

强封堵油基钻井液体系的研究和应用

唐国旺, 宫伟超, 于培志
(中国地质大学(北京)工程技术学院, 北京 100083)

摘要:基于页岩气井水平段易失稳,油基钻井液漏失将会造成巨大的经济损失,因此水平段对油基钻井液体系的性能要求越来越高。针对以上问题,通过正交试验研制了一种新型的强封堵油基钻井液体系,室内试验证明该体系具有良好的抗污染性、乳化稳定性、失水量低、流变性好、粘度和切力适中。焦页 195-1HF 井的现场应用和与邻井焦页 200-1HF 井等数口井的对比,强封堵油基钻井液体系的应用大大降低了漏失风险和漏失成本,节省了 11 d 的工期,在页岩气开采中具有良好的应用前景。

关键词:页岩气井;油基钻井液;强封堵;堵漏

中图分类号:P634;TE254 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2017)11-0021-05

Research and Application of Strong Plugging Oil-based Drilling Fluid System/TANG Guo-wang, GONG Wei-chao, YU Pei-zhi (School of Engineering and Technology, China University of Geoscience (Beijing), Beijing 100083, China)

Abstract: Due to the instability of shale gas horizontal well, oil-based drilling fluid leakage will cause a great economic loss; so the property requirement of oil-based drilling fluid system is higher and higher. In view of the above issues, a new type of strong plugging oil-based drilling fluid system has been developed by orthogonal test; the laboratory tests show that this system has excellent stain resistance, emulsifying stability, low fluid loss, good rheology, moderate viscosity and shear force. By the application of strong plugging oil-based drilling fluid system, well Jiaoye195-1HF shows that the leakage risk and loss cost are greatly reduced compared to well Jiaoye200-1HF which used common drilling fluid and several other wells; in this circumstance, 11 days are saved; this strong plugging drilling fluid system has good application prospect.

Key words: shale gas well; oil-based drilling fluid; strong plugging; leaking stoppage

0 引言

随着页岩气的快速发展,油基钻井液也迎来了新的发展机遇;油基钻井液由于独特的抗高温、井壁稳定、润滑性能好、摩阻低、对油气层的伤害小、可循环利用等优点,在越来越多的页岩气水平井段得到了广泛的应用^[1]。但油基钻井液的高成本也对其自身提出了很高的要求,防止油基钻井液的漏失是降低成本的首要问题。因此,研制一种强封堵性油基钻井液体系就变的至关重要^[2-4]。

由于被探明的国内页岩气区块越来越多,页岩气的商业开发越来越深入,降低井内油基钻井液漏失量将会大大降低钻井成本。油基钻井液堵漏问题是钻井的首要问题,目前国内大多数堵漏材料都是水基堵漏材料,与油基钻井液体系不具有良好的配伍性,通常会破坏油基钻井液的乳化稳定性。笔者通过室内研究,确定了一批油基堵漏材料,通过现场

应用证明了其良好的配伍性和封堵性。

重庆市南川区平桥北区块龙马溪组龙三段厚 220 m,岩性为灰色泥岩、粉砂质泥岩夹粉砂岩;龙二段厚 50 m,岩性为深灰色泥质粉砂岩、粉砂岩、含灰泥岩;龙一段厚 115 m,岩性为灰黑色页岩、硅质页岩,下部富含笔石;该地层易发生钻井事故,要注意防漏、防塌、防喷^[5-7]。同时邻井经常出现井漏事故,造成了巨大的经济损失,严重延误了施工工期,对顺利开采带来了诸多问题,解决井漏问题变的至关重要;因此研制了一种强封堵油基钻井液体系,有效地解决了该区块的井漏问题;现场应用(与邻井对比)取得了良好的应用效果^[8-11]。在同一钻井平台上节约了工期 11 d,降低了数百万的钻井成本。

1 试验仪器及材料

1.1 试验仪器

收稿日期:2017-06-28;修回日期:2017-08-28

基金项目:中国博士后科学基金项目“适用于页岩气水平井水基钻井液技术研究”(编号:H29216)

作者简介:唐国旺,男,汉族,1991年生,在读硕士研究生,地质工程专业,从事油基钻井液方面的研究工作,北京市海淀区学院路29号,986732206@qq.com。

通讯作者:于培志,男,汉族,1961年生,教授,从事钻井液及油田化学处理剂的研究工作,北京市海淀区学院路29号,yupz@cugb.edu.cn。

双叶片高速搅拌机,青岛海通达专用仪器厂;六速旋转粘度计,青岛海通达专用仪器厂;电稳定性测定仪,青岛同春石油仪器有限公司;高温高压滤失仪器,青岛海通达专用仪器厂。

1.2 试验材料

主乳化剂、辅乳化剂、润湿剂、有机土、降失水剂,河南龙翔化学试剂有限公司提供;CaO、CaCl₂,北京奥利提供;柴油,市售;水,北京市海淀区自来水;重晶石粉,工业级。

2 体系配方的优选

2.1 油水比的确定

油基钻井液具有良好的稳定性、流变性、抗温性能,然而油水比对它的这些性能有着较大影响,如图1所示。不同油水比老化后的性能表明,随着油水比的增加,破乳电压 ES 升高,滤失量增大,表观粘度和塑性粘度降低。油水比 = 70/30 时,破乳电压 > 600 V。综合考虑油基钻井液的成本、破乳电压、失水量问题,确定体系的最佳油水比 = 70/30。

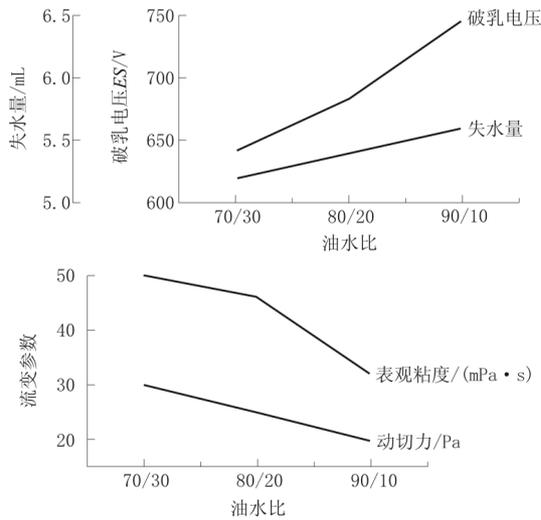


图1 油水比对钻井液性能的影响

2.2 主要处理剂的优化

以基本配方为基础,测定热滚后的各项性能,采用五因素三水平正交试验设计^[11-14],以钻井液体系的塑性粘度 PV、动切力 YP、动塑比 YP/PV、高温高压滤失量 FL_{HHP}和破乳电压 ES 为指标,优选出最佳配方。五优化因子:主乳化剂,辅乳化剂,润湿剂,有机土,降滤失剂。正交实验设计的因素与水平见表1所示。

按照五因素三水平正交试验的规则,选取 18 组

钻井液组成配方,经过 150 °C、16 h、1.60 g/cm³、油/水 = 70/30 老化后性能测定结果见表 2 所示。

表1 钻井液体系优化因素与水平 %

水平	因素				
	A 主乳化剂	B 辅乳化剂	C 润湿剂	D 有机土	E 降滤失剂
1	1.50	1.00	0.50	2.00	1.50
2	2.00	1.50	1.00	2.50	2.00
3	2.50	2.00	1.50	3.00	2.50

表2 老化后正交试验相关数据

配方	密度/(g·cm ⁻³)	初切/Pa	终切/Pa	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	ES/V	FL _{HHP} /mL
1	1.6	4.5	4.5	47.5	36.0	11.5	253	19.0
2	1.6	4.5	5.0	55.0	40.0	15.0	290	5.0
3	1.6	6.0	7.5	73.0	51.0	22.0	299	2.0
4	1.6	6.0	6.5	50.5	37.0	13.5	377	2.5
5	1.6	6.5	7.0	62.5	46.0	16.5	393	2.0
6	1.6	2.0	2.5	33.0	30.0	3.0	156	4.5
7	1.6	3.0	4.0	44.0	36.0	8.0	418	2.5
8	1.6	3.0	3.5	44.0	36.0	8.0	361	3.0
9	1.6	4.5	5.5	52.0	41.0	11.0	484	2.5
10	1.6	4.5	7.0	55.5	42.0	13.5	290	2.5
11	1.6	3.0	3.5	43.5	35.0	8.5	255	2.0
12	1.6	2.5	3.0	43.5	34.0	9.5	241	4.0
13	1.6	5.4	6.0	55.5	43.0	12.5	358	3.5
14	1.6	2.0	2.5	38.0	34.0	4.0	308	2.5
15	1.6	4.4	5.0	55.0	43.0	12.0	367	2.0
16	1.6	5.0	5.5	49.0	37.0	12.0	475	2.5
17	1.6	4.5	5.0	47.5	38.0	9.5	439	5.0
18	1.6	2.5	3.0	35.5	30.0	5.5	335	2.5

通过正交试验分析确立最优配方为:2.5% 主乳化剂 + 1.5% 辅乳化剂 + 1% 润湿剂 + 3% 有机土 + 2.5% 降失水剂 + 2% CaO + 25% CaCl₂ 水溶液 + 重晶石(密度为 1.6 g/cm³);测定最优配方的性能如表 3 所示。

表3 最优配方老化前后的性能

试验条件	密度/(g·cm ⁻³)	初切/Pa	终切/Pa	PV/(mPa·s)	YP/Pa	动塑比	ES/V	FL _{HHP} /mL
老化前	1.6	4.0	4.5	34	9.5	0.278	743	
150 °C、16 h	1.6	5.5	6.5	41	15.0	0.366	630	2.8

通过表 3 可以看出,最优配方配制的油基钻井液流变性良好,粘度和切力适中,破乳电压 > 600 V,远远大于施工要求的 400 V;失水量仅为 2.8 mL,总体性能都满足了现场施工要求。

2.3 强封堵油基钻井液体系封堵剂的研究

页岩气水平段井况比较复杂,根据水平段的井壁坍塌机理,在油基钻井液体系的基础上进行了封

堵性研究,通过在油基钻井液体系中加入高软化点乳化沥青、随钻堵漏剂、柔性堵漏剂和刚性堵漏剂等封堵材料形成了一套防塌、防漏、防溢流的强封堵油基钻井液体系。研究显示封堵材料具有良好的封堵效果,能够有效地封堵页岩小裂缝,降低油基钻井液的失水量和渗透性消耗。各种封堵剂的种类和功能如表 4 所示。

表 4 封堵剂的种类和功能

封堵剂名称	功能
高软化点乳化沥青	防塌,防失水,保护井壁稳定
刚性堵漏剂	架桥,进行封堵搭桥,为其他堵漏剂提供受力框架
随钻堵漏剂	强化井壁稳定性,提高造壁效果,保证井壁稳定,与刚性堵漏剂形成堵漏墙
柔性堵漏剂	强化封堵效果,既有护壁效果也有防渗效果,强化封堵墙的堵漏效果

室内评价各种单剂和油基钻井液体系单独作用时的配伍性。确定其是否会破坏油基钻井液体系的稳定性,试验数据如表 5 所示。

将封堵材料按照一定比例(乳化沥青:刚性堵漏剂:随钻堵漏剂:柔性堵漏剂=1:1:2:0.5)加入到油基钻井液体系中,具体配方为:2.5%主乳化剂+1.5%辅乳化剂+1%润湿剂+3%有机土+2.5%降失水剂+2%CaO+25%CaCl₂水溶液+重晶石(密度为1.6g/cm³)+1%乳化沥青+1%刚性堵漏剂+2%随钻堵漏剂+0.5%柔性堵漏剂。由该配方配制的强封堵油基钻井液体系现场得到了有效的应用,表 6 是井浆的性能和加入封堵剂后(强封堵油基钻井液体系)井浆的性能。

2.4 强封堵油基钻井液体系抗污染性能的研究

表 5 封堵剂单独作用时的配伍性及效果

样品	试验条件	Φ_{600}/Φ_{300}	Φ_6/Φ_3	Gel/(Pa/Pa)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	ES/V	FL _{HTHP} /mL
空白样	老化前	86/50	9/8	4/4.5	36	7.0	600	
	150℃,16h	98/59	11/10	4.5/5	39	10.0	588	4.5
3% 乳化沥青	老化前	102/64	14/12	6/8	38	12.0	670	
	150℃,16h	81/50	11/9	5/5.5	31	9.5	680	1.8
3% 刚性堵漏剂	老化前	116/75	18/17	9/10	41	17.0	688	
	150℃,16h	107/65	15/14	9/13	42	11.5	670	2.4
随钻堵漏剂	老化前	112/73	17/16	8/9	39	17.0	621	
	150℃,16h	101/64	14/13	8/12	37	13.5	611	2.2
柔性堵漏剂	老化前	101/66	16/15	7.5/8.5	35	15.5	633	
	150℃,16h	99/36	14/13	8/9	36	13.5	601	2.0

表 6 井浆和加 3% 复合堵漏剂后的强封堵油基钻井液体系性能

样品	试验条件/℃	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Φ_6/Φ_3	ES/V	FL _{HTHP} /mL
井浆	90	44	26	18	13/12	611	2.2
加 3% 复合堵漏剂	90	53	38	15	15/14	637	1.5

表 8 强封堵油基钻井液体系抗岩屑污染试验结果

岩屑加量/%	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Φ_6/Φ_3	ES/V	FL _{HTHP} /mL
0	53.0	38.0	15.0	15/14	637	1.5
5	54.5	38.0	16.5	14/14	659	3.1
10	55.0	39.0	16.0	14/13	698	2.3
15	57.0	40.0	17.0	16/15	622	2.0

针对龙马溪组地层特点,本地层油基钻井液主要受到岩屑和水的污染,为此采用龙马溪组岩屑和南川地下水评价了强封堵油基钻井液的抗水污染和抗岩屑污染能力。评价结果如表 7 和表 8 所示。

表 7 强封堵油基钻井液体系抗水污染试验结果

水加量/%	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Φ_6/Φ_3	ES/V	FL _{HTHP} /mL
0	53.0	38.0	15.0	15/14	637	1.5
5	54.0	39.0	15.0	14/13	620	1.8
10	56.0	40.0	16.0	16/15	550	2.6
15	58.0	41.5	17.5	17/16	489	4.0

下降,当水的侵入量为 15% 时,此时油水比为 65/35,破乳电压为 489 V,仍然大于最低要求的破乳电压 400 V;粘度和切力都略有上升,但是流变性依旧很稳定,说明此时的强封堵油基钻井液体系仍然满足施工要求,抗水侵能力优异。同时随着钻屑含量的增加,粘度和切力都有所上升,破乳电压基本稳定,失水量略有增加;但是总体都可以满足施工要求,说明强封堵油基钻井液体系抗岩屑污染能力强。上述试验说明强封堵油基钻井液体系具有良好的抗水侵和岩屑污染能力。

由表 7、表 8 可知,随着水的增加破乳电压略有

3 现场应用

3.1 强封堵油基钻井液现场配制

(1)油相配制:根据泥浆罐配制泥浆油水总体积量,按照配方设计计算柴油以及其他处理剂的加量,将柴油打入泥浆罐中,打开搅拌器进行搅拌,按照比例依次加入主乳化剂、辅乳化剂、润湿剂、降滤失剂、有机土和生石灰等化学处理剂,每种处理剂添加速度控制在2~3袋/min,每种物料加完后搅拌0.5~1 h,生石灰加完后搅拌2 h。

(2)油基钻井液密度调控:用配浆漏斗加入所需的重晶石,达到设计密度。配制过程中根据油基钻井液量及基液密度精确计算重晶石用量,并均匀搅拌。

(3)油水混合:根据油水室内研究的比例,将配置好的水溶液注入柴油中,加完后尽量长时间搅拌。并随时观察监测体系性能。

(4)封堵剂的加入:在油基钻井液正常开钻后,直接向井浆中均匀加入堵漏材料,控制在每5 min加入一袋(桶)。同时堵漏材料要交叉加入,避免一种堵漏材料加完之后加入另外一种。

3.2 强封堵油基钻井液现场维护

(1)密度控制。通过加入柴油降低密度、离心机除去固相降低其含量的方式降低密度。提高钻井液密度可以通过重晶石增加钻井液密度。

(2)流变性调控。①降低油水比,或者增加水溶液含量;通过加入增粘剂增大亲油增粘剂等亲油胶体的含量;加入重晶石等材料也可以增加切力,在采取上叙措施时,要及时加入乳化剂和润湿剂。②增大油水比,或者利用固控设备及时清除钻屑,可以有效降低切力。

(3)滤失量调控方法。滤失量增大,可能是油基钻井液的乳化稳定性受到破坏导致滤失量增大,通过及时补充乳化剂,可以有效提高井浆的稳定性。

(4)乳化稳定性调控。通过添加乳化剂和润湿剂调节油基钻井液的稳定性,并注意及时调整油水比,高油水比也可以增加油基钻井液乳化稳定性。

(5)碱度。石灰是主要调节油基钻井液碱度的材料,正常钻进过程中碱度控制在1.5~2.5,在钻井过程中,如果碱度降低需要及时补充石灰,保证碱度在正常范围内。

(6)油水比的调整。根据检测油水比情况进行调整。

(7)随着水平位移的增加,岩屑携带难度增加,可以通过补充提切剂进一步提高钻井液粘度和切力。为保证井眼清洁,可采取2柱一短起,4柱一长起的方式,保持井眼畅通。

(8)完钻前调整钻井液性能保持稳定,如有必要,可采取倒划眼的方式,确保完井作业的顺利实施。

3.3 应用效果

焦页200-1HF井于2017年2月16—23日期间共进行多次承压堵漏,累积漏失钻井液超过200 m³,延误了工期,造成了巨大的经济损失。

焦页195-1HF井通过使用强封堵油基钻井液体系,钻井过程中没有出现恶性漏失,通过与焦页200-1HF井对比缩短了工期11 d,节约了成本数百万,如表9所示。钻井过程中在4456 m龙马溪组出现一定的漏失,大约每小时漏失4 m³。通过增加

表9 焦页195-1井和焦页200-1井施工情况对比

井号	日期	密度/ (g· cm ⁻³)	φ ₆₀₀ / φ ₃₀₀	Gel/ (Pa/ Pa)	PV/ (mPa· s)	YP/ Pa	ES/ V	FL _{HTHP} / mL
焦 页 195 -1	2017-03-09	1.51	84/52	10/9	32	10.0	575	2.0
	2017-03-10	1.51	81/46	12/9	35	5.5	610	2.0
	2017-03-10	1.51	96/61	6/5.5	36	12.0	780	1.0
	2017-03-11	1.53	96/60	8/5.5	36	12.0	800	1.0
	2017-03-12	1.53	97/62	4.5/3	35	13.5	1000	2.0
	2017-03-13	1.53	110/70	9/7	40	15.0	980	2.0
	2017-03-14	1.53	111/70	9/6	41	14.5	989	2.0
	2017-03-15	1.53	101/65	11/7	36	14.5	1100	2.2
	2017-03-16	1.60	117/82	12/9	45	12.5	1243	2.0
	2017-03-17	1.60	106/69	10.5/8	38	15.0	1350	1.0
焦 页 200 -1	2017-03-18	1.66	108/69	19/15	39	15.0	1300	1.6
	2017-03-19	1.63	103/65	10/7	38	13.5	1200	3.0
	2017-03-20	1.65	106/67	9.5/6.5	39	14.0	1230	2.0
	2017-02-01	1.41	88/53	6/8	31	13.0	501	2.6
	2017-02-03	1.48	85/51	5/7.5	33	9.5	520	2.0
	2017-02-04	1.48	81/51	5/7.5	30	10.5	533	2.0
	2017-02-05	1.49	81/51	5/7.5	30	10.5	611	2.0
	2017-02-06	1.49	81/51	5/7.5	30	10.5	680	2.0
	2017-02-07	1.50	89/57	5.5/7.5	32	12.5	720	2.0
	2017-02-08	1.50	92/59	6/8	33	13.0	764	2.0
2017-02-09	1.50	92/59	5/8	33	12.0	788	2.0	
2017-02-10	1.50	88/60	6/7	32	12.0	797	2.0	
2017-02-11	1.53	90/57	6/8	33	12.0	820	2.0	
2017-02-12	1.51	97/62	6/8	35	12.0	833	2.0	
2017-02-13	1.51	96/61	6/9	35	13.0	866	2.0	
2017-02-14	1.51	96/61	6/9	35	13.0	870	2.0	
2017-02-15	1.53	96/61	4/8.5	35	13.0	888	2.0	
2017-02-16	1.53	96/61	4/8.5	35	13.0	901	2.0	
2017-02-23	1.53	85/52	4/8	35	13.0	905	2.0	

封堵剂的加量,得到了良好的封堵效果,阻止了漏失的发生。

强封堵油基钻井液体系在焦页 195-1HF 井的应用表明,强封堵油基钻井液体系成本降低显著,油水比控制在 70/30~80/20,破乳电压稳定在 500~1300 V,失水量控制 2 mL 以下,粘度和切力合适,粘度控制在 25~45 mPa·s,切力控制在 5~15 Pa,均符合设计要求,具有良好的应用效果。同时钻井过程中携岩效果好,每日进尺 200 多米,日消耗钻井液 10 m³ 左右;不仅降低了漏失风险,出现漏失时通过增加封堵剂的加量有效地预防了漏失,降低了漏失成本。

4 结论

(1)通过正交试验优化出了一套油基钻井液体系,通过添加一定比例的封堵剂形成了一套强封堵油基钻井液体系,该体系通过现场应用和邻井的对比体现了优异的性能。

(2)强封堵油基钻井液体系具有良好的流变性,润滑性能优异,抗污染效果好,破乳电压稳定且越用越好;高温高压失水量小,非常符合页岩气水平井的开采。

(3)应用强封堵油基钻井液,通过与焦页 200-1HF 井对比,强封堵油基钻井液有效地降低了施工工期 11 天,避免了恶性漏失,降低了数百万的成本。

(4)为了进一步降低页岩气开采成本,应该针对不同区块开展更多的关于油基钻井液堵漏的研

究,推进油基钻井液的快速发展,为页岩气的开采提供技术保障。

参考文献:

- [1] 张抗,谭云冬.世界页岩气资源潜力和开采现状及中国页岩气发展前景[J].当代石油石化,2009,17(3):9-12.
- [2] 张欢庆,周志世,刘锋报,等.白油基钻井液体系研究与应用[J].石油钻采工艺,2016,39(3):99-102.
- [3] 王中华.国内外油基钻井液研究与应用进展[J].断块油气田,2011,18(4):533-536.
- [4] 万绪新.渤海区块页岩油地层油基钻井液技术[J].石油钻探技术,2013,41(6):44-49.
- [5] 凡帆,王京光,蔺文洁.长宁区块页岩气水平井无土相油基钻井液技术[J].石油钻探技术,2016,44(5):34-38.
- [6] 林永学,王显光,李荣府.页岩气水平井低油水比油基钻井液研制及应用[J].石油钻探技术,2016,44(2):28-32.
- [7] 周峰,张华,李明宗,等.强封堵型无土相油基钻井液在四川页岩气井水平段中的应用[J].钻采工艺,2016,3(22):106-108.
- [8] 何恕,李胜,王显光,等.高性能油基钻井液的研制及在彭页 3HF 井的应用[J].钻井液与完井液,2013,30(5):1-4.
- [9] 王中华.页岩气水平井钻井液技术的难点及选用原则[J].中外能源,2012,17(4):43-45.
- [10] 姜政华,童胜宝,丁锦鹤.彭页 HF-1 页岩气水平井关键技术[J].石油钻探技术,2012,40(4):8-30.
- [11] 何振奎.泌页 HF1 井油基钻井液技术[J].石油钻探技术,2012,40(4):33-35.
- [12] 闫丰明,康毅力,孙凯,等.缝洞型碳酸盐岩储层暂堵性堵漏配方研究[J].石油钻探技术,2012,26(5):47-51.
- [13] 刘朝曦.基于正交试验设计的土壤种子库萌发影响因素优化研究[J].生态环境学报,2016,30(4):783-789.
- [14] 尚庆华,吴晓东,韩国庆,等.CO₂驱油井产能及影响因素敏感性分析[J].石油钻探技术,2011,39(1):83-87.