

鄂尔多斯盆地东部区块强抑制性 钻井液研究及应用^{*}

郭健康¹ 鄢捷年¹ 杨虎¹ 张建卿² 李章顺² 陈鑫²

(1.中国石油大学·北京 2.中国石油长庆油田钻井工程总公司)

郭健康等.鄂尔多斯盆地东部区块强抑制性钻井液研究及应用.天然气工业,2006,26(3):56-58.

摘要 鄂尔多斯盆地东部延长组岩性复杂,钻进过程中常伴有严重的井壁失稳,表现为掉块、缩径、部分井段井径扩大等井下复杂情况,极不利于提高该区块的钻井速度。为解决这一技术难题,在室内对地层岩样的组构特征进行了详细分析。在此基础上,对多种无固相钻井液体系进行了优化,最终提出两套无固相聚合物钻井液配方。现场应用证明,设计出的无固相聚合物钻井液配方具有较强的抑制能力,能使该区块的井壁失稳问题得到缓解,复杂时效平均值由上年的5.66%,降至应用后的1.74%;电测一次成功率由上年的74%上升到95%,收到较理想的效果。目前,该体系正在气田东部钻井现场进一步推广应用。

关键词 鄂尔多斯盆地 东 井壁失稳 无固相聚合物钻井液 强抑制

鄂尔多斯盆地东部,特别是长庆气田东部横山—榆林一带延长组底部存在着严重的井壁失稳问题。1999年至2001年间,在该区块共钻井36口,所用钻井液为清水聚合物体系,使用该体系时延长组较顺利钻成的仅有7口井,占19.4%,其余29口井在延长组均发生不同程度的井下复杂情况。尤其是2001年复杂时效高达5.66%,具体表现为井塌严重、起下钻阻卡频繁、电测遇阻率高等。如2001年

完钻8口,其中电测顺利仅1口井,严重影响气田东部区块的产能建设步伐。

一、易坍塌层岩样组构特性分析

1. X-射线衍射分析

选取榆47-8井及榆45-6井延长组底部的掉块进行了X-射线衍射分析,岩样的全岩矿物和粘土矿物分析结果分别如表1、表2所示。

表1 岩样的X-射线衍射全岩矿物分析结果

井号	井段(m)	层位	岩性	矿物种类和含量(%)						粘土总量(%)
				石英	钾长石	钠长石	方解石	白云石	菱铁矿	
榆47-8	1200~1500	延长组底部	灰黑色泥岩	5.9	1.1	2.3	/	1.6	/	89.1

表2 岩样的X-射线衍射粘土矿物分析结果

井号	井段(m)	层位	岩性	粘土矿物相对含量(%)						混层比(%)	
				S	I/S	I	K	C	C/S	I/S	C/S
榆47-8	1200~1500	延长组底部	灰黑色泥岩	/	97	/	3	/	/	35	/

上述数据充分表明,这是一类水敏性极强的泥页岩,属于典型的易膨胀强分散的地层^[1]。

2. 扫描电子显微镜分析

为了全面了解岩样的孔缝结构特征,分别对岩

* 本文系中国石油长庆油田钻井技术科研项目(编号:JS018)。

作者简介 郭健康,1967年生,博士研究生;研究方向为油气井化学工程。地址:(102249)北京市昌平区中国石油大学(北京)石工博03。电话:(010)89733893。E-mail:gjk67@163.com

石矿物的全貌和局部进行了观察分析。从扫描电镜分析结果图中可以看出,在整个岩样中裂缝发育,且纵横交错,经测量得知缝宽为 50~200 μm;其中,微裂缝缝宽为 5~20 μm。整个岩样微裂缝发育、纵横交错。此类地层在钻井过程中,钻井液滤液极易沿裂缝侵入地层深部,对整个近井壁地带的岩石进行网状分割。同时,也引起井眼侵入带地层中粘土矿物发生膨胀,最终大大降低其结构强度,当这种降低程度达到某种极限,或在一定的外部机械扰动作用下,便会产生井壁坍塌。

基于上述分析结果,初步认为长庆气田东部区块延长组下部井壁失稳主要机理为:①粘土矿物的水化膨胀和分散,特别是伊蒙混层的水化膨胀和分散,会在局部产生分布不均且很高的膨胀压,容易引发井壁坍塌^[2-7];②岩石整体强度削弱严重,由于地层中裂缝发育且纵横交错,当钻井液或其滤液侵入后,相当于在岩石与岩石相接触的粗糙面之间填入有润滑性的液体,进而会对整体岩石进行网状分割,削弱了其结构强度,稍有外力便会引起坍塌。上述分析结果与钻井现场所表现出的井壁失稳现象是一致的。

二、钻井液体系优化研究

1. 防塌钻井液处理剂的优选

本实验使用安丘膨润土压制人造岩心,在 NP-01 页岩膨胀仪上进行页岩膨胀实验。实验结果如图 1 所示。

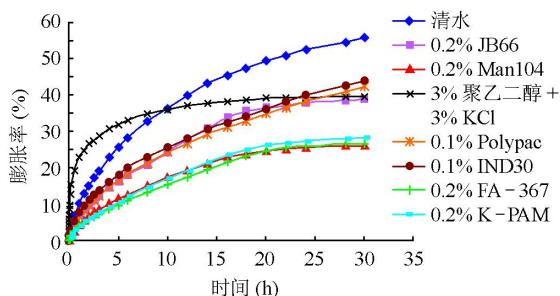


图 1 各种抑制剂对膨润土膨胀性的抑制作用的对比

由图 1 可看出,抑制能力较强的抑制剂是 FA-367、K-PAM 和 Man104,其次是 IND30、Polypac 和 JB66。因此,为了提高体系的抑制能力,在钻井液设计中应重点考虑使用这些处理剂。根据该区地层富含裂缝的特点,应选择适当的封堵剂与上述抑制剂

配合使用。为此,使用 Coulter LS130 型激光粒度分析仪对几种封堵剂粒度特征进行了测量,被检测的处理剂有 FT-1、KT-100 及 NFA-25,测定结果见表 3。

表 3 各种封堵剂颗粒体积累积分布测定结果^[3]

封堵剂	种类	粒度范围 (μm)	粒度均值 (μm)	颗粒累积体积百分比 所对应粒径(μm)	
				50%	90%
NFA-25	白沥青	0.1~145.7	23.23	≤16.25	≤53.30
FT-1	磺化沥青	0.1~580	81.38	≤62.29	/
KT-100	磺化沥青	0~92.4	14.53	≤9.59	≤33.81

根据扫描电镜和薄片分析的结果,再结合表中封堵剂粒度检测结果,不论从 D_{50} 封堵理论的角度还是从 D_{90} 封堵理论的角度^[5],NFA-25 比其它两种封堵剂均有好的封堵效果。

综上所述,在本研究中构建钻井液体系时,所用页岩抑制剂及封堵剂应在 FA-367、K-PAM、Man104、IND30、Polypac、JB66 及白沥青中进行选择。

2. 钻井液配方的优选

本研究共设计出了 5 种无固相聚合物钻井液体系。1 号体系:0.1% PHP+0.2% K-PAM+0.5% 白沥青;2 号体系:0.1% PHP+0.2% K-PAM+0.2% CWD-1;3 号体系:0.1% IND30+0.2% FA-367+0.5% 白沥青;4 号体系:0.1% PHP+0.2% FA-367+0.5% OSAM-K;5 号体系:0.1% IND30+0.2% NAT20+0.3% 白沥青。并对抑制膨胀能力、抑制分散能力和钻井液流变性进行了实验评价,评价结果见图 2 和表 4。

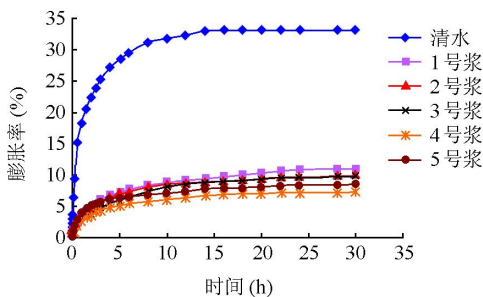


图 2 所设计的几种钻井液体系的抑制性与清水的对比

综上所述,从抑制页岩膨胀的能力来看,不同体系的抑制能力由大到小的顺序为:4 号浆>5 号浆>3 号浆>2 号浆>1 号浆>清水。从抑制页岩分散的

表4 各种体系流变性对比表

体系类别	ρ (g/cm ³)	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	pH	API FL (mL)
清水	1.00	1.5	1	1	7.0	全失
1号体系	1.01	6	5	2	7.5	35
2号体系	1.01	4.5	3	3	7.5	全失
3号体系	1.01	8.5	6	5	7.5	33
4号体系	1.01	8	5	3	7.5	全失
5号体系	1.01	5.5	5	1	7.5	29
现用体系	1.01	7	6	2	7.5	全失

注:现用体系为0.1% PHP+0.2% K-PAM。

能力来看,不同体系的抑制能力由大到小的顺序为:1号浆>2号浆>5号浆>3号浆>4号浆>清水。再从流变性的角度来看,2号体系与5号体系更适合在长庆气田现场应用。所以,现场试验的两种推荐体系为2号及5号体系,即0.1% PHP+0.2% K-PAM+0.2% CWD-1及0.1% IND30+0.2% NAT20+0.3%白沥青。

三、现场应用情况

1. 应用效果

现场用2号配方在东部区块共钻井15口,井下复杂情况大大减少,复杂时效平均值由上年的5.66%,降至应用后的1.74%;电测一次成功率由上年的74%,上升到95%,收到较理想的效果。

2. 维护处理要点

进入坍塌层位前50 m,应按照配方调整钻井液防塌剂的加量,增强防塌能力。随着井深的增加,应适当提高粘度,维护时以防塌剂为主,絮凝剂、增粘剂为辅。

现场配制钻井液体系时,应按推荐配方进行抑制剂的配制。所有处理剂应配制成胶液加入,切忌边加处理剂边加清水的做法。另外,体系中所用高分子聚合物容易形成“鱼眼”,故在配制时应缓慢加入、充分搅拌。同时要确保体系中抑制剂的含量,做好体系的日常维护。

由于地层中裂缝的存在,一定要保证适当的封堵剂的含量,必要时加大封堵剂的加量。

四、结论

(1)长庆气田东部延长组下部地层岩性为典型的硬泥岩,粘土矿物总量以及其中伊/蒙混层含量相当高,且混层比相当大。

(2)该地层井壁失稳的主要机理有两点。其一为地层中粘土矿物的水化膨胀和分散,从而导致缩径和垮塌;其二,也是更重要的,是地层中微裂缝发育且纵横交错,钻井液及滤液侵入后大大降低地层强度,在外力的机械扰动下极易引起井壁失稳。

(3)在制订预防延长组下部地层井壁失稳的技术方案和对策时,应首先考虑导致井壁失稳的物理化学因素。其基本配方应由高效防塌剂、高聚物包被剂和沥青类封堵剂所组成。

(4)实验表明,本研究推荐的两种配方不仅在常规性能方面均能达到现场施工的技术要求,并且有很强的抑制页岩水化膨胀、分散的能力,在现场应用过程中取得好的效果。

参 考 文 献

- [1] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 山东东营:石油大学出版社, 2001.
- [2] 徐同台,等. 钻井工程井壁稳定新技术[M]. 北京:石油工业出版社,1999.
- [3] 吴彬. 保护中、高渗储层的广谱暂堵技术研究及应用[D]. 石油大学·北京,2002.
- [4] 张金波,鄢捷年. 钻井液中暂堵剂颗粒尺寸分布优选的新理论和新方法[J]. 石油学报,2004,25(6).
- [5] CHEE P T, MOHAMMED AMANULLAH, et al. Novel high membrane efficiency water-based drilling fluid for alleviating problems in troublesome shale formations [J]. SPE 77192, 2002.
- [6] MANOHAR L. Shale stability; Drilling fluid interaction and shale strength[J]. SPE54356,1999.
- [7] DARLEY H C H. A laboratory investigation of borehole stability[J]. J P T. July, 1969.

(收稿日期 2005-11-03 编辑 钟水清)