

文章编号:1673-5005(2011)01-0155-04

超高温抗盐聚合物降滤失剂的研制及应用

黄维安¹, 邱正松¹, 徐加放¹, 薛玉志², 李公让^{1,2}, 江琳¹

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 青岛 266555; 2. 胜利石油管理局 钻井工艺研究院, 山东 东营 257017)

摘要:针对当前国内外超高温水基钻井液高温稳定性及滤失性调控技术难题,研制出超高温抗盐聚合物降滤失剂 HTP-1,对其作用机制进行分析,并在胜科 1 超深井和泌深 1 超深井进行应用试验。HTP-1 的作用机制主要有两方面,一是在黏土颗粒上的吸附量大并且吸附牢固,在化学环境和温度改变情况下吸附量变化小,二是改善钻井液体系中的颗粒粒径级配、降低滤饼的渗透率和改善其可压缩性;HTP-1 抗温达 240 ℃,抗盐超过 20%,在各种基浆中的降滤失效果优于国内外同类处理剂,可以满足超深井超高温钻井需要。

关键词:钻井液;超高温;深井;降滤失剂;作用机制

中图分类号:TE 254 **文献标志码:**A **doi:**10.3969/j.issn.1673-5005.2011.01.031

Development and application of ultra-high temperature anti-salt polymer fluid loss reducer

HUANG Wei-an¹, QIU Zheng-song¹, XU Jia-fang¹, XUE Yu-zhi², LI Gong-rang^{1,2}, JIANG Lin¹

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266555, China;

2. Research Institute of Drilling Technology of Shengli Petroleum Administrative Bureau, Dongying 257017, China)

Abstract: Aimed at the present outstanding problem of filtration property adjusting and controlling and high temperature stability of ultra-high temperature water base drilling fluid around the world, the ultra-high temperature anti-salts polymer fluid loss reducer HTP-1 was developed. The action mechanisms of HTP-1 are as follows: (1) HTP-1 are largely and hardly adsorbed on clay particles and little changed by salt and temperature. (2) HTP-1 can improve particle size grading, reduce the permeability and improve compressibility observably of filter cake. Field application results of the polymer fluid loss reducer HTP-1 in ultra-deep well Shengke 1 and Bishen 1 show that the tolerance of HTP-1 to temperature is up to 240 ℃, to salt above 20%. The performances of HTP-1 in several base slurries have an advantage of treating agents around the world, and HTP-1 could meet the demand of ultra-deep well drilling under ultra-high temperature.

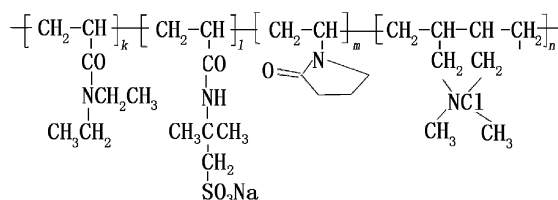
Key words: drilling fluid; ultra-high temperature; deep well; fluid loss reducer; action mechanism

石油钻探中对钻井液的高温稳定性要求提高^[1-4],现有钻井液处理剂已不能满足深井、超深井钻井需要。笔者研制一种超高温抗盐聚合物降滤失剂 HTP-1,并在我国目前井底温度最高的胜科 1 井和泌深 1 井现场应用。

1 HTP-1 的制备

1.1 制备原理

根据聚合反应原理,HTP-1 的结构式为



1.2 合成

在四口烧瓶中加入适量蒸馏水,在搅拌下依次加入 2-甲基-2-丙烯酰胺基丙磺酸 (AMPS)、N-乙烯基吡咯烷酮 (NVP)、二甲基二烯丙基氯化铵 (DMAAC) 和 N,N-二乙基丙烯酰胺 (DEAM),继续搅拌

收稿日期:2010-09-14

基金项目:国家高技术研究发展计划项目(2006AA06A19-5)

作者简介:黄维安(1976-),男(汉族),四川中江人,讲师,博士,研究方向为油田化学。

至完全溶解,用 30% NaOH 溶液将体系的 pH 值调至要求,升温至 50 ℃,加入引发剂,在搅拌下反应 1~3 h,得黏稠液体产物。将所得产物于 105 ℃ 下烘干粉碎,即得粉末状超高温抗盐聚合物降滤失剂 HTP-1。

2 性能评价

针对水基钻井液类型^[5-8],分别在不同钻井液基浆中评价 HTP-1 的降滤失效果,结果见图 1。其中:

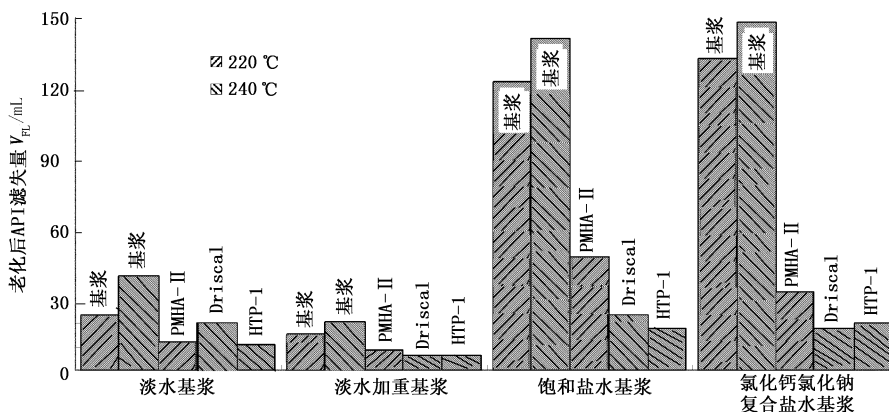


图 1 HTP-1 在钻井液基浆中的降滤失效果评价结果

Fig. 1 Evaluation results of reducing filter of HTP-1 in several base slurries

图 1 表明:HTP-1 与 Driscall 抗温达 240 ℃,明显优于 PMHA-II;HTP-1 在各种钻井液基浆中均具有较好降滤失效果,在淡水基浆、淡水加重基浆、饱和盐水基浆中降滤失作用最好,在氯化钙氯化钠复合盐水基浆中与 Driscall 降滤失效果相当,表明 HTP-1 具有很好的抗高温、抗盐和抗钙降滤失性能。

3 作用机制

降滤失剂在黏土颗粒上的吸附是其发挥作用的根本,通过在多个黏土颗粒上形成多点吸附,改善体系原来的空间网架结构,增强护胶能力,从而使滤饼变得致密,达到降低滤失作用。

3.1 吸附机制

依据郎伯-比耳定律^[9-11],采用紫外-可见光光度法定量分析 HTP-1 在黏土颗粒上的吸附特性。首先在室温(实测为 16 ℃)下,测定了聚合物在黏土颗粒上的吸附等温线,并考察了温度和盐对吸附的影响,结果见图 2 和图 3。

从图 2 看出:随 HTP-1 和 Driscall 质量浓度增大,它们在黏土颗粒表面的吸附量(指每克黏土吸附的降滤失剂的毫克数)增加,且增加的趋势逐渐变缓,同质量浓度下 HTP-1 在黏土颗粒上的吸附量比 Driscall 大;随着温度升高,吸附量降低,同温度下

PMHA-II 为国内钻井液用金属离子增黏降滤失剂;Driscall 为从美国引进的抗高温聚合物;淡水基浆为 400 mL 自来水+0.8 g 无水碳酸钠+4% 膨润土+3% 评价土;淡水加重基浆为 400 mL 自来水+1.2 g 无水碳酸钠+6% 膨润土+5% 评价土+重晶石;饱和盐水基浆为 400 mL 自来水+1.2 g 无水碳酸钠+6% 膨润土+10% 评价土+30% NaCl;氯化钙氯化钠复合盐水基浆为 400 mL 自来水+0.8 g 无水碳酸钠+4% 膨润土+10% 评价土+0.5% CaCl₂+4% NaCl。

HTP-1 在黏土颗粒上的吸附量比 Driscall 大。其原因是:随 HTP-1 和 Driscall 质量浓度增大,在黏土颗粒表面的吸附量增加,黏土颗粒表面可用于吸附的面积减少,直到被聚合物全部占据,聚合物分子在黏土颗粒表面吸附数量越多,可解吸下来的越多;吸附是放热反应,升高温度有利于平衡向着脱附方向进行,同时温度升高,黏土颗粒热运动加剧,也不利于吸附。

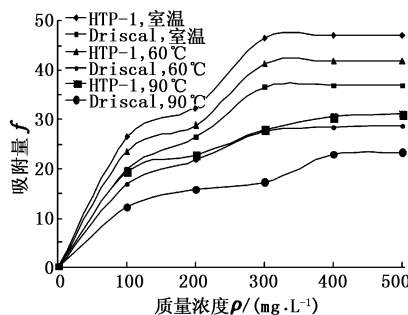


图 2 温度对 HTP-1 和 Driscall 吸附量的影响

Fig. 2 Effect of temperature on adsorption quantity of HTP-1 and Driscall

从图 3 看出:随氯化钠加量增大,HTP-1 和 Driscall 在黏土颗粒上的吸附量降低。原因是:Na⁺聚集在黏土颗粒附近,压缩其扩散双电层,使 ζ 电位降低、斥力减弱,黏土颗粒相互聚结变大,表面积减

少;氯化钠的加入影响聚合物分子链伸展,不利于吸附;从变化趋势看,在氯化钠存在下,HTP-1 在黏土颗粒上的吸附量高于 Driscal。

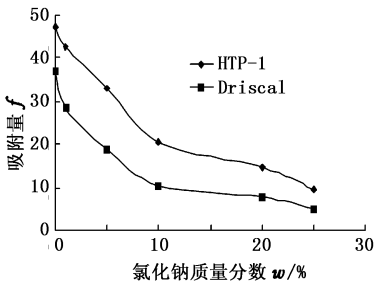


图 3 氯化钠加量对 HTP-1 和 Driscal 吸附量的影响

Fig.3 Effect of NaCl content on adsorption quantity of HTP-1 and Driscal

3.2 对滤饼压缩性的影响

滤饼的可压缩性参数直接影响其质量优劣。薄而压缩性好的滤饼在井下高温高压条件下可以保证有较低的渗透率、减缓压力激动的影响、减少压差卡钻的次数,能够经受得住环空液流的冲蚀,保持井眼稳定,保证井下施工的顺利进行^[12-13]。通过简单可行、数据可信的不倒钻井液“两次失水法”,考察了 HIP-1、PMHA-Ⅱ 和 Driscal 对滤饼压缩性的影响,结果见图 4。由图 4 可以看出:各实验浆老化后的压缩性系数均高于老化前,表明高温将引起钻井液滤饼压缩性降低;加入降滤失剂的实验浆老化前后的压缩系数均低于基浆,其中,加入 HTP-1 实验浆的滤饼的可压缩性系数最小,这与其具有最好的降滤失效果一致。

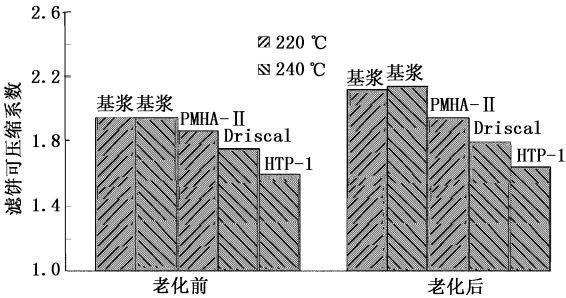


图 4 滤饼可压缩性测试结果

Fig.4 Test results of filter cake compressibility

3.3 对淡水基浆粒度分布的影响

利用日本的 SALD-1100 激光衍射粒度分析仪测试了 HTP-1 对淡水基浆老化(240 °C/16 h)前、后的粒度分布,结果见图 5(其中,基浆为 4% 膨润土+3% 评价土,老化条件为 240 °C,16 h 热滚)。从图 5

看出:老化后实验浆中粒径较小的颗粒所占比例降低,粒径较大颗粒含量增加,粒径均变大,分布变窄,这是老化后其滤失量变大的主要原因之一;加入 HTP-1 后,不论老化前后,实验浆的粒径分布更宽,级配更合理,所以实验浆的滤失量降低。

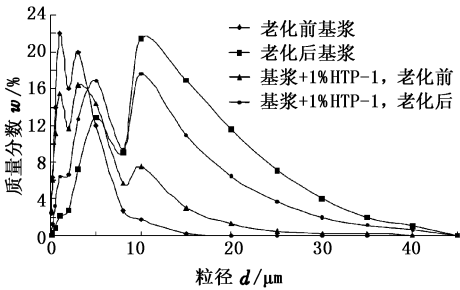


图 5 粒度分布测试结果

Fig.5 Test results of particle size distribution

4 现场应用

4.1 胜科 1 超深井

胜科 1 井是中石化在胜利油田布置的一口重点科学探索井,设计井深 7.0 km,实际完钻井深 7.026 km,完钻井底温度高达 235 °C。该井面临深部超高温钻井液稳定性、超高密度高矿化度组合苛刻条件下的钻井液流变性调控问题以及防漏堵漏等钻井液等技术难题。在钻至孔二段地层 6.894 km、井底温度约为 231 °C 时进行了超高温抗盐聚合物降滤失剂 HTP-1 现场试验。试验前现场井浆性能如下:密度 1.74 g/cm³,固相含量 32%,含砂量 0.2%,井口出口温度 89 °C;黏附系数 0.062。将 HTP-1 以胶液形式缓慢加入井浆中,在井浆中的含量约为 0.10%,替代了国外 Driscal 的日常维护,钻井液从井口到井底再返回地面的循环时间约为 5 h。返出井口井浆除固相含量降为 31% 外,其余参数未变。试验前、后井浆的流变性及滤失性测试结果见表 1。

从表 1 看出,超高温抗盐降滤失剂 HTP-1 加入井浆后,表观黏度、塑性黏度、动切力和静切力比值(G_{10s}/G_{10min})基本不变,API 滤失量和高温高压滤失量下降。从试验结果看,HTP-1 在欠饱和复合盐水体系超高温高密度(231 °C,1.74 g/cm³)苛刻条件下发挥了降滤失作用,现场试验获得了初步成功。随后,在胜科 1 井最后的 6.960 ~ 7.026 km 超高温井段,使用 HTP-1 替代了国外抗温聚合物 Driscal,顺利地钻至完钻。

表 1 HTP-1 加入前、后胜科 1 超深井井浆的流变性及滤失性测试结果

Table 1 Test results of rheological property and filtration of well slurry in ultra-deep well Shengke1 before and after adding HTP-1

体系	表观黏度 $\mu_{AV}/$ (mPa · s)	塑性黏度 $\mu_{PV}/$ (mPa · s)	动切力 τ/Pa	初切力 G_{10s}/Pa	终切力 G_{10min}/Pa	API 滤失量 V_{API}/mL	pH 值	高温高压滤失量 V_{HTHP}/mL
试验前井浆	91.5	71	20.5	9.5	16	2.6	8.5	9.8
HTP-1 加 5 h 后井浆	92.5	72	20.5	9.5	17	2.0	8.5	9.2
HTP-1 加 24 h 后井浆	89.5	70	19.5	9.0	15	1.8	8.5	8.8

注:HTHP 滤失量测试条件为 150 ℃,3.5 MPa。

4.2 泌深 1 超深井

泌深 1 超深井是一口直井,位于南襄盆地泌阳凹陷深凹区(河南省唐河县毕店乡),设计井深 6.0 km(实际完钻 6.005 km),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一段、大仓房组和核桃园组。该超深井主要面临钻井液超高温稳定性问题,同时,玉二段、白垩系泥岩易水化分散、造浆和坍塌,地层不熟知,井喷、井漏、盐膏层污染等也不容忽视。至该井 4.5 km 四开后,转化为以超高温

抗盐聚合物降滤失剂 HTP-1 为主要抗温处理剂的超高温水基钻井液体系:4% 膨润土浆+0.4% SDT-108+0.3% HTP-1+4% SD-101+2% SD-202+3% LQ-10+1.0% SF-260+3% 白油+0.3% 表面活性剂(加至 1.25 g/cm³),并且随着井加深、井底温度增加,增加超高温抗盐聚合物降滤失剂 HTP-1 用量。泌深 1 超深井四开部分井深处监测的井浆性能如表 2 所示。

表 2 泌深 1 超深井四开井浆的流变性及滤失性测试结果

Table 2 Test results of rheological property and filtration of well slurry in re-drilling ultra-deep well Bishen1

井深 h/m	密度 $\rho/$ (g · cm ⁻³)	塑性黏度 $\mu_{PV}/$ (mPa · s)	动切力 τ/Pa	初切力 G_{10s}/Pa	终切力 G_{10min}/Pa	pH 值	高温高压滤失量 V_{HTHP}/mL	摩阻 系数
5 095	1.25	39	17.0	7.0	16	9.5	10.5	0.069
5 167	1.27	46	19.5	7.0	14	10.0	10.0	0.086
5 308	1.27	39	17.0	6.5	12	9.5	10.5	0.078
5 455	1.30	48	18.0	7.0	14	9.5	9.0	0.069
5 587	1.30	48	18.0	8.5	16	9.5	9.0	0.069
5 663	1.30	50	19.0	9.0	16	9.5	9.5	0.069
5 760	1.30	52	18.0	8.0	17	9.5	10.0	0.060
5 882	1.30	55	19.0	9.0	17	9.5	9.0	0.060
6 000	1.30	54	21.0	10.0	19	9.5	9.0	0.069

由表 2 看出,泌深 1 超深井钻井液流变性好,滤失量低,摩阻系数小,完全满足了现场钻井需要。使用 HTP-1 后,达到如下效果:①体系抑制性强,钻井液没有外排;②起钻无挂卡,下钻能顺利到底,没有发生划眼情况;③钻井液滤失量低;④井壁稳定效果好,未出现井壁坍塌和缩径等井壁不稳定现象;⑤在超高温条件下,钻井液性能稳定。

5 结 论

(1)新研制出的超高温抗盐聚合物降滤失剂 HTP-1 抗温达 240 ℃,抗盐达 20%,降滤失作用效果好。

(2)HTP-1 在黏土颗粒上的吸附量大且吸附牢固,在化学环境和温度改变情况下,吸附量变化小;HTP-1 能改善钻井液体系中颗粒粒径级配,降低滤饼的渗透率并改善其可压缩性。

(3)HTP-1 能明显增强钻井液的高温稳定性,

降低滤失量,可以满足超深井超高温钻井需要。

参考文献:

[1] 徐加放,邱正松. 泥页岩水化-力学耦合模拟实验装置的研制[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2006, 30(3): 53-56.
XU Jia-fang, QIU Zheng-song. Simulation test equipment of coupled hydra-mechanics of shales[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006,30(3):53-56.
[2] 王关清,陈元顿,周煜辉. 深探井和超深探井钻井的难点分析和对策探讨[J]. 石油钻采工艺, 1998,20(1): 1-9.
WANG Guan-qing, CHEN Yuan-dun, ZHOU Yu-hui. Difficulty-analysis and solution discussion for deep and ultradeep well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1998,20(1):1-9.