

胜利油田页岩油藏钻井液技术

万绪新¹, 刘振东², 侯业贵²

(1. 中石化胜利油田分公司石油工程监督中心, 山东 东营 257017; 2. 中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东 东营 257017)

摘要:胜利油田相继在罗家等区块部署了页岩油藏水平井,用于页岩油的开发。页岩地层层理和微裂缝发育,钻井过程中极易引起井壁失稳问题。同时,由于水平段较长,也存在着润滑、井眼清洁等难题。针对施工难点和风险,研究制定了页岩油藏钻井液方案,二开采用胺基钻井液体系,三开采用油基钻井液,顺利地完成了钻井施工。就胜利油田页岩油藏钻井液技术进行了介绍和分析,针对应用过程中存在的一些问题进行了探讨,对页岩油藏的勘探开发有一定的启示作用。

关键词:页岩油藏;水平井;胺基钻井液;油基钻井液

中图分类号:TE254 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2015)09-0025-05

Drilling Fluid Technology Used for Shale Oil Reservoir in Shengli Oilfield/WAN Xu-xin¹, LIU Zhen-dong², HOU Ye-gui² (1. Petroleum Engineering Supervision Center of Shengli Oil Field Branch, SINOPEC, Dongying Shandong 257017, China; 2. Drilling Technology Research Institute of Shengli Oil Engineering Ltd., SINOPEC, Dongying Shandong 257017, China)

Abstract: Shale oil horizontal wells were arranged in Shengli oilfield, including LuoJia and some other blocks for shale oil development. With shale bedding and micro fissure developing, the borehole instability is extremely easy to be caused in drilling process. At the same time, due to the long horizontal section, there are the difficulties of lubrication and borehole cleaning. For the construction difficulties and risks, the drilling fluid scheme for shale oil reservoir was worked out by research; amine-based and oil-based drilling fluid system being used for the second and the third sections respectively, and the drilling construction was successfully completed. The drilling fluid technology used for shale oil reservoir in Shengli oilfield is introduced in this paper and the discussion is made on some technical problems in the application.

Key words: shale oil reservoir; horizontal well; amine-based drilling fluid; oil-based drilling fluid

截止目前,胜利油田共完成渤页平 1、渤页平 2、渤页平 1-2 井及梁页 1HF 井等 4 口页岩油藏水平井的钻井施工,在页岩油藏勘探开发上取得了一定的进展。胜利油田页岩油藏水平井上部井段都存在着大斜度井身轨迹下钻井液润滑防卡问题及易坍塌井段井壁稳定问题;水平段存在着页岩易水化分散造成垮塌卡钻的问题。根据邻井资料及研究结果,上部井段采用聚胺强抑制钻井液技术,水平段采用油基钻井液技术,顺利完成了这几口井的施工工作。本文就是在这一背景下,对已完成的几口井的钻井液技术进行了归纳,同时对现场应用中存在的一些问题进行了分析和探讨,目的是提高钻井液现场适应性,为页岩油藏的勘探开发提供更好的技术方案。

1 地质概况及钻井液施工难点分析

渤页平 1、渤页平 2 及渤页平 1-2 井位于济阳坳陷沾化凹陷罗家鼻状构造带,该构造带是一个近南北向的大型水下隆起,北临渤南洼陷,南靠陈家庄凸起。罗家鼻状构造带在沙三段时期沉积了数百米的暗色泥页岩,本区新生界古近系地层被数条北西向延伸的盆倾断层切割,形成断阶带。据该区实钻和物探资料分析,设计井区沙三段油、泥页岩裂缝发育,易形成泥岩裂缝油气藏。梁页 1HF 井位于济阳坳陷东营凹陷利津洼陷带南坡梁页 1HF 块较高部位。利津洼陷沙三下—沙四上时期,盆地处于断陷—坳陷阶段,沉降速度加快,湖盆的沉积环境逐渐由滨浅湖转变为半深湖—深湖,因而从下到上发育了以油页岩、泥岩及灰质泥岩为主的地层^[1-2]。

收稿日期:2014-12-10; 修回日期:2015-08-07

作者简介:万绪新,男,汉族,1966年生,高级工程师,应用化学专业,主要从事钻井液技术研究与应用工作,山东省东营市石油工程监督中心,wanxun369@126.com。

针对胜利油田页岩油藏地层特点,钻井液施工主要存在以下难点。

(1)大斜度井身轨迹下钻井液的润滑防卡难度较大。由于井斜较大,定向段长,为保证本井段顺利施工,应提高钻井液润滑性能。

(2)易坍塌井段存在井壁失稳的问题,钻井液控制难度大。二开井段钻遇泥页岩较长,岩石稳定性差,泥岩易水化膨胀和分散,极易出现井壁坍塌和剥蚀掉快等问题,要求钻井液具有良好的井壁稳定能力、携岩性好、封堵性强。

(3)部分区块存在易漏地层,漏失发生几率较高,易出现复杂情况,要求做好防漏堵漏的技术措施。

(4)采用油基钻井液,存在密度高,流变性难以调控的难题。同时水平段较长,井眼清洁难度大。

油基钻井液在高温条件下的切力较低,长水平段下的携岩能力差,容易形成岩屑床,造成憋泵、摩阻大等复杂情况。同时页岩地层微裂缝发育,对油基钻井液封堵能力要求也较高。

2 聚胺强抑制强封堵钻井液技术

2.1 钻井液配方及性能评价

钻井液基本配方:3%~5%膨润土+0.2%~0.3% NaOH+0.1%~0.2% PAM+0.3%~0.5% 铵盐+1.5%~3% KFT+0.1%~0.3% LV-CMC+1%~2% 极压润滑剂+2%~4% 白油+0.3%~0.5% 聚胺抑制剂+2%~3% SD102+1.5%~3% 胶乳沥青+1%~2% 纳米乳液+1%~3% 超细碳酸钙。

钻井液性能见表1。

表1 渤页平1井部分井段钻井液性能

井深/ m	ρ / ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	FV/ s	APIFL/ mL	初/终切(10 s/10 min)/ Pa/Pa	pH 值	含砂量/ %	YP/ Pa	PV/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	HTHPFL/ mL
2596	1.13	36	6.8	1.5/7	8.0	0.2	2.0	10	
2712	1.20	40	3.8	1/6	8.5	0.2	4.0	11	
2850	1.43	51	3.6	1.5/13	9.0	0.2	7.0	20	
2880	1.51	51	3.0	1.5/13	9.0	0.2	6.5	21	14.2
2950	1.52	49	3.4	1.5/12	9.0	0.2	7.0	21	13.0
2984	1.52	52	3.2	1.5/13	9.0	0.2	7.0	21	13.4

与常规聚合物钻井液体系相比,胺基钻井液体系能够有效地抑制粘土矿物的膨胀,对岩石的强度影响较小,更有利于井壁稳定;在配方中加入纳米乳液,通过纳米粒子深入到裂缝及孔隙内部来提高封堵效果;同时对钻井液中固相粒度分布分析的基础上,根据“理想充填理论”,添加碳酸钙颗粒,优化粒度分布曲线,进一步提高钻井液的封堵能力,保证钻井液在泥页岩地层安全有效。

用10 μm 陶瓷盘中在渗透率堵塞仪中进行了粒度分布调整实验。实验结果如图1所示。钻井液中加入的不同粒径的碳酸钙的配比分别为:2500目:1000目:500目=10:50:40。钻井液中的粒度分布的D90值为13.4 μm ,与陶瓷盘孔径相近,根据“理想充填理论”,在压差作用下,钻井液中的固相颗粒可以有效封堵陶瓷盘中的孔喉。

2.2 钻井液性能维护处理措施

2.2.1 性能维护措施

上部井段通过高分子聚合物、低分子抑制剂胶液(浓度0.5%),控制钻井液中劣质固相处于弱分散

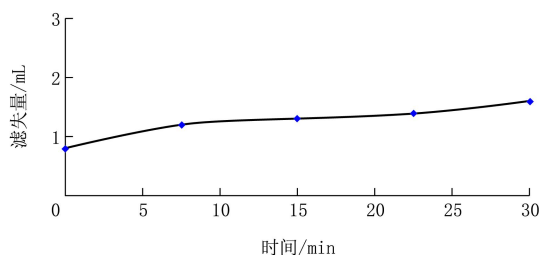


图1 钻井液在10 μm 陶瓷盘中的滤失量

状态,充分利用四级固控设备,及时清除有害固相,使钻井液加重前处于低粘、低切、低固相状态。钻进至东营组底部(渤页平1井在2415 m,渤页平2井在2220 m)逐步将钻井液体系转换为胺基强抑制钻井液体系,适度改善钻井液的分散状态,调整钻井液流变性能。随着井深的增加,井下温度逐步升高(渤页平1井井底温度达120 $^{\circ}\text{C}$)。此时,可通过以下措施稳定体系性能:

(1)加入树脂及沥青类材料提高体系的抗温和封堵能力;

(2)通过调节pH值控制体系的分散程度;

(3)通过减少高分子聚合物的加量,逐步提高低分子聚合物含量、钻井液塑性粘度及终切;

(4)随着井斜角的增大,摩阻逐渐增加,钻进过程中加入液体润滑剂提高钻井液的润滑能力;

(5)进入沙河街地层后,逐步补充胺基抑制剂,通过胺基特有的吸附作用降低粘土层间距,从而减弱页岩孔隙压力的传递、抑制地层页岩的水化膨胀,防止钻头泥包,同时逐步加入纳米乳液,提高钻井液对页岩地层的封堵效果;

(6)钻进到泥页岩地层后,通过现场小型试验,确定超细碳酸钙颗粒的加量,然后试探性的加入碳酸钙颗粒,对钻井液中固相的粒度级配进行有效调整,达到“理想暂堵”的效果,提高封堵能力。

2.2.2 防漏堵漏措施^[3-4]

胜利油田罗家区块(在河口罗镇)漏失井段为沙河街组生物灰岩、砂砾岩地层,该井段地层压力较低,存在着晶间孔隙、溶蚀裂缝、晶簇孔洞、裂缝、缝合线等天然裂缝。根据地质资料及邻井实钻情况,该地区多口井发生不同程度的漏失,其中渤页平2井漏失近3000 m³。从统计结果看,该区块漏失主要发生在沙一段和沙二段。因此,在钻穿漏层前,首先优化钻具结构,调整好钻井液性能。现场可通过补充膨润土浆、补充胶液以及利用固控设备的方式将钻井液密度控制在下限,全面调整钻井液性能,并利用随钻堵漏剂进行承压堵漏提高地层承压能力。若发生漏失,可在现场配制高浓度堵漏浆,具体可在骨架材料的基础上,利用柔性粒子、纤维材料、填隙材料相配合,做到粒度合理搭配,提高堵漏成功率。

2.3 现场施工工况及效果

渤页平1井2011年10月6日16:00二开钻进,采用聚胺强抑制强封堵钻井液,24日0:00钻至井深2984.00 m二开完钻,27日1:00顺利完成电测任务,29日16:30下入 $\varnothing 244.5$ mm \times 2983.33 m技术套管,同日20:30固井结束。渤页平2井于2012年2月14日二开,3月1日21:25钻至井深2343.54 m,发生井漏,钻井液井口失返,在实施静止堵漏及多次水泥堵漏后,进行扩划眼、钻进、循环钻井液过程中未发生漏失,4月7日二开完钻,完钻井深2581 m。渤页平1-2井2013年3月18日23:00二开钻进,采用聚胺强抑制强封堵钻井液技术,于4月4日21:00钻至井深2957.00 m二开完钻。

针对页岩油藏上部地层的井壁稳定问题,上述

实例中采用的聚胺强抑制强封堵钻井液在应用中表现出了良好的抑制性能和封堵能力。同时,通过合理的聚合物含量、润滑材料的配合使用,保证了定向段钻进过程中摩阻小、无明显托压现象。在钻遇沙三下油页岩、油泥岩等地层时,钻井液体系通过提高抑制性、强化封堵、保持良好流变性减少井壁冲刷、严格控制钻井液滤失量等技术措施,钻进时未出现掉块,其中,渤页平1井该段井径扩大率仅为6%,显示了钻井液良好的防塌效果。

3 低毒油基钻井液技术

3.1 钻井液配方及性能评价

针对页岩油藏,三开水平段均采用低毒、低污染的油基钻井液体系,配方为:精制白油+25% CaCl₂+2%~3%乳化剂 EMUL+1%~3%润湿剂 WET-1+2%~3%有机土+2%封堵剂 FB+2%降滤失剂 CFA+2% CaO+重晶石。

钻井液配方性能评价实验结果见表2。

表2 油基钻井液配方性能评价实验结果

密度/ (g· cm ⁻³)	实验条件	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	Ø6/ Ø3	FL/mL API HTHP		Gel/ Pa	Es/ V
		1.2	滚前 120℃滚后	27.5 31.5	23 25	4.5 6.5	3/2 3/2	0.8	3.2
1.5	滚前 120℃滚后	38.5 39.0	30 31	8.5 8.0	8/6 6/5	1.0	7.6	2.5/5	920 1320
1.8	滚前 120℃滚后	56.5 57.0	48 47	8.5 10.0	9/7 8/6	0.8	8.8	5/14	630 800

3.2 维护处理工艺^[5-10]

3.2.1 流变性调整

现场通过固控设备控制固相,减少无用固相,降低塑性粘度,加入基浆或氯化钙盐水控制油水比,获得最优的油水比,同时配合加入润湿剂改变其泥浆体系中固相的润湿性,平均每150 m左右补充加入200 kg,达到破坏细微水滴吸附在固相颗粒上的目的,最终调整流变性能;前期油基钻井液流变性尽量采用较低粘切,钻进期间钻井液粘度应控制在一个稳定水平,后期随井深增加,水平段增长,在适当调整油水比、增加亲油胶体含量措施下,油基钻井液粘切适当增加,以保证钻井液的携岩能力。

3.2.2 乳化稳定性调整

导致破乳电压变化的因素除了剪切时间,钻井液中加入亲水固体也是一个重要原因,如加重过程

中使用的重晶石等加重材料也往往会使乳液稳定性变差,原因是因为当大量亲水固体进入钻井液时,亲水固体会吸附乳化剂和润湿剂,从而导致其过量消耗,从而使乳液稳定性变差。为保证油基钻井液的乳化稳定性,需要及时补充乳化剂及润湿剂,并注意调整好油水比,尽快恢复原有稳定性。利用钻井液液滴在页岩岩心上的接触来评价钻井液润湿性,同时反映乳液稳定性的好坏。渤页平2井性能调整的一个变化过程中的接触角变化如图2~4所示。在加入一定的乳化剂和润湿剂之后,钻井液性能基本恢复到初始状态,达到了调整的目的。



图2 加重前钻井液接触角

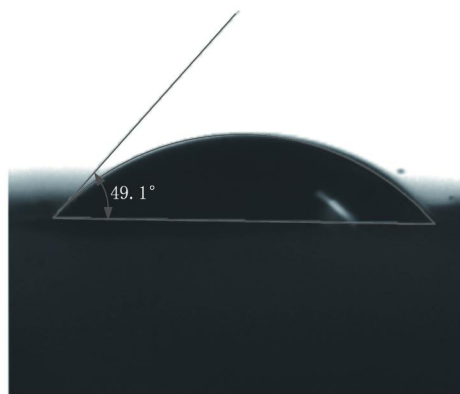


图3 加重后的钻井液接触角

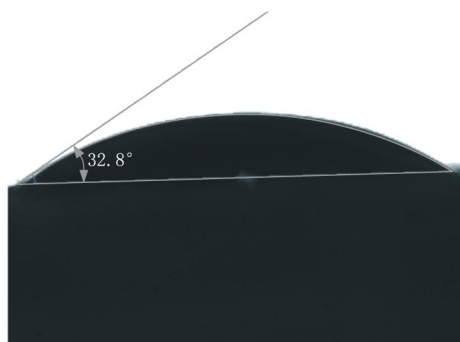


图4 加重后钻井液+1%乳化剂+0.5%润湿剂后接触角

3.2.3 封堵能力调控

采用纳微相封堵颗粒提高钻井液封堵性,最大程度减少水相对泥页岩的侵入。同时,根据不同封堵颗粒的粒度分布情况,合理级配,达到最理想的封堵效果。纳微封堵材料优选实验结果见表3。

表3 钻井液封堵剂优选

序号	配 方	HTHP FL/mL
1	白油+25% CaCl ₂ +2%~3%乳化剂 EMUL+1%~3%润湿剂 WET-1+2%~3%有机土+2%降滤失剂 CFA+2% CaO+重晶石	13.0
2	1号溶液+2%超细碳酸钙(500目)	7.8
3	1号溶液+2%YHG(纳微级)	3.8
4	1号溶液+2%乳化沥青	5.0

渤页平1井钻井液配制过程中通过添加一系列封堵和降滤失材料,将新配制油基钻井液的API滤失量控制在1 mL以内,HTHP滤失量控制在5 mL以内。钻进期间又多次补充封堵剂及降滤失剂将钻井液的HTHP滤失量降至3 mL以内。该井钻井液封堵性良好,保证了井壁稳定,钻井过程中起下钻顺畅。梁页1井利用纳米封堵材料将钻井液HTHP滤失量一直控制的非常低,性能稳定,阻止了水对页岩的侵入,保证了井壁稳定。该井钻进至3526 m时,工程实施短起下作业时出现漏失,堵漏过程中井壁稳定,未出现任何掉块、坍塌等情况,说明了钻井液的强封堵性。

3.2.4 活度及油水比调控

油基钻井液现场采用合理的钻井液密度及钻井液滤液活度,可有效防止地层水的侵入及油基钻井液中水相缺失,以保证钻井液合理的油水比,具体结果见图5所示。日常维护中,根据所测的钻屑活度及油水比实时调整,使油基钻井液的活度始终低于钻屑活度0.02~0.10的范围内。三开初始钻井液油水比为80:20,受钻井液润湿吸收及基液补充等影响,油水比有所变动,但基本维持在80:20上下,现场主要采用浓度10%~25%的氯化钙水溶液缓慢补充进钻井液,以控制钻井液水相含量及降低活度。

3.3 应用效果

油基钻井液在页岩地层的应用过程中,表现出了良好的页岩抑制效果,润滑能力以及井眼清洁能力。

(1)体系流变性能控制合理。使用油基钻井液钻进期间,钻屑上返及时、均质、棱角分明,无掉块

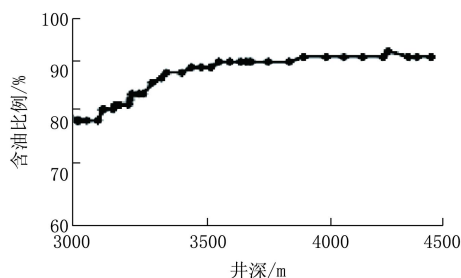


图5 渤页平1井油水比变化曲线

返出,起下钻顺畅。渤页平2井水平位移1329.75 m,水平段881.88 m,平均机械钻速达到8.22 m/h。梁页1HF井完钻井深3961.97 m,水平段长626.2 m,位移1003.16 m。

(2)井壁稳定。渤页平1井完钻井深4335.54 m,三开套管下入至3748.86 m,井径扩大率为1.9%;渤页平2三开井段井径规则,井径扩大率仅为2.3%,电测施工中钻井液静止时间达110 h,电测顺利。

(3)井眼清洁能力强。渤页平2井钻井过程中无托压现象、扭矩小;起下钻摩擦阻小(70~80 kN);完井下入磨鞋修整井眼施工中,起下钻顺利,振动筛返出钻屑量极少;后期压裂管柱顺利下入,说明井底基本无岩屑床。

4 认识及建议

(1)胺基钻井液针对泥页岩地层具有良好的抑制性能和封堵能力。可通过进一步加入纳米封堵剂、润滑剂等材料,调整钻井液固相粒度合理分布,提高钻井液在沙河街地层的适用性,保证井壁稳定性。

(2)从应用效果来看,油基钻井液有良好的井

壁稳定性能和润滑性能,能较好地保证井眼规则,保证起下钻顺利和页岩层的井下安全。

(3)可在油基钻井液中加入纳微米颗粒,提高钻井液中固相颗粒的合理级配,进一步增加体系的封堵能力,这对钻井液在硬脆性泥页岩中的使用非常重要,可更加有效地保证该地层的井壁稳定。

(4)有必要建立油基钻井液体系流变性和密度预测模型,指导油基钻井液现场施工,提高钻井速度和效益。

参考文献:

- [1] 刘惠民,张守鹏,王朴,等. 沾化凹陷罗家地区沙三段下亚段页岩岩石学特征[J]. 油气地质与采收率,2012,19(6):11-15.
- [2] 王永诗,李政,巩建强,等. 济阳坳陷页岩油气评价方法——以沾化凹陷罗家地区为例[J]. 油气地质与采收率,2013,20(1):83-90.
- [3] 徐波,李敬含,李晓革,等. 辽河油田东部凹陷页岩气成藏条件及含气性评价[J]. 石油学报,2011,32(3):450-458.
- [4] 徐同台,刘玉杰,申威,等. 钻井工程防漏堵漏技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [5] 张希文,孙金声,杨枝,等. 裂缝性地层堵漏技术[J]. 钻井液与完井液,2010,27(3):29-32.
- [6] 刘厚彬,孟英峰,李皋,等. 泥页岩水化作用对岩石强度的影响[J]. 钻采工艺,2010,33(6):18-20.
- [7] 徐加放,邱正松,韩丰欣. 泥页岩水化应力实验方法与实验装置[J]. 钻井液与完井液,2008,25(4):13-15.
- [8] 王建华,鄢捷年,山林. 硬脆性泥页岩井壁稳定评价新方法[J]. 石油钻采工艺,2006,28(6):28-30.
- [9] HERZHAFT B, ROUSSEAU L, NEAU L, et al. Influence of temperature and clays/emulsion microstructure on oil-based mud low shear rate rheology[J]. SPE Journal,2003,8(3):211-217.
- [10] O' BRYAN P L, BOURGOYNE A T, Jr. Swelling of oil-based drilling fluids resulting from dissolved gas[J]. SPE Drilling Engineering,1990,5(2):149-155.

(上接第24页)

具有良好的效果。它能很好地解决冲洗液返出量小的裂缝性、孔洞性、破碎性地层及用常规堵漏方法无法解决的漏失问题,堵漏时间少、成本低,尤其对多层位漏失钻孔,优点更为明显。

参考文献:

- [1] 钱志伟,王平全,白杨. 钻井堵漏用特种凝胶的适用性[J]. 钻井液与完井液,2012,29(2).
- [2] 谭愈荣. 复合胶质无固相钻井液与凝胶固壁堵漏[M]. 北京:地质出版社,1994.

- [3] 王平全,聂训勇,张新民. 特种凝胶在处理“井漏井喷”中的应用[J]. 天然气工业,2008,28(6).
- [4] 张祖培,殷琨,蒋荣庆,等. 岩土钻掘工程新技术[M]. 北京:地质出版社,2003.
- [5] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 山东东营:中国石油大学出版社,2001.
- [6] 王文臣. 钻井冲洗与注浆[M]. 北京:冶金工业出版社,1996.
- [7] 黄建宁,刘文革. 渭北煤田澄合矿区复杂地层钻孔施工技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(6).
- [8] 郑军,何涛,王琪,等. 地下合成凝胶堵漏性能研究[J]. 钻采工艺,2011,23(4).