

苏里格气田胺基聚合物防塌钻井液体系

张明^{1,2}, 李天太², 李达³, 衣德强³

1. 中国石油大学石油工程学院, 北京 102249
2. 西安石油大学石油工程学院, 西安 710065
3. 长庆油田公司苏里格研究中心, 西安 710021

摘要 为解决苏里格气田水平井钻遇泥页岩地层存在的水化膨胀缩径和严重造浆问题,开发了一种强抑制胺基防塌钻井液体系。室内性能评价实验表明,该钻井液体系具有良好的抑制性、很强的抗温、抗钙、抗污染能力,对气层伤害很小,属于清洁水基钻井液体系。在苏里格气田现场应用3口井取得了良好的效果,表明该钻井液体系有利于提高苏里格气田泥页岩地层井壁的稳定性,解决泥页岩地层钻井液流变性难控制的难题,实现保护储层的要求,能够满足苏里格气田钻井的需要。

关键词 水平井;钻井液;胺基聚合物;抑制性;井壁稳定

中图分类号 TE254

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.31.008

Research and Application of Amido Polymer Anti-collapse Drilling Fluid System in Sulige Gas Field

ZHANG Ming^{1,2}, LI Tiantai², LI Da³, YI Deqiang³

1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China
3. Research Institute of Sulige, Changqing Oilfield Company, Xi'an 710021, China

Abstract During the drilling operation of horizontal wells in Sulige gas field, tight hole and severe mud-making formations are often encountered in shales. A new high inhibition amino anti-sloughing drilling fluid system is developed to solve these difficulties. An evaluation of its capability shows that the inhibitor has a good compatibility with common drilling fluid, and is useful to maintain drilling fluid stability under a high temperature and improve the filtration property of drilling fluid. The organic amine base drilling fluid system has good inhibition, a strong anti-temperature, anti-calcium and anti-pollution ability, and creates less damage to the formation. It is a clean water-based drilling fluid system. The results of field application show that the drilling fluid can improve hole stability, solve poor rheology during drilling across shale formation, realize formation protection, and meets the need of drilling in Sulige gas field, having a broad prospect of applications.

Keywords horizontal well; drilling fluid; amido polymer; inhibition; hole stability

胺基钻井液是近年发展的一种新型水基钻井液^[1-3],在国外是水敏性泥页岩钻进的优选体系,已获得了广泛应用。有机胺有较高的抑制能力和防泥包能力,因此胺基钻井液体系具有抑制性强、机械钻速高、储层保护效果好、保护环境等特

点^[4-6]。苏里格气田储层非均质性强,随着水平井的大规模开发和水平段的不断延伸,在水平段钻遇泥页岩后,经常会发生卡钻等恶性事故,通常采取提高钻井液的密度来平衡地层压力,导致钻井液固相含量高、摩阻高,并且还不能有效地抑

收稿日期:2014-07-07;修回日期:2014-08-05

基金项目:国家自然科学基金石油化工联合基金项目(U1262201);陕西省工业攻关计划项目(2012K08-07);陕西省教育厅专项科研计划项目(12JK0807)

作者简介:张明,博士研究生,研究方向为钻井完井过程中油气藏保护技术、低压低渗透油气田开发技术,电子邮箱:zm9792@xsyu.edu.cn

引用格式:张明,李天太,李达,等. 苏里格气田胺基聚合物防塌钻井液体系[J]. 科技导报, 2014, 32(31): 61-64.

制水平段泥页岩的坍塌,给水平段的施工带来很大的风险。针对苏里格气田地质特点,在进行大量室内实验基础上,研制了钻井液用新型有机胺抑制剂 G319-FTJ^[7],分析其相关性能及与其他常规处理剂的配伍性能,确定强抑制胺基聚合物防塌钻井液体系的基浆配方,对该钻井液体系的相关性能进行实验评价,分析其现场应用效果。

1 胺基聚合物防塌钻井液体系性能评价

1.1 胺基聚合物防塌钻井液体系配方

钻井液体系的基浆配方:1.5%G319-FTJ(有机胺抑制剂),0.3%KPAM(非渗透性稳定剂),0.3%G310-DQT(增黏剂),2%G309-JLS(降滤失剂),2%G301-SJS(降滤失剂),0.03%FW-134(润湿反转剂)。

1.2 抗温性评价

加入0.3%G310-DQT待充分溶解后,测量120℃热滚16 h前后基浆抗温性能,如表1所示。由表1可以看出,120℃热滚后,钻井液表观黏度 μ_{AV} 、塑性黏度 μ_{PV} 及动切力 τ_0 均有所降低,体系流变性能良好,特别是一次回收率和二次回收率都达到

95%左右,而且二次回收率降低率很低,具有非常好的抑制性。因此,胺基聚合物防塌钻井液体系可抗120℃高温。

1.3 加重性能评价

采用石灰粉进行加重,配好试样后检测性能,120℃热滚16 h后检测对应性能。由表2结果可以看出密度在1.14、1.27 g/cm³时热滚前后钻井液流变性能变化不大,但滤失量 V_{FI} 及静切力 τ_s 有所降低,体系加重到1.38 g/cm³后流变性能稳定,仅滤失量有所增加。另外热滚后静置观察加重体系是否稳定,结果显示静置24、48 h后试样不分层,检测流变性能无变化,静置72 h后,有些分层,但搅拌后所测流变性能变化不大。

1.4 抗黏土评价

由于氨基聚合物防塌钻井液中含有阳离子基团,当体系中黏土含量增大到一定数值时,氨基聚合物会对黏土产生絮凝作用,致使体系黏度突然上升,流变性变差,为了考察氨基聚合物钻井液体系的抗黏土情况,在基浆中加入青铜峡膨润土,检测相关性能,如表3所示。

由表3可知,体系黏度随膨润土含量增大先缓慢升高,当

表1 钻井液体系抗温实验结果

Table 1 Results of drilling fluid resistance temperature experiment

样品	$\rho/(g \cdot cm^{-3})$	$\mu_{AV}/(mPa \cdot s)$	$\mu_{PV}/(mPa \cdot s)$	τ_0/Pa	pH	一次回收率/%	二次回收率/%
热滚前	1.14	32.5	20.0	17.0	8.0	95.4	94.6
热滚后	1.14	27.5	17.0	10.5	8.0		

表2 钻井液体系加重实验结果

Table 2 Results of drilling fluid heavyweight additive experiment

	配方	$\rho/(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$	$\mu_{\text{AV}}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$\mu_{\text{PV}}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	τ_0/Pa	V_{FI}/mL	τ/Pa	pH
1 [#]	热滚前	1.14	24.5	15.0	9.5	7.8	4.5/8.0	8
	热滚后	1.14	25.5	17.0	8.5	6.6	3.0/6.0	8
2 [#]	热滚前	1.27	29.5	16.0	13.5	8.0	5.0/9.0	8
	热滚后	1.27	33.5	21.0	12.5	7.8	4.0/8.0	8
3 [#]	热滚前	1.38	32.0	19.0	13.0	10.0	5.0/9.0	8
	热滚后	1.38	31.5	19.0	12.5	16.0	4.0/8.0	8

注: τ_s 为分别测量静止10 s(初切力)和10 min(终切力)的静切力,下同。

表3 钻井液体系抗黏土污染实验结果

Table 3 Results of drilling fluid clay pollution resistance experiment

配方	$\mu_{AV}/(mPa \cdot s)$	$\mu_{PV}/(mPa \cdot s)$	τ_0/Pa	V_{FI}/mL	pH	试验现象记录
基浆+1%膨润土	26.0	16.5	9.5	10.0	8.5	未出现异常,流变性良好
基浆+2%膨润土	34.5	22.0	12.5	9.2	8.5	未出现异常,流变性良好
基浆+3%膨润土	37.0	23.0	14.0	8.6	8.5	未出现异常,流变性良好
基浆+4%膨润土	47.0	27.0	20.0	7.4	8.5	流变性变差,泥浆变稠
基浆+5%膨润土	—	—	—	—	—	迅速结成豆腐脑状
基浆+6%膨润土	—	—	—	—	—	迅速结成豆腐脑状

膨润土质量分数大于4%时,黏度随膨润土含量的增大而快速升高,膨润土加量超过5%后,钻井液变成豆腐脑状。因此,在现场应严格控制体系中的膨润土含量。

1.5 抗钙侵评价

钻井液基浆中加入一定量CaCl₂做钙侵实验,结果如表4所示。

由表4可以看出,钻井液体系在加入CaCl₂后流变性较稳定,因此该钻井液体系抗钙能够达到1200 mg/L。

1.6 稳定性评价

考虑到现场施工时间长,必须考虑体系的稳定性,对比检测加入有机胺聚合物G319-FTJ前后配方相关性能,实验情况如表5所示。

由表5的实验数据可以看出,胺基聚合物防塌钻井液体系在144 h后,流变性能都保持较稳定,体系中如果不加G319-FTJ,在48 h后流变性显著降低,说明有机胺G319-FTJ的加入有利于钻井液体系的稳定。

表4 钻井液体系抗钙侵实验结果
Table 4 Results of drilling fluid calcium contamination resistance experiment

配方	$\mu_{AV}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$\mu_{PV}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	τ_0/Pa	τ_s/Pa	pH
基浆	29.0	17.5	11.8	4/6	7
基浆+200mg/LCa ²⁺	24.0	18.0	6.1	4/6	7
基浆+400mg/LCa ²⁺	24.5	19.0	5.6	4/6	7
基浆+600mg/LCa ²⁺	24.3	18.5	5.9	4/6	7
基浆+800mg/LCa ²⁺	24.0	18.0	6.1	4/6	7
基浆+1000mg/LCa ²⁺	24.5	18.0	6.6	4/6	7
基浆+1200mg/LCa ²⁺	24.0	18.0	6.1	4/6	7

表5 钻井液体系稳定性实验结果
Table 5 Results of drilling fluid stability experiment

配方	t/h	$\mu_{AV}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$\mu_{PV}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	τ_0/Pa	τ_s/Pa	V_{FI}/mL	pH
1%膨润土+0.5%G319-FTJ+0.3 %KPAM+0.3%G310-DQT +0.5%PAC-L	0	27.0	15.0	12.3	7/14	12.8	7
	24	26.5	9.0	17.9	7/14	13.6	7
	48	27.5	13.0	14.8	8/16	12.6	7
	72	26.0	17.0	9.2	8/16	13.0	7
	144	25.0	17.0	8.2	6/12	16.0	7
1%膨润土+0.3 %KPAM+0.3%G310-DQT +0.5%PAC-L	0	24.5	17.0	7.7	5/10	18.0	7
	24	18.0	12.0	6.1	4/8	17.6	7
	48	16.8	11.5	5.4	2/4	22.0	7
	72	13.5	10.0	3.6	2/4	22.4	7
	144	27.0	15.0	12.3	2/4	24.0	7

2 抑制型钻井液体系对比

为了体现胺基聚合物防塌钻井液体系的优点,把其与苏里格气田目前使用的几种抑制型钻井液体系(双钾离子聚合物钻井液体系、硅酸盐钻井液体系、阳离子聚合物钻井液体系)抑制性进行了对比(表6)。

由表6可以看出,一次回收率最高的是硅酸盐体系,但是硅酸盐体系的二次回收率只有86%,而胺基聚合物钻井液体系和阳离子聚合物钻井液体系二次回收率和一次回收率非常接近,虽然阳离子聚合物钻井液体系的回收率也很高,但阳离子聚合物钻井液体系不能抗120℃高温。

表6 抑制型钻井液体系抑制性对比结果(80℃)
Table 6 Inhibitive comparison of several kinds of drilling fluid systems (80℃)

钻井液体系	一次回收率/%	二次回收率/%
胺基聚合物体系	95.6	94.8
硅酸盐体系	100.0	86.0
双钾离子聚合物体系	88.4	72.6
阳离子聚合物体系	94.1	92.5

3 室内岩心伤害评价实验

表7为胺基防塌钻井液体系对气层岩心的伤害评价实验数据,可以明显看出,四块岩心平均伤害率为6.1%,属于轻度伤害。胺基防塌钻井液体系对气层伤害很小,平均伤害率为6.1%,基本属于清洁钻井液。

表7 岩心伤害实验结果

Table 7 Results of core damage experiment

井号	岩心号	层位	$K_1/$ ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	$K_2/$ ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	伤害 率/%
苏1 [#] -18井	75#	盒7	0.7644	0.7147	6.5
苏1 [#] -18井	77#	盒7	0.8599	0.8195	4.7
苏1 [#] -19井	103#	盒8	0.3320	0.3078	7.3
苏3 [#] -13井	215#	盒7	0.5690	0.5354	5.9

注:压差 3.5 MPa,时间 2.5 h,温度 24~27℃, K_1 和 K_2 分别代表伤害前后的渗透率。

4 现场应用

在苏里格气田展开应用3口井,现场钻井液性能参数见表8。其中苏2[#]-30H井钻遇大段连续泥岩,最长达252 m (4038~4290 m),累计318 m泥岩,苏2[#]-38H井安全钻过331 m泥岩段,苏5[#]-56H井钻遇30 m易碎性泥岩,水平泥页岩段无掉快、无坍塌、无缩径现象,井眼畅通无阻,井径规则,钻井液滑块摩阻系数控制在0.07以下,扭矩小于9 kN·m,起下钻摩阻保持在12 T以下,起下钻无遇阻、遇卡现象,该胺基防塌钻井液体系表现出良好的防塌效果。

表8 水平段钻井液性能参数

Table 8 Performance parameters of drilling fluid in horizontal section

井号	H/m	$\rho/$ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	$\mu_{\text{PV}}/$ s	$\mu_{\text{RV}}/$ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	τ_o/Pa	V_{FI}/mL	K_f	pH
苏2 [#] -30H井	4085	1.25	72	32	18	2.0	0.0437	9
	4127	1.25	78	34	19	2.0	0.0437	9
	4250	1.25	70	34	22	2.0	0.0437	9
苏2 [#] -38H井	3728	1.22	66	28	13	3.0	0.0349	9
	3829	1.22	66	27	13	2.0	0.0437	9
	3947	1.22	65	26	13	3.0	0.0612	9
苏5 [#] -56H井	4069	1.16	55	26	6	2.0	0.0437	8
	4190	1.16	55	26	8	3.0	0.0612	8

5 结论

1) 胺基聚合物钻井液体系具有良好的抑制性,可抗120℃高温,用石灰粉加重后流变性能稳定,抗钙能够达到1200 mg/L。

2) 胺基聚合物钻井液体系黏度随膨润土含量增大缓慢升高,当膨润土质量分数大于4%时,黏度随膨润土含量的增大而快速升高,在现场应严格控制体系中的膨润土含量。

3) 胺基防塌钻井液体系比目前使用的抑制型钻井液体系回收率高,对气层伤害小,有利于井壁稳定和保护储层。

4) 该体系在苏里格气田应用3口井,现场试验中表现出良好的稳定井壁能力、井眼净化能力高,井下无坍塌、无掉块、无沉砂,起下钻无明显遇阻、遇卡,能够满足苏里格气田水平井钻井需要,具有广泛的应用前景。

参考文献(References)

- [1] AL- Ansari A, Yadav K, Anderson D, et al. Diverse application of unique high-performance water-based-mud technology in the Middle East[C]//Proceedings of Amsterdam: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference. Texal: SPE 97314, 2005.
- [2] Patel A, Stamatakis E, Young S, et al. Advances in inhibitive water-based drilling fluids-can they replace oil-based muds[C]//Proceedings of SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Texal: SPE 106476, 2007.
- [3] 张克勤, 何纶, 安淑芳, 等. 国外高性能水基钻井液介绍[J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(3): 68-73.
Zhang Keqin, He Lun, An Shufang, et al. An introduction to the high performance water base muds abroad[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007, 24(3): 68-73.
- [4] 吕开河, 韩立国, 史涛, 等. 有机胺抑制剂对钻井液性能的影响研究[J]. 钻采工艺, 2012, 35(2): 75-76.
Lü Kaihe, Han Ligu, Shi Tao, et al. Preparation and evaluation of organic amine iinhibitor[J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35 (2): 75-76.
- [5] 苏秀纯, 李洪俊, 代礼扬, 等. 强抑制性钻井液用有机胺抑制剂的性能研究[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(2): 32-35.
Su Xiuchun, Li Hongjun, Dai Liyang, et al. Research on organic amine inhibitor used in high inhibitive drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2011, 28(2): 32-35.
- [6] 张洪伟, 左凤江, 贾东民, 等. 新型强抑制胺基钻井液技术的研究[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(1): 14-17.
Zhang Hongwei, Zuo Fengjiang, Jia Dongmin, et al. Research on new high inhibition amino drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2011, 28(1): 14-17.
- [7] 李达, 张明, 衣德强, 等. 钻井液用新型有机胺抑制剂的研制与性能评价[J]. 河南科学, 2013, 31(12): 2203-2208.
Li Da, Zhang Ming, Yi Deqiang, et al. The development and evaluation of a new organic amine inhibitor used indrilling fluid[J]. Henan Science, 2013, 31(12): 2203-2208.

(责任编辑 赵业玲)