

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020050

长庆油田华 H50-7 井超长水平段钻井液技术

胡祖彪, 张建卿, 王清臣, 吴付频, 韩成福, 柳伟荣

(中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆钻井总公司, 陕西西安 710016)

摘 要: 长庆油田陇东地区华 H50-7 井是一口超长水平段水平井, 水平段长达 4 088.00 m, 钻遇泥岩层和断层, 钻进过程中降摩减阻困难、井眼清洁难度大、泥岩层防塌和断层防漏堵漏难度大。为此, 优选了水基钻井液, 并提高钻井液的润滑性和抑制性, 以降低摩阻和防止泥岩层坍塌; 针对不同漏失情况, 制定了相应的防漏堵漏技术措施, 以解决断层防漏堵漏问题。华 H50-7 井应用了优选的水基钻井液, 采取了制定的防漏堵漏技术, 钻井过程中钻井液的润滑性和抑制性稳定, 与使用原水基钻井液的邻井相比, 下放钻柱和套管时的摩阻降低显著, 发生井漏后均成功堵漏, 未出现井眼失稳问题。华 H50-7 井的顺利完钻表明, 优选水基钻井液、采取针对性防漏堵漏技术措施, 可以解决陇东地区超长水平段水平井钻进中托压严重、易井眼失稳、水平段地层造浆严重和水平段堵漏难度大的问题, 这也为将来钻更长水平段水平井积累了经验。

关键词: 水平井; 水基钻井液; 钻井液性能; 防漏; 堵漏; 井眼清洁; 华 H50-7 井; 长庆油田

中图分类号: TE254 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2020)04-0028-09

Drilling Fluid Technology for Ultra-Long Horizontal Section of Well Hua H50-7 in the Changqing Oilfield

HU Zubiao, ZHANG Jianqing, WANG Qingchen, WU Fuping, HAN Chengfu, LIU Weirong

(Changqing Drilling Corporation, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co. Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710016, China)

Abstract: Well Hua H50-7 is a horizontal well with an ultra-long horizontal section in Longdong area of Changqing Oilfield. The ultra-long horizontal section as well as the expected mudstone intervals and faults bring difficulties in resistance reduction, wellbore cleaning, prevention of the mudstone layer from collapsing and fault leakage prevention and plugging. The goal involves optimizing the water-based drilling fluid, the lubricity and inhibition of the water-based drilling fluid are improved to reduce friction and resistance and prevent the mudstone layer from collapsing. Different technical measures for leakage prevention and plugging were developed, depending on the severity of leakage to solve problems of fault leakage prevention and plugging. By applying the optimized water-based drilling fluid and adopting the developed leakage prevention and plugging technology, the drilling of Well Hua H50-7 had been smoothly completed. During the drilling process, the lubricity and inhibition of drilling fluid were stable. Compared with the adjacent wells using the original water-based drilling fluid, the resistance encountered in drilling string and casing running was significantly reduced. Lost circulations occurred were successfully plugged without the problem of borehole instability. The successful drilling of Well Hua H50-7 showed that by optimizing the formulation of water-based drilling fluid to improve its lubricity and inhibition, and adopting pertinent leakage prevention and plugging technologies, problems can be solved. Further, the problems involved in drilling the ultra-long horizontal sections of horizontal wells in Longdong Area, such as borehole instability, severe mud-making in the horizontal section, and difficulties in lost circulation control in the horizontal section could be solved effectively. At the same time, the successful completion of this well provided experience for drilling longer ultra-long horizontal section horizontal wells in the future.

Key words: horizontal well; water-based drilling fluid; drilling fluid performance; lost circulation control; plugging; hole cleaning; Well Hua H50-7; Changqing Oilfield

鄂尔多斯盆地长 7 段的页岩油主要分布在长 7₁ 和长 7₂ 亚段, 渗透率一般小于 0.3 mD, 为低孔—特低孔、特低渗—超低渗储层, 储层品位低、物性差、开采难度大, 采用常规开发技术无法获得工业油流, 采用超长水平段水平井才能获得较好的开发效

收稿日期: 2019-12-04; 改回日期: 2020-04-17。

作者简介: 胡祖彪(1969—), 男, 甘肃兰州人, 1991 年毕业于承德石油高等专科学校油田应用化学专业, 2010 年获西安石油大学石油工程专业学士学位, 高级工程师, 主要从事钻井液技术研究与管理工作。E-mail: zjs1huzubiao@cnpc.com.cn。

果。2019 年,长庆油田在鄂尔多斯盆地的陇东地区钻成了 78 口水平段长度超 1 500.00 m 的水平井。陇东地区水平井钻进过程中存在滑动钻进托压严重、易发生井眼失稳、水平段地层造浆严重、水平段堵漏难度大、施工后期摩阻扭矩大和钻进加压困难等技术难点^[1-2]。为验证超长水平段水平井的开发效果,探索动用水源保护区和林区地下页岩油的方法,长庆油田部署了超长水平段水平井华 H50-7 井,设计水平段长 4 000.00 m。目前,国内在钻水平段长度超过 3 000.00 m 的水平井时,为降低摩阻扭矩和保证井壁稳定,一般都使用油基钻井液^[3-5],但存在成本高、污染严重和钻屑不易处理等问题^[6-9]。因此,华 H50-7 井应用了水基钻井液钻进水平段,并采取超长水平段降摩减阻、水平段断层防漏堵漏、水平段泥岩稳定和窄密度窗口控制当量循环密度等配套技术措施,最终顺利完钻。该井实际完钻井深 6 266.00 m,水平段长 4 088.00 m,位垂比 2.21,钻井周期 77.25 d,创造了亚洲陆上最长水平段纪录。该井的顺利完钻,为更长水平段水平井高效钻进和同类页岩油的高效开发积累了经验。

1 华 H50-7 井概况

华 H50-7 井位于甘肃省华池县城壕乡境内,是一口三开井身结构的页岩油开发水平井。该井主要用来考察单井的产量提高幅度及投入产出比,目的层位为长 T_1 和长 T_2 亚段,设计完钻井深 6 216.00 m,设计水平段长 4 000.00 m,设计方位角 165° ,靶前距 399.00 m,偏移距 156.00 m,造斜点井深 450.00 m。该井实际入窗点井深 2 178.00 m,中靶垂深 1 976.00 m,实际完钻井深 6 266.00 m,水平段长 4 088.00 m。华 H50-7 井的实际井身结构如图 1 所示。

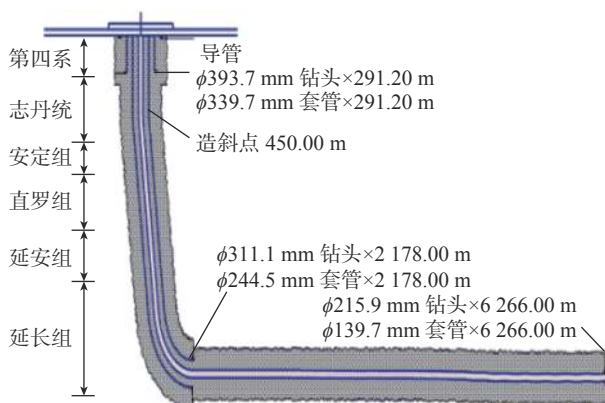


图 1 华 H50-7 井实际钻井身结构

Fig.1 Actual casing program of Well Hua H50-7

华 H50-7 井钻遇地层从上至下为第四系,白垩系环河组、华池组、洛河组,侏罗系安定组、直罗组、延安组和三叠系延长组。第四系为胶结疏松黄土层,胶结差,可钻性好,易漏、易坍塌。侏罗系安定组、直罗组和延安组为砂岩地层,埋藏浅,欠压实,易发生渗漏。三叠系延长组长 7 段为深灰色、灰黑色泥岩、页岩与灰色、灰绿色粉砂岩互层,易发生油气侵和垮塌。

2 钻井液技术难点

华 H50-7 井为三开井身结构水平井,一开和二开均使用成熟的钻井液体系钻进,技术难点较少,三开水平段主要钻井液技术难点为:1)水平段长,钻屑清除困难;2)水平段钻遇断层夹持地堑,易发生失返性漏失,堵漏及堵漏过程中钻具防卡难度大;3)长水平段降摩减阻困难,对水基钻井液的润滑性能要求高。

2.1 水平段井眼清洁难度大

由于华 H50-7 井水平段超长,靶点多,井眼轨迹不平滑,钻具与井壁间的间隙不稳定,钻井液迟到时间长,钻屑上返过程中与井壁、钻具碰撞的概率更大,影响钻屑行进轨迹和上返速度,更容易沉降;单根钻进开泵期间钻屑不能及时返至地面,测斜和接钻具期间钻屑易沉降^[10-14]。

2.2 水平段降摩减阻困难

水平段长度大,钻具与井壁接触面多,且长水平段携岩困难,易形成岩屑床,造成摩阻增大^[15-19]。与油基钻井液相比,水基钻井液润滑性差。对于性能相当的油基钻井液和水基钻井液,在相同条件下水基钻井液的润滑系数比油基钻井液大 65% 左右。堵漏时需要加入大量惰性固相,固相含量增加约 40%,进一步增大了摩阻。该井采用水基钻井液钻进,降摩减阻的难度非常大。

2.3 钻遇断层夹持地堑,易发生井漏和卡钻等井下故障

华 H50-7 井 2 716.00~3 215.00 m 井段钻遇断层夹持地堑,存在多处裂缝和破碎带,易发生恶性漏失和破碎带掉块卡钻等井下故障。长水平段堵漏风险大:1)堵漏时,水平井眼中近 3 000 m 长的钻具会长时间静止贴近下井壁,发生压差卡钻的风险高;2)漏失和堵漏期间钻井液性能波动大,井筒中的液面长时间约处于井深 480.00 m 处,从套管鞋到失返漏失点 3 000.00 m 长的水平段处于泥岩层中,防塌

难度大;3)地层“自呼吸”现象严重,堵漏效果差;4)钻至接近完钻井深时易发生漏失,已钻成的处于泥岩层的3 000.00 m长的水平段因处理漏失浸泡时间增长,泥岩段井壁保持稳定的难度大。

3 水基钻井液配方优化及性能评价

针对以上钻井液技术难点,考虑油基钻井液存在塑性黏度与当量循环密度高、切力偏低、携岩能力差、钻屑与钻井液后期处理难度大和成本高等问题,华H50-7井设计采用水基钻井液钻进。这就要求水基钻井液应具有更强的抑制性和润滑性、更好的携岩能力和更低的塑性黏度,以满足保障井壁稳定、清洁井眼、降摩减阻和防漏的需求^[20-22]。

3.1 关键处理剂优选

3.1.1 抑制剂

钻井液抑制性是保证钻进成功的重要因素,不仅关系到能否抑制钻屑水化和降低固相含量,还关系到能否抑制井壁泥岩水化、防止井壁坍塌等问题。因此,对CQFY-3(自行研制)、NaCl、KCl、HCOONa、HCOOK和CaCl₂等6种抑制剂的抑制性进行了试验评价,以优选抑制剂。

将CQFY-3和NaCl、KCl、HCOONa、HCOOK和CaCl₂等6种抑制剂配制不同质量分数的溶液,使用HD-3A型水分活度测定仪测量其水活度,结果见表1。

表1 不同质量分数抑制剂溶液的水活度
Table 1 Water activity of different inhibitor solutions

质量分数, %	水活度					
	CQFY-3	NaCl	KCl	HCOONa	HCOOK	CaCl ₂
10	0.917	0.931	0.942	0.941	0.957	0.942
15	0.864	0.898	0.908	0.929	0.932	0.908
20	0.711	0.868	0.898	0.912	0.904	0.899
25	0.696	0.835	0.883	0.8887	0.883	0.884
30	0.522	0.798	0.864	0.863	0.861	0.793

从表1可以看出,与邻井岩屑的水活度(测试结果为0.43~0.72)相比,CQFY-3的水活度和地层岩屑的水活度匹配度更好。

将邻井岩屑加入到质量分数为30%的CQFY-3、NaCl、KCl、HCOONa和HCOOK溶液中,测试岩屑的滚动回收率和加入岩屑后抑制剂溶液的表观黏度,计算表观黏度的上升率,结果见表2。

表2 岩屑在不同抑制剂溶液中的回收率
Table 2 Recovery rate of cuttings in different inhibitor solutions

抑制剂	岩屑回收率, %		表观黏度上升率, %
	一次	二次	
CQFY-3	56.46	41.78	12.57
NaCl	39.84	18.52	21.53
KCl	43.46	22.66	17.86
HCOONa	36.14	19.13	24.71
HCOOK	44.74	23.61	19.62

由表2可知,岩屑在质量分数为30%的CQFY-3溶液中的滚动回收率最高,且质量分数为30%的CQFY-3溶液在加入岩屑后表观黏度上升幅度最小,表明其抑制岩屑水化分散的能力最佳。

由以上性能评价结果可知,CQFY-3的水活度与地层的水活度匹配且抑制性最好,因此选用CQFY-3作为抑制剂。

3.1.2 增黏剂

为了提高钻屑清除效率和井眼净化能力,钻井液需具有较高的动塑比、低剪切速率黏度和低剪切速率切力LSYP(六速旋转黏度计3 r/min下的读数乘以2减去6 r/min下的读数),并且为了降低循环压耗,还需要尽可能降低塑性黏度,因此,基浆在加入增黏剂后要具有塑性黏度低、切力高的特性。对基浆(配方为20.0% CQFY-3+1.5% PAC-LV+0.5% BLA-MV+2.0% LG-130+1.0% 膨润土)加入复合增黏剂CQZN(自行研制)、XCD、PAC-HV和CMC-HV后的流变性进行了试验评价,结果见表3。

表3 加入不同增黏剂前后基浆的流变性能
Table 3 Rheological properties of base slurry before and after adding different tackifiers

配方	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	动塑比	φ6	φ3	LSYP
基浆	12	2.5	0.22	2	1	0
基浆+0.3% CQZN	14	8.0	0.57	7	6	5
基浆+0.3% XCD	17	8.0	0.47	6	4	2
基浆+0.3% PAC-HV	19	7.5	0.39	5	3	1
基浆+0.3% CMC-HV	19	6.0	0.31	3	2	1

从表3可以看出,基浆中加入复合增黏剂CQZN后的塑性黏度最低,低剪切速率切力最高,符合要求,因此选用复合增黏剂CQZN。

测试基浆中加入不同量复合增黏剂CQZN后的流变性,优选CQZN的最优加量,结果见表4。

表 4 加入不同量复合增黏剂 CQZN 后基浆的流变性
Table 4 Rheological properties of base slurry after adding different dosages of CQZN compound tackifier

CQZN加量, %	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比	φ6	φ3	LSYP
0	12	2.5	0.22	2	1	0
0.1	12	4.0	0.33	4	3	2
0.2	13	6.0	0.46	5	3	1
0.3	14	8.0	0.57	7	6	5
0.4	17	10.0	0.59	9	7	5

从表 4 可以看出, 随着复合增黏剂 CQZN 加量的增大, 基浆的动塑比和低剪切速率切力升高, 但当其加量增加到 0.3% 时, 升高幅度变小, 因此复合增黏剂 CQZN 的加量控制在 0.3% 左右。

3.1.3 润滑剂

长水平段水平井在钻井过程中的摩阻较大, 为降低摩阻, 要求所使用的钻井液具有良好的润滑性能, 这就需要选择性能优异的润滑剂。使用极限压力润滑仪和六速旋转黏度计, 测试基浆 (配方为 0.3% CQZN+20.0% CQFY-3+2.0% PAC-LV+1.0% BLA-MV+4.0% LG-130+2.0% 膨润土) 中加入润滑剂 A、B、C 和 D 前后的润滑系数和表观黏度, 并计算出基浆加入不同润滑剂后润滑系数的降低率, 结果见表 5。

表 5 加入不同润滑剂前后基浆的润滑系数降低率和表观黏度

Table 5 Lubricating coefficient reduction rate and apparent viscosity of base slurry before and after adding different lubricants

配方	润滑系数降低率, %	表观黏度/(mPa·s)
基浆		40.5
基浆+2%润滑剂A	16.13	40.0
基浆+4%润滑剂A	61.29	42.5
基浆+2%润滑剂B	-8.06	48.0
基浆+4%润滑剂B	11.29	48.5
基浆+2%润滑剂C	45.16	38.5
基浆+4%润滑剂C	55.65	41.0
基浆+2%润滑剂D	23.39	43.5
基浆+4%润滑剂D	47.58	45.5

从表 5 可以看出, 基浆中加入润滑剂 A 和 C 后的润滑系数降低率较大, 且黏度效应低。因此, 初选润滑剂 A 和 C, 并将其进行复配, 测试基浆加入按不同配比复配润滑剂后的润滑系数降低率和表观黏度, 结果见表 6。

表 6 加入复配润滑剂后基浆的润滑系数降低率和表观黏度
Table 6 Lubricating coefficient reduction rate and apparent viscosity of base slurry before and after adding compound lubricants

配方	润滑系数降低率, %	表观黏度/(mPa·s)
基浆		40.50
基浆+2%润滑剂A+4%润滑剂C	80.39	48.03
基浆+3%润滑剂A+3%润滑剂C	82.78	49.32
基浆+4%润滑剂A+2%润滑剂C	87.62	50.78

从表 6 可以看出, 基浆中加入 4% 润滑剂 A 和 2% 润滑剂后其润滑系数降低率最大, 黏度效应也不高。因此, 润滑剂选用 4% 润滑剂 A 和 2% 润滑剂 C 进行复配。

3.2 钻井液配方的确定及性能评价

3.2.1 钻井液配方的确定

通过优选关键处理剂并进行正交试验, 确定了水基钻井液的基本配方: 0.3% CQZN+1.5%~2.0% PAC-LV+0.5%~1.0% BLA-MV+2.0%~4.0% LG-130+20.0%~30.0% CQFY-3+4.0% 润滑剂 A+2.0% 润滑剂 C, 其主要性能为: 漏斗黏度 50~60 s, 密度 1.25~1.35 kg/L, API 滤失量 2~3 mL, 高温高压滤失量 6~10 mL, 塑性黏度 12~25 mPa·s, 动切力 7~14 Pa, 动塑比 0.5~0.7, 六速旋转黏度计 3 和 6 r/min 下的读数分别为 4~8 和 5~9, 低剪切速率切力 (LSYP) 3~7, 水活度 0.5~0.7。

试验结果表明, 优选的水基钻井液在不添加固相的情况下可将密度提高至 1.45 kg/L, 能满足钻遇高压层时加重压井的要求。

3.2.2 性能评价

测试优选水基钻井液的流变性能, 并与陇东地区页岩油水平井现用钻井液 (配方为 0.1%~0.2% CMC-HV+1.0%~2.0% 淀粉+2.0%~3.0% 沥青+3.0%~5.0% ZDS+10.0% CQFY-1+润滑剂+重晶石粉) 进行对比, 结果见表 7。

表 7 不同水基钻井液的流变性

Table 7 Rheological properties of different water-based drilling fluids

钻井液	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比	φ6	φ3	LSYP
优选	34	22	12	0.55	6	5	4
现用	34	26	8	0.31	3	2	1

从表 7 可以看出, 现用水基钻井液塑性黏度偏高, 不利于防漏, 动切力、动塑比和低剪切速率切力

(LSYP)都较低,不利于携砂和井眼清洁,在一定程度上能够满足水平段长度小于2 000.00 m水平井的施工要求,但不能满足超长水平段水平井的施工要求,优选水基钻井液在防漏(塑性黏度低)和井眼清洁(动切力、动塑比和LSYP高)等方面的表现均优于现用水基钻井液。

相较其他普通水平井,该井对钻井液抑制性要求更高,包括以下2方面:1)防塌。水平段长度超过4 000.00 m,施工周期长;断层发生漏失会导致钻井液性能波动大;发生失返性漏失时,会出现井筒内钻井液液面不在井口的现象,需要通过强化抑制性,以保持泥岩层水平段井壁的稳定。2)降低有害固相。钻井液只有具有优异的抑制性才能抑制泥页岩和钻屑水化分散,降低有害固相含量,从而降低摩阻。测试岩屑在优选水基钻井液和现用水基钻井液中的回收率、2种钻井液加入岩屑后的表观黏度及2种钻井液滤液的水活度,并计算2种钻井液加入岩屑后的表观黏度上升率,结果见表8。

表8 不同水基钻井液抑制性评价结果

Table 8 Appraisal results of inhibition of different water-based drilling fluids

钻井液	岩屑回收率, %		表观黏度上升率, %	滤液水活度
	一次	二次		
优选	98.64	76.82	6.53	0.5~0.7
现用	89.81	53.17	14.71	0.8~0.9

从表8可以看出,与现用水基钻井液相比,岩屑在优选水基钻井液中的滚动回收率更高,岩屑对其表观黏度影响小,优选水基钻井液滤液的水活度也和地层岩屑的水活度(0.43~0.72)更加匹配,更能满足该井防塌和抑制岩屑水化的要求。

根据陇东地区水平井钻井实践,考虑该井水平段超长和完钻井深较深,钻井周期可能较长,因此要求钻井液具有较强的抗污染能力。在优选水基钻井液和现用水基钻井液中分别加入5.0%黏土和5.0%钻屑,热滚48 h后测其表观黏度、塑性黏度和API滤失量,结果见表9。从表9可以看出,与现用水基钻井液相比,优选水基钻井液加入5.0%黏土和5.0%钻屑后,表观黏度和塑性黏度上升率低,滤失量波动小,表明其能满足4 000.00 m长水平段水平井的钻井要求。

由以上性能评价结果可知,与现用水基钻井液相比,优选水基钻井液在流变性、抑制性和抗污染等方面均表现出优异的性能,表明其能满足华H50-7井钻井对钻井液性能的需求。

表9 优选和现用水基钻井液抗污染性能评价结果

Table 9 Appraisal results of anti-pollution performance of different water-based drilling fluids

钻井液	条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	API滤失量/mL
优选	污染前	34	22	2.5
	污染后	37	25	3.0
现用	污染前	34	26	3.5
	污染后	40	31	5.0

4 防漏堵漏技术措施

陇东地区部分区域页岩油储层存在断层,如钻遇断层会发生漏速 $10\sim 30\text{ m}^3/\text{h}$ 的恶性漏失,甚至出现失返性漏失,由于漏层位于水平段,大多数发生恶性漏失的井无法成功堵漏,只能提前完钻。根据前期地震资料显示,华H50-7井水平段钻至距跟端3 000.00 m左右时可能会钻遇断层而发生漏失,为满足低固相、低摩阻的要求,降低堵漏期间发生卡钻的风险,只能选择柔性堵漏材料。

发生漏速小于 $10\text{ m}^3/\text{h}$ 的漏失时,采用随钻堵漏或者桥塞堵漏;发生漏速 $10\sim 20\text{ m}^3/\text{h}$ 的漏失时,采用桥塞堵漏和超分子凝胶堵漏液堵漏;发生漏速大于 $20\text{ m}^3/\text{h}$ 的漏失时,采用桥塞堵漏、超分子凝胶堵漏液和纤维可固化复合堵漏液的方法,进行复合堵漏。

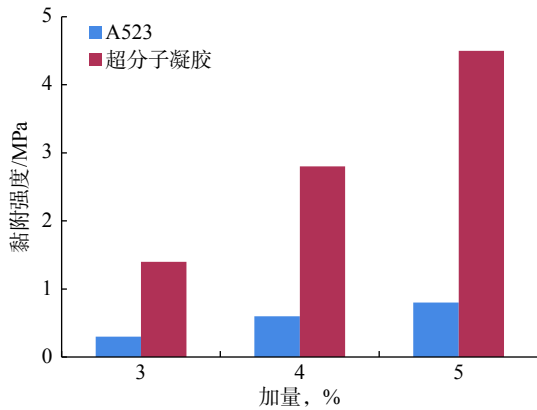
4.1 超分子凝胶性能评价

超分子凝胶是一种以带大量羟基的水溶性聚合物为主链,通过自由基接枝聚合反应将超分子特殊官能团接枝到聚合物侧链上、合成具有有序超分子结构,并在一定温度下形成网架结构的水溶性聚合物。它能够快速形成网架结构,在漏失层将周围介质胶结成牢固整体,用其配制的堵漏液能在控制的时间内在漏失层形成黏度、切力、弹性和静结构足够大的凝胶段塞,由于其具有极强的黏附能力,流动阻力非常高,可以抵抗外来力(漏失压差)的破坏,封堵漏层,解决了以前堵漏剂在漏层中停不住、易被水混合冲稀、难以滞留堆集在漏层入口附近和难以封堵漏失通道等问题。

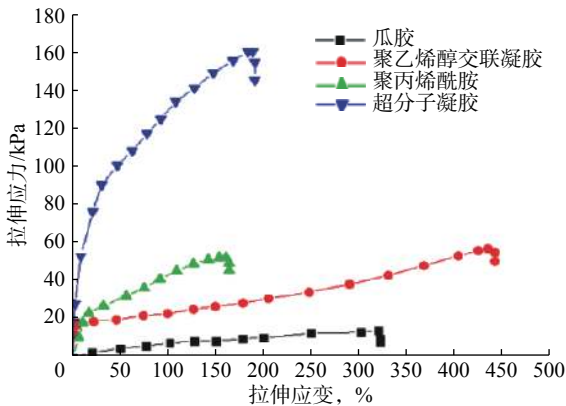
评价高分子聚合物类堵漏剂的主要指标是黏附能力和抗拉伸能力,黏附能力就是堵漏剂在漏层滞留的能力,抗拉伸能力就是形成的凝胶段塞具有的抗破坏能力,只有黏附能力和抗拉伸能力强的堵漏剂,才能获得更好的堵漏效果。

图2所示为超分子凝胶黏附能力和抗拉伸能力

的测试结果。从图 2 可以看出,随着超分子凝胶加量增大,其黏附强度由 1.4 MPa 增至 4.7 MPa,而聚丙烯酰胺凝胶 A523 的黏附强度只有 0.8 MPa。此外,超分子凝胶抗拉强度达 160 kPa,远大于瓜胶、聚乙烯醇凝胶和聚丙烯酰胺凝胶,更容易在漏层滞留形成凝胶段塞。



(a) 黏附强度测试结果



(b) 拉伸应力-拉伸应变曲线

图 2 超分子凝胶黏附能力和抗拉伸能力测试结果

Fig.2 Test results of adhesion and tensile strength of supramolecular gel

4.2 纤维可固化复合堵漏液性能评价

纤维可固化复合堵漏液 DLY-2 由不同粒径的支撑剂、有机纤维、降滤失剂、稳定剂和固化剂组成,具有密度低(1.22~1.38 kg/L)、抗压强度高(6 h 抗压强度 2~3 MPa, 10 h 抗压强度 ≥6 MPa)和稠度较高(初始稠度 ≥25 Bc)等特点,能够克服桥塞堵漏无法形成固化体、水泥浆堵漏固化体难以在漏层处停留等难点,特别适合漏层返吐严重和堵漏剂在漏层无法滞留的情况。

利用裂缝性漏层模型,在常温、压力 3 MPa 条件下评价纤维可固化复合堵漏液的堵漏效果,结果见表 10。从表 10 可以看出,纤维可固化复合堵漏液具有封堵不同宽度裂缝的能力,封堵承压能力 1.2~

6.2 MPa,说明通过调节纤维可固化复合堵漏液的密度,可使其具有足够的滞留能力,保证其在裂缝处固化,最终实现封堵裂缝提高地层承压能力的目的,能够满足华 H50-7 井封堵严重返吐恶性漏失的要求。

表 10 纤维可固化复合堵漏液堵漏效果评价结果

Table 10 Appraisal results of plugging effect of fiber curable composite plugging fluid

堵漏液密度/(kg·L ⁻¹)	承压能力/MPa		
	1 mm 裂缝	3 mm 裂缝	5 mm 裂缝
1.25	5.4	4.1	1.2
1.30	6.0	4.5	1.5
1.35	6.2	5.2	1.8

4.3 适当降低当量循环密度

“自呼吸”现象和循环压耗存在较大关系。循环压耗小,当量循环密度低,“自呼吸”就不发生或较为轻微,反之则严重。由于华 H50-7 井水平段长,环空压耗远大于普通水平井,因此要适当降低当量循环密度,以利于防漏和堵漏。

环空循环压耗的计算公式为:

$$p_c = \frac{7628\rho_d^{0.8}\mu_{pv}^{0.2}}{(d_h - d_p)^3(d_h + d_p)^{1.8}}L_p Q^{1.8} \quad (1)$$

式中: p_c 为循环压耗, MPa; L_p 为钻具长度, m; Q 为排量, L/s; ρ_d 为钻井液密度, kg/L; μ_{pv} 为钻井液的塑性黏度, mPa·s; d_h 为井眼直径, mm; d_p 为钻具外径, mm。

由式(1)可知,循环压耗与钻具长度、井眼直径、钻具外径以及钻井液的排量、密度和塑性黏度相关。在同一裸眼段,井眼直径和钻具外径为定值,钻井液的排量、密度和塑性黏度为影响环空压耗的因素,并且随着井深增大,环空压耗也相应增大。不同条件下、不同井深的循环压耗和相应当量循环密度的计算结果见表 11。

从表 11 可以看出,采用密度为 1.35 kg/L、塑性黏度为 30 mPa·s 的钻井液,以 33 L/s 的排量钻至井深 6 178.00 m(水平段长度 4 000.00 m)时的当量循环密度较井深 4 179.00(水平段长度 2 000.00 m)高 0.05 kg/L,大大增加了防漏堵漏的难度;钻井液密度由 1.35 kg/L 降至 1.25 kg/L、塑性黏度由 30 mPa·s 降至 22 mPa·s,排量由 33 L/s 降至 25 L/s,井深 6 178.00 m(水平段长度 4 000.00 m)处的当量循环密度降低 0.21 kg/L,可极大减缓“自呼吸”现象,防止井漏。因此,钻井过程中“自呼吸”严重时,可适当降低钻井液塑性黏度;在保证井壁稳定的前提下,适当

表 11 不同井深、水平段长度下的环空压耗和当量循环密度

Table 11 Annular pressure loss and equivalent circulation density at different well depths and horizontal section lengths

井深/m	水平段长度/m	环空循环压耗/MPa		当量循环密度/(kg·L ⁻¹)	
		条件1	条件2	条件1	条件2
2 178.00	0	2.405	1.293	1.47	1.32
2 678.00	500.00	2.641	1.421	1.49	1.32
3 178.00	1 000.00	2.877	1.548	1.50	1.33
3 678.00	1 500.00	3.113	1.676	1.51	1.34
4 179.00	2 000.00	3.439	1.803	1.53	1.34
4 678.00	2 500.00	3.585	1.931	1.54	1.35
5 178.00	3 000.00	3.821	2.058	1.55	1.36
5 678.00	3 500.00	4.057	2.186	1.56	1.36
6 178.00	4 000.00	4.294	2.314	1.58	1.37

注: 条件1是钻井液的密度为1.35 kg/L, 塑性黏度为30 mPa·s, 排量为33 L/s; 条件2是钻井液的密度为1.25 kg/L, 塑性黏度为22 mPa·s, 排量为25 L/s。

降低钻井液密度; 在保证井眼清洁的情况下, 适当降低排量, 以降低当量循环密度。

表 12 水平段不同井段的钻井液性能

Table 12 Drilling fluid properties in different horizontal hole sections

井深/m	漏斗黏度/s	密度/(kg·L ⁻¹)	API滤失量/mL	动切力/Pa	动塑比	φ6	φ3	LSYP	水活度
2 178.00~3 678.00	52~55	1.25~1.30	3	7~8	0.50~0.60	5	4	3	0.65
3 678.00~4 900.00	55~60	1.30~1.33	3	9~10	0.50~0.60	7	6	5	0.59
4 900.00~5 642.00	47~52	1.23~1.24	4	5~6	0.40~0.45	4	3	2	0.67
5 642.00~6 266.00	55~62	1.23~1.24	2	10~12	0.50~0.60	9	8	7	0.62

5.2 效果评价

5.2.1 降摩减阻效果显著

华 H50-7 井水平段虽然多次调整井眼轨迹、发生井漏, 但摩阻整体较小, 随着水平段长度增长呈平缓上升趋势, 与未应用优选水基钻井液的 2 口水平段长 3 000.00 m 的水平井相比, 摩阻大幅降低(见图 3), 其主要原因是优化水基钻井液的固相含量和含砂量较低, 润滑性能较好。

5.2.2 抑制性能强, 井壁稳定

图 4 和图 5 分别为华 H50-7 井与 2 口邻井水平段钻井液的固相含量和膨润土含量(MBT)。从图 4、图 5 可以看出, 与邻井相比, 华 H50-7 井水平段钻进过程中钻井液的固相含量和 MBT 均处于较低水平, 说明优选水基钻井液的抑制性较强。钻井液较

5 现场施工

5.1 施工概况

华 H50-7 井水平段按照“低黏、高切、高动塑比”的原则控制钻井液性能, 前期控制漏斗黏度低于 55 s, 动切力大于 7 Pa, 动塑比在 0.5~0.6。钻遇灰色泥岩时, 将 LG-130 的加量提高到 3.0% 左右, 改善滤饼的封堵性; CQFY-3 的加量提高到 25.0% 左右, 适当降低钻井液滤液的水活度。钻遇黑色泥岩和炭质泥岩时, LG-130 的加量控制在 4.0% 左右, 强化滤饼的封堵性, CQFY-3 的加量控制在 30.0% 左右, 进一步降低钻井液滤液的水活度, 同时控制 API 滤失量低于 3.0 mL。钻遇漏层后适当降低水力参数, 以控制循环压耗, 降低当量循环密度。

该井长 989.00 m 的水平段在泥岩层中, 其中 167.00 m 在碳质泥岩中, 调整井眼轨迹 28 次, 垂深波动幅度 13.00 m; 水平段钻进过程中发生 3 次漏速较快的漏失, 其中 1 次是失返性漏失, 钻井期间井壁稳定、起下钻无遇阻, 套管一次下入到底, 最终顺利完井。水平段不同井段的钻井液性能见表 12。

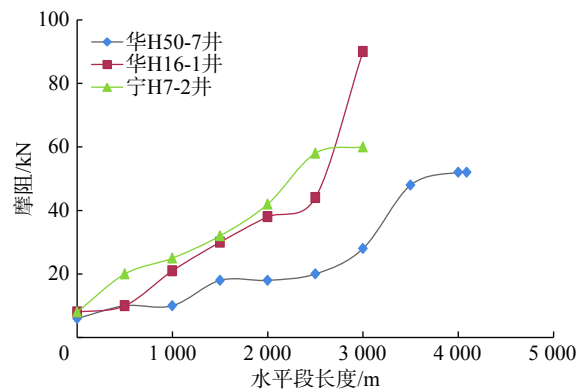


图 3 华 H50-7 井和邻井的水平段钻具下放摩阻
Fig. 3 RIH frictions in horizontal sections of Well Hua H50-7 and adjacent wells

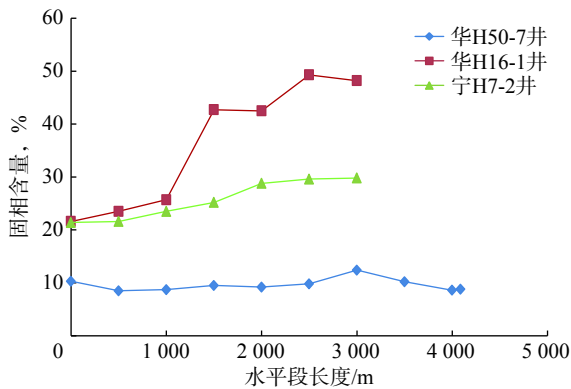


图 4 华 H50-7 井和邻井的水平段钻井液固相含量

Fig. 4 Solid content of drilling fluid in horizontal sections of Well Hua H50-7 and adjacent wells

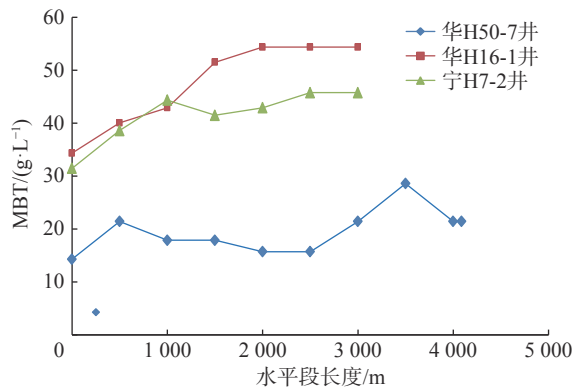


图 5 华 H50-7 井和邻井的水平段钻井液 MBT

Fig. 5 MBT of drilling fluids in horizontal sections of Well Hua H50-7 and adjacent wells

强的抑制性保证了井壁稳定,水平段钻进过程中未出现井壁坍塌掉块的情况,处于泥岩层 989.00 m 长的水平段在钻进过程中浸泡时间超过 40 d,也未出现井壁失稳现象;发生失返性漏失后,井筒内液面在井深 480.00 m 附近维持近 70 h,泥岩段仍保持稳定;每次起下钻均顺利,未出现遇阻现象。

5.2.3 断层堵漏效果较好

旋转导向电阻率数据显示在 4 875.30~4 935.80、4 970.50~4 990.40 和 5 165.20~5 175.80 m 井段及井深 5 391.00 m 附近发育有明显的裂缝,钻至井深 4 888.60, 5 165.10 和 5 391.70 m 处发生较严重漏失。

钻至井深 4 888.60 m(水平段 2 709.60 m 处)发生漏速 15 m³/h 的漏失,使用超分子凝胶堵漏液堵漏成功。钻至井深 5 165.10m(水平段 2 987.10 m 处)发生漏速 25 m³/h 的漏失,使用桥塞堵漏将漏速降至 3 m³/h 左右,然后采用随钻堵漏继续进行钻进。钻至井深 5 391.70 m(水平段 3 213.70 m 处)时发生失返性漏失,并伴有放空、蹩跳钻现象,在 2 次桥塞

堵漏和 2 次超分子凝胶堵漏液堵漏无效的情况下,使用纤维可固化复合堵漏液进行堵漏成功,堵漏期间未发生钻具黏卡、起下钻遇阻现象。

5.2.4 当量循环密度控制效果明显

由于华 H50-7 井水平段较长,循环压耗远远大于常规水平井,“自呼吸”现象也就更明显。在满足井下安全的基础上,通过适当降低钻井液的排量、密度和塑性黏度,漏失速度明显降低,保证了最后 500.00 m 水平段的顺利钻进。完钻后小排量循环,将钻井液密度提高至 1.30 kg/L,以补偿部分当量循环密度,保证了完井作业期间井壁稳定。

6 结论与建议

1)通过优选水基钻井液,采取配套防漏堵漏技术,顺利钻成了水平段长 4 088.00 m 的华 H50-7 井。

2)优选的水基钻井液具有良好抑制性、润滑性、井眼清洁能力和更低的塑性黏度,能满足超长水平段水平井对钻井液的要求。

3)华 H50-7 井的顺利完钻,说明通过优化水基钻井液性能,采取适当的技术措施,可以用水基钻井液替代油基钻井液钻长水平段水平井。同时,该井的成功钻进,为将来钻更长超长水平段水平井和有效开发同类页岩油积累了经验。

4)为提高长水平段的防漏堵漏效果,建议根据钻遇地层的特性,再研究制定更具针对性的防漏堵漏技术措施。

参 考 文 献

References

- [1] 王万庆. 陇东气田水平井钻井技术 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(2): 15-19.
WANG Wanqing. Horizontal drilling techniques in Longdong Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(2): 15-19.
- [2] 柳伟荣, 倪华峰, 王学枫, 等. 长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井技术 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(1): 9-14.
LIU Weirong, NI Huafeng, WANG Xuefeng, et al. Shale oil horizontal drilling technology with super-long horizontal laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 9-14.
- [3] 于洋飞, 杨光, 陈涛, 等. 新疆玛湖区块 2 000 m 长水平段水平井钻井技术 [J]. 断块油气田, 2017, 24(5): 727-730.
YU Yangfei, YANG Guang, CHEN Tao, et al. Drilling technology of 2 km-long horizontal section in Mahu Block, Xinjiang Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(5): 727-730.
- [4] 王建华, 张家旗, 谢盛, 等. 页岩气油基钻井液体系性能评估及对策 [J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(5): 555-559.
WANG Jianhua, ZHANG Jiaqi, XIE Sheng, et al. Evaluation and

- improvement of the performance of oil base drilling fluids for shale gas drilling[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2019, 36(5): 555-559.
- [5] 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): 28-33.
LIN Yongxue, WANG Xianguang, LI Rongfu. Development of oil-based drilling fluid with low oil-water ratio and its application to drilling horizontal shale gas wells[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(2): 28-33.
- [6] 陈庚绪, 刘奥, 王茜, 等. 适用于页岩气井的强抑制防塌高性能水基钻井液体系[J]. *断块油气田*, 2018, 25(4): 529-532.
CHEN Gengxu, LIU Ao, WANG Qian, et al. High inhibition and anti-sloughing water-based drilling fluid system for shale gas horizontal wells[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2018, 25(4): 529-532.
- [7] 侯杰, 刘永贵, 李海. 高性能水基钻井液在大庆油田致密油藏水平井中的应用[J]. *石油钻探技术*, 2015, 43(4): 59-65.
HOU Jie, LIU Yonggui, LI Hai. Application of high-performance water-based drilling fluid for horizontal wells in tight reservoirs of Daqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(4): 59-65.
- [8] 林永学, 甄剑武. 威远区块深层页岩气水平井水基钻井液技术[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(2): 21-27.
LIN Yongxue, ZHEN Jianwu. Water based drilling fluid technology for deep shale gas horizontal wells in Block Weiyuan[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(2): 21-27.
- [9] 汪露, 王伟志, 杨中强. 塔河油田钻井液固相控制技术[J]. *钻采工艺*, 2015, 38(6): 102-104.
WANG Lu, WANG Weizhi, YANG Zhongqiang. Solid phase control technology of drilling fluid in Tahe Oilfield[J]. *Drilling & Production Technology*, 2015, 38(6): 102-104.
- [10] 刘永贵. 大庆致密油藏水平井高性能水基钻井液优化与应用[J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(5): 35-39.
LIU Yonggui. Optimization and application of high performance Water-Based drilling fluid for horizontal wells in Daqing tight oil reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(5): 35-39.
- [11] 王长宁, 崔贵涛, 李宝军, 等. 厄瓜多尔 TARAPOA 区块水平井钻井液关键技术[J]. *钻采工艺*, 2017, 40(6): 87-89.
WANG Changning, CUI Guitao, LI Baojun, et al. Key technology of drilling fluid for horizontal well in TARAPOA Block, Ecuador[J]. *Drilling & Production Technology*, 2017, 40(6): 87-89.
- [12] 肖金裕, 杨兰平, 李茂森, 等. 有机盐聚合醇钻井液在页岩气井中的应用[J]. *钻井液与完井液*, 2011, 28(6): 21-23.
XIAO Jinyu, YANG Lanping, LI Maosen, et al. Application of organic salt polyol drilling fluid in shale gas wells[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2011, 28(6): 21-23.
- [13] 汪露, 王鹏, 王伟志, 等. 对塔河油田井眼净化和井壁稳定的几点认识[J]. *钻采工艺*, 2018, 41(5): 116-119.
WANG Lu, WANG Peng, WANG Weizhi, et al. Some knowledge on wellbore purification and wellbore stability in Tahe Oilfield[J]. *Drilling & Production Technology*, 2018, 41(5): 116-119.
- [14] 李明, 汪志明, 郝炳英, 等. 钻柱旋转对大位移井井眼净化影响规律的研究[J]. *石油机械*, 2009, 37(12): 34-37.
LI Ming, WANG Zhiming, HAO Bingying, et al. Study on the effect of drillstring rotation on wellbore purification in extended reach wells[J]. *China Petroleum Machinery*, 2009, 37(12): 34-37.
- [15] 汪志明, 郭晓乐, 张松杰, 等. 南海流花超大位移井井眼净化技术[J]. *石油钻采工艺*, 2006, 28(1): 4-8.
WANG Zhiming, GUO Xiaole, ZHANG Songjie, et al. Borehole cleaning technology for mega-extended-reach wells at Liuhua Field in South China Sea[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2006, 28(1): 4-8.
- [16] 罗显尧. 孤岛地区水平井摩阻分析与减摩技术研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2010: 34-36.
LUO Xianyao. Friction analysis and friction reduction technology of horizontal wells in Gudao area[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2010: 34-36.
- [17] 魏昱, 白龙, 王骁男. 川深1井钻井液关键技术[J]. *钻井液与完井液*, 2019, 36(2): 194-201.
WEI Yu, BAI Long, WANG Xiaonan. Key technologies of drilling fluid in Chuanshen 1 Well[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2019, 36(2): 194-201.
- [18] 刘清友, 敬俊, 祝效华. 长水平段水平井钻进摩阻控制[J]. *石油钻采工艺*, 2016, 38(1): 18-22.
LIU Qingyou, JING Jun, ZHU Xiaohua. Control of friction resistance in drilling of horizontal well with long horizontal section[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2016, 38(1): 18-22.
- [19] 路宗羽, 赵飞, 雷鸣, 等. 新疆玛湖油田砂砾岩致密油水平井钻井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(2): 9-14.
LU Zongyu, ZHAO Fei, LEI Ming, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in glutenite tight oil reservoirs in the Mahu oilfield of Xinjiang[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(2): 9-14.
- [20] 孔勇, 杨小华, 徐江, 等. 抗高温强封堵防塌钻井液体系研究与应用[J]. *钻井液与完井液*, 2016, 33(6): 17-22.
KONG Yong, YANG Xiaohua, XU Jiang, et al. Study and application of a high temperature drilling fluid with strong plugging capacity[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2016, 33(6): 17-22.
- [21] 林四元, 张杰, 韩成, 等. 东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(5): 17-21.
LIN Siyuan, ZHANG Jie, HAN Cheng, et al. Key technology for horizontal well of extended reach drilling in the shallow reservoirs of the Dongfang Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 17-21.
- [22] 王建龙, 齐昌利, 柳鹤, 等. 沧东凹陷致密油气藏水平井钻井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(5): 11-16.
WANG Jianlong, QI Changli, LIU He, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in tight oil and gas reservoirs in the Cangdong Sag[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 11-16.

[编辑 刘文臣]