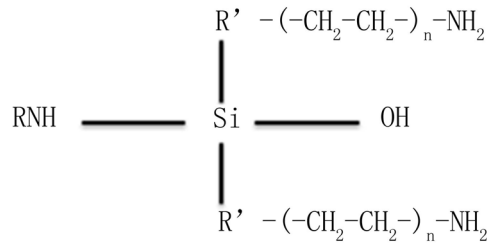


Figure 2. The molecular structure of PF-HAS  
图 2. PF-HAS 分子结构

### 3.2. 胺基硅醇(PF-HAS)性能评价

#### 3.2.1. 疏水特性

胺基硅醇(PF-HAS)可改变岩石表面的亲水性, 从而抑制井壁的水化膨胀, 有利于保证井壁稳定。图 3 为水滴在被质量分数为 1% 的 PF-HAS 水溶液浸泡过后岩石界面的前后对比图, 可以明显看出, PF-HAS 具有明显的疏水性, 从而防止水对地层的侵入, 保证井壁的稳定。



Figure 3. The effect of amino alcohol on surface hydrophilicity of rocks  
图 3. 胺基硅醇对岩石表面亲水性影响

#### 3.2.2. 流变性能

用 PF-HAS 替代正电胶后, 使得原 PEC 流变性能更易控制。图 4 为原 PEC 和用 PF-HAS 替代正电胶后的流体流变对比图。可以看出, PF-HAS 替代正电胶后流体的  $N_{\phi 3}$  值(六速旋转黏度计 3r/min 对应的读数, 下同)基本无变化, 说明 PF-HAS 对体系流变性能影响很小, 而正电胶的加入对体系流变性能影响较大。

流变性能试验配方: 3% 海水浆 + 0.3% NaOH + 0.15%  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 0.2% PF-PLH + 1.5% NPAN + 2% 沥青 + 抑制剂 + 0.1% XC +  $\text{CaCO}_3$  (500 目), 密度加重至  $1.2 \text{ g/cm}^3$ 。

抗钻屑污染试验配方: 1% 抑制剂+10% 钻屑。

图 5 为 PF-HAS 质量分数对加入钻屑后体系流变性的影响。可以看出, 采用 PF-HAS 使得体系动切

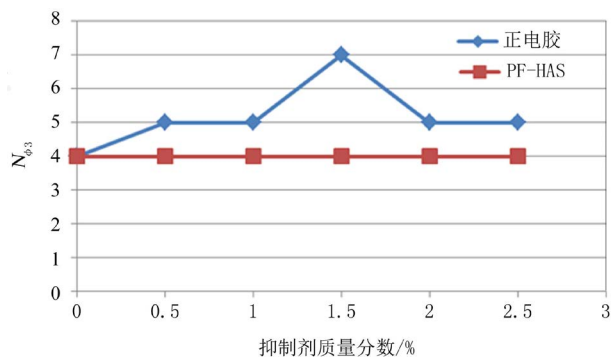


Figure 4. The effect of different inhibitors on rheological properties of the system

图 4. 不同抑制剂对体系流变性的影响

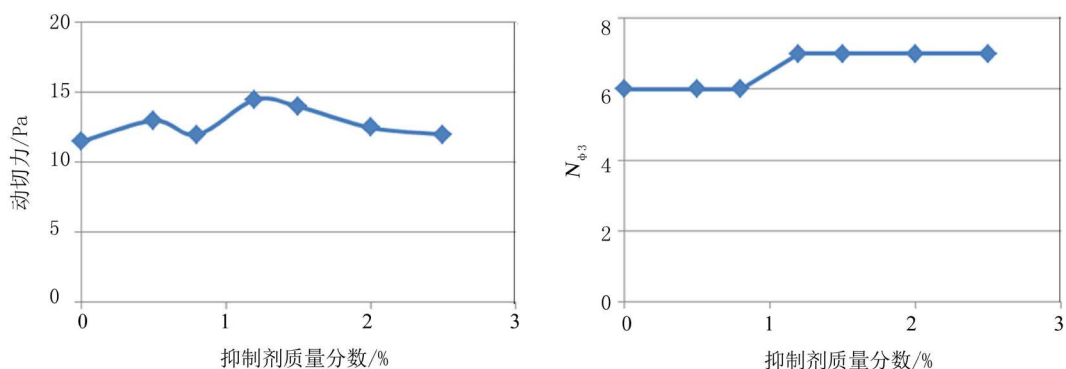


Figure 5. Effect of PF-HAS mass fraction on the rheological properties of the system after drilling cuttings

图 5. PF-HAS 质量分数对加入钻屑后的体系流变性能影响

力及  $N_{\phi_3}$  无明显变化，说明其对流变性影响较小，黏土容纳能力强，抗钻屑污染能力强。

### 3.2.3. 胺基硅醇抑制性试验

选取现场量较大的 KL10-1 油田(1475~1675 m 井段)泥页岩样,处理成 2~5 mm 和过 100 目 2 种规格,通过滚动分散试验和膨胀率试验评价现场钻井液在 110℃ × 16 h 条件下老化后的抑制性。试验结果见表 2 和图 6。对于 KL10-1 油田(1475~1675 m 井段)泥页岩样,PEC 体系和改进 PEC 体系的滚动分散回收率 ≤ 85%, 岩屑膨胀率降低率在 85%左右,抑制性相近,同属于软抑制,故 PF-HAS 在抑制性上可替代正电胶。

Table 2. The results of rolling dispersion test

表 2. 滚动分散试验结果

体系	岩样回收率/%
清水	2.13
阳离子	77.65
PEC	79.92
改进PEC	81.34
PRD	80.90

注: 改进 PEC 配方为 PF-HAS 替代原 PEC 体系中的正电胶。下同。

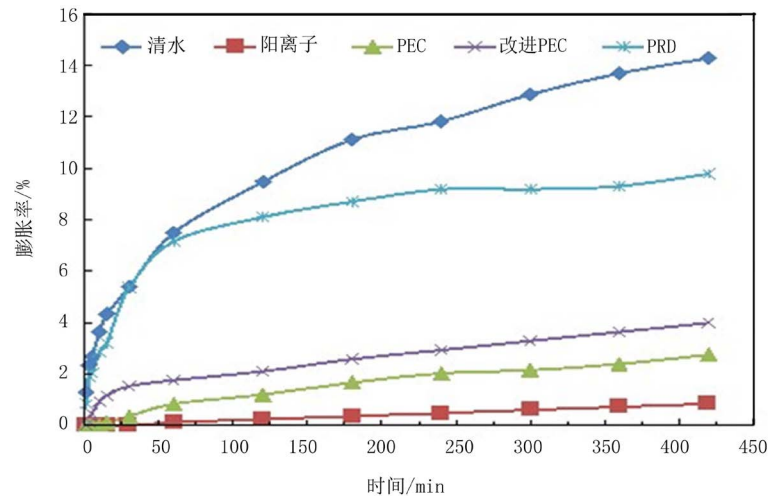


Figure 6. The results of shale expansion test  
图 6. 页岩膨胀试验结果

### 3.2.4. 与 KCl 兼容性

表 3 为传统 PEC 体系与改进 PEC 体系加入 KCl 后性能对比。可以看出，传统 PEC 加入 KCl 后的黏切力和滤失量均大于改进 PEC 体系，因此 PF-HAS 与 KCl 兼容性好。

Table 3. The performance comparison between traditional PEC and improved PEC after using of KCl  
表 3. 传统 PEC 与改进 PEC 加入 KCl 后性能对比

体系	条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	初切力/Pa	终切力/Pa	滤失量/mL	pH 值	高温高压滤失量/mL
传统 PEC	老化前	48	33	15	4	9	5.4	11	—
	老化后	50	34	16	4	8	5.2	10	14
改进 PEC	老化前	38	26	12	3	5	4.0	12	—
	老化后	40	30	11	2.5	4.5	4.2	10	9.0

传统 PEC 配方：3%海水浆 + 0.3%NaOH + 0.15% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.3%阴离子纤维素 PF-PAC-LV + 0.5%稳定剂 PF-PLH + 2%降滤失剂 DYFT-II + 1%正电胶 + 0.1% XC + 3% KCl (重晶石加重至 1.3 g/cm<sup>3</sup>)。

改进 PEC 配方：3%海水浆 + 0.3%NaOH + 0.15%Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.5%稳定剂 PF-PLH + 1.4%提切降滤失剂 PF-VIF + 2%防塌剂 DYFT-II + 2.0%胺基硅醇 + 3%KCl (重晶石加重至 1.3 g/cm<sup>3</sup>)。

## 4. 现场应用效果

PF-HAS 的引入使得 PEC 体系得到大大的改善，解决了与 PEM 体系的兼容问题，为渤海油田的开发提供了有效保障。前期将 PF-HAS 在 KL10-1 区块进行应用，取得了较好的应用效果，不仅大大改善倒划眼效率，同时节省了时间，为甲方节省了一层技术套管，大大提高了作业效率，为“降本增效”起到很好的保障。后期推广应用到垦利区块、渤中区块、秦皇岛 32-6 区块、曹妃甸区块等，应用效果显著。下面以 KL10-1 区块为例，从钻井液性能、井径曲线、倒划眼效率、作业时效说明 PF-HAS 的引入对现场应用效果的改善。

针对 KL10-1 区块的特点，现场钻井液采取四段式操作模式：管鞋至 1000 m (明化镇组)井段采用海水开钻钻进，钻至 1000 m 后转为海水膨润土浆闭路钻进至馆陶组顶，馆陶组地层通过加入 PF-HAS

软抑制剂,防止井壁变硬,进东营组地层开始使用 KCl 转化为 PEM 体系,增强钻井液抑制性,防止井壁垮塌。

PF-HAS 的引入使现场操作上免去很多繁琐工作,操作简单,流变性能易控制,钻井液体系综合性能优良(以 KL10-1B54 井为例,见表 4)。

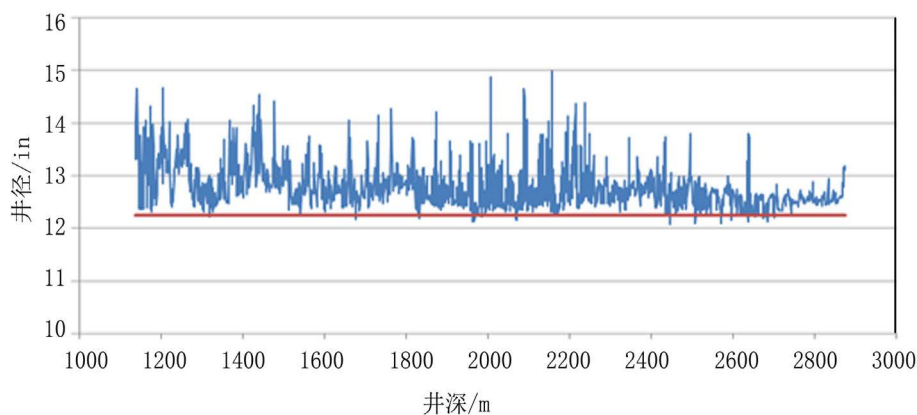
**Table 4.** The drilling fluid performance in Well KL10-1B54

**表 4.** KL10-1B54 井钻井液性能表

钻进层位/m	漏斗黏度/s	密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	$N_{\phi 6}$	$N_{\phi 3}$	初切力/Pa	终切力/Pa	滤失量/mL
1655	48	1.15	20	10.5	4	3	3	5	4.6
1949	54	1.18	24	12	10	8	7	9	4.4
2175	57	1.19	26	13	11	9	8	10	4.4
2286	52	1.20	24	11	6	8	6	8	4.0

#### 4.1. 井径曲线

由图 7 可以看出井深在 1450 m 之前井眼扩大率较大,转化完钻井液后,馆陶组地层井眼扩大率适度,进入东营组(2300 m)后井眼较规则,无缩径现象。



**Figure 7.** The borehole diameter curve in Well KL10-1B54

**图 7.** KL10-1B54 井井径曲线

#### 4.2. 倒划眼统计

KL10-1 区块前期的探井未引入 PF-HAS,后续的开发井逐渐引入 PF-HAS,对比开发井与探井的平均倒划眼速度可以直观看出,使用改进型 PEC 体系的生产井,明显提高了机械钻速和起下钻效率,其平均倒划眼速度明显高于探井速度,其中探井为 97.6 m/h;生产井为 128.2 m/h,倒划眼速度较探井提高 31.4%。

#### 4.3. 钻井时效统计

PF-HAS 的引入使得 KL10-1 区块开发时效得到明显提高,各开发平台实钻周期均小于设计周期,整个 KL10-1 区块(见图 8、图 9)共节约钻井工期 80 d,时效比基本设计提高 14.6%。以 KL10-1B 平台上开发的 11 口井为例,其时效数据如图 9 所示,设计钻井工期 167 d,实际钻井工期为 135.62 d,共计节约工期 31.38 d,时效比基本设计提高 18.8%。



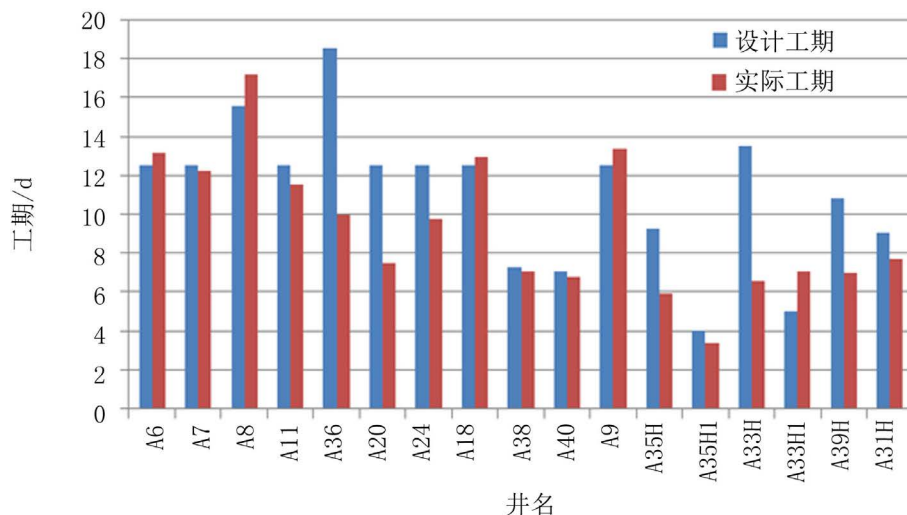


Figure 8. The comparison chart of drilling interval in Platform KL10-1A

图 8. KL10-1A 平台工期对比图

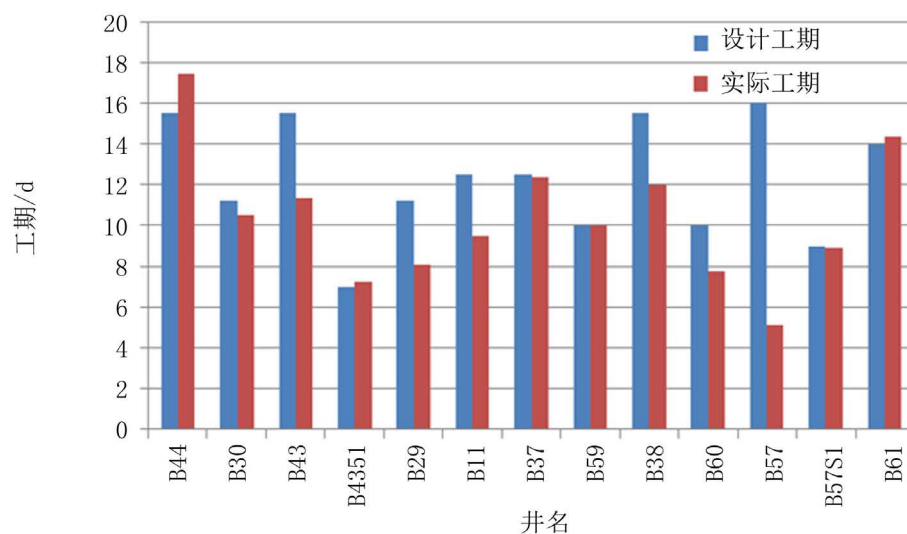


Figure 9. The comparison chart of drilling interval in Platform KL10-1B

图 9. KL10-1B 平台工期对比图

## 5. 结论

1) 聚胺抑制剂胺基硅醇(PF-HAS)抑制性比 PEC 强, 比 PEM 弱, 主剂 1% PF-HAS 相当于 3% KCl 的抑制性, 使得上部井段起下钻问题得到了解决, 钻井液操控性比较强。

2) 胺基硅醇提高了体系的固相容量限, 使得体系可容纳更多的固相, 流变性更易控制。

3) 单纯的 PF-HAS 不仅提供抑制性, 适量的加量还能降低体系黏度, 通过复配 PF-VIF 提切, 实现了低黏高切, 有利于携砂, 在使用中流变性稳定。

4) 在加入 PF-HAS 的 PEC 体系中加入 PEM 主剂后, 体系同时兼具低黏高切、强抑制性的优点, 解决了不同层位不同体系的置换及井壁稳定问题。

5) PF-HAS 现场应用效果良好, 泥浆性能稳定, 使得渤海油田开发时效得到明显提高, 各开发平台实钻周期均小于设计周期, 不仅满足了生产需要, 提高了作业时效, 同时降低了作业成本, 仅 KL10-1 区块共节约钻井工期 80 多天, 时效比基本设计平均提高 14.6%。

## 参考文献 (References)

- [1] 姜伟. 大位移井钻井技术在渤海油田中的应用[D]: [博士学位论文]. 南充: 西南石油学院, 2002.
- [2] 刘庆旺, 高大鹏, 徐博韬. PEM 钻井液体系性能评价与应用[J]. 科学技术与工程, 2009, 9(11): 3060-3062.
- [3] 耿铁, 孙东征, 张荣, 等. BZ34-2EP-P1S 井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2005, 23(5): 68-71.
- [4] 彭建伟. 大庆油田水平井水基钻井液体系研究[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 大庆石油学院, 2004.
- [5] 严波, 郭保雨. 正电性钻井液完井液体系油气层保护性能研究[J]. 钻井液与完井液, 2004, 22(6): 3-5.
- [6] 周辉. 正电性不分散钻井液体系的室内研究[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(5): 25-26.
- [7] 蔡晓文, 纪卫军, 阮海龙, 等. 不分散低固相钻井液体系在张掖平山湖矿区中的应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2010, 54(8): 27-28.
- [8] 郑莲慧. 新场须五地层井壁稳定性分析[D]: [硕士学位论文]. 成都: 成都理工大学, 2015.

[编辑] 帅群

**Hans** 汉斯

### 期刊投稿者将享受如下服务:

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: [jogt@hanspub.org](mailto:jogt@hanspub.org)