

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201706008

辽河油田无固相强抑制水基钻井液技术

吴 爽

(中国石油辽河油田分公司冷家油田开发公司, 辽宁盘锦 124010)

摘 要:为解决辽河油田低渗透储层保护难度大、钻井故障发生概率高等问题,以卤水为分散相,通过优选核心处理剂,形成了无固相强抑制水基钻井液。室内性能评价表明:该钻井液能抗高温 180 ℃ 和 25% 钻屑;抑制性能好,岩屑滚动回收率达 98.7%;对储层伤害小,岩心渗透率恢复率大于 90%;能封堵 0.1~0.3 mm 裂缝,具有较高的承压能力和抗返排能力。该钻井液在辽河油田在坨 62 井三开低渗透储层钻进过程中进行了现场试验,该井三开井段井径规则,未发生井下故障;与邻井相比,机械钻速和产油量高,表皮系数低。这表明,无固相强抑制水基钻井液能满足辽河油田低渗透储层安全钻进和储层保护的要求,具有推广应用价值。

关键词:低渗透储集层;水基钻井液;钻井液性能;无固相钻井液;防止地层伤害;坨 62 井;辽河油田

中图分类号:TE254.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2017)06-0042-07

Solid-Free and Strongly Inhibitive Water-Based Drilling Fluid in the Liaohe Oilfield

WU Shuang

(Lengjia Oilfield Development Company, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning, 124010, China)

Abstract: Solid-free strongly inhibitive water-based drilling fluid has been developed by optimizing the key processing agents that take in brine in a dispersion phase. This innovative drilling fluid can effectively eliminate problems, and can protect low-permeability reservoirs and reduce the high frequency of drilling troubles in the Liaohe Oilfield. An indoor performance evaluation showed that newly-developed drilling fluid can provide outstanding inhibition performances, with a rolling cutting recovery rate of 98.7%, and which contains drilling cuttings up to 25% and temperature resistant up to 180 ℃. There are mild damages to the reservoir. The core permeability recovery rates are over 90%, which can effectively plug fractures of 0.1 to 0.3 mm, with high pressure bearing capacity and anti-flowback ability. The drilling fluid was used in the third phase drilling in the Well Tuo-62 in the Liaohe Oilfield, and achieved a regular borehole size without any down-hole trouble. Compared with offset wells, the well has high ROP and oil production, and possesses low skin factors. Research results indicated that the solid-free strongly inhibitive water-based drilling fluid can effectively meet the demands of drilling operations for low-permeability formations in the Liaohe Oilfield, which can be popularized and applied widely in the future.

Key words: low-permeability reservoir; water-based drilling fluid; properties of drilling fluid; solid-free drilling fluid; formation damage protection; Well Tuo-62; Liaohe Oilfield

随着开发程度的提高和开发技术的不断进步,高效开发低渗透油藏对老油田持续、稳定发展具有重要意义^[1]。辽河油田低渗透油藏储量丰富,但主要分布于埋藏较深、构造复杂的古近系沙河街组的沙三段和沙四段,其岩性主要为灰色、深灰色硬脆性泥页岩夹浅灰色砂砾岩、细砂岩。硬脆性泥页岩微裂缝隙、层理发育,钻井过程中易发生缩径、坍塌掉块等井壁失稳问题;低渗透地层还具有较强的水敏性,极易因外来流体侵入导致黏土矿物水化膨胀堵

塞孔隙。此外,由于低渗透储层孔吼细小,水锁对其损害程度极其严重^[2-4]。钻进低渗透地层时,常用常

收稿日期:2017-05-18; **改回日期:**2017-10-25。

作者简介:吴爽(1969—),男,黑龙江泰来人,1993年毕业于西南石油学院钻井工程专业,2002年获中国地质大学(武汉)石油与天然气开发专业硕士学位,高级工程师,主要从事钻井液管理和储层损害诊断与保护等方面的研究工作。E-mail: wushuang-ld@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“深井超深井优质钻井液与固井完井技术研究”(编号:2016ZX05020-004)部分研究内容。

规无固相淡水钻井液、有机硅聚磺钻井液和油基钻井液,但常规无固相淡水钻井液的抑制性能相对较差,密度可调节范围有限;有机硅聚磺钻井液的抑制性不足,且会严重伤害储层;油基钻井液虽然能很好地稳定井壁和保护储层,但是成本高、废弃物处理难度大等。为降低钻进低渗透地层井下故障的发生概率和有效保护油气层,笔者以卤水为基液,通过优选聚胺抑制剂、油层保护剂和防水锁剂等关键处理剂,形成了适合该油田低渗透油藏开发的无固相强抑制水基钻井液,并在坨 62 井低渗透储层钻进中进行了试验,与邻井相比,井径扩大率和表皮系数大幅降低,产油量大幅升高。

1 无固相强抑制水基钻井液配方优选

卤水无固相钻井液密度可调范围大,抗污染能力强,能有效抑制储层中黏土矿物水化,最大限度地减少固相侵入储层。聚胺钻井液是一类在水基钻井液中加入聚胺抑制剂而得到的具有代替油基钻井液潜力的高性能水基钻井液,其抑制性能强,且具有抑制作用平缓而长效、生物毒性小、环境相容性好的特点^[5-8]。因此,笔者拟将卤水无固相钻井液和聚胺钻井液的优点结合在一起,以卤水为分散相,通过加入聚胺抑制剂、油层保护剂、防水锁剂及其他处理剂形成无固相强抑制水基钻井液,以满足辽河油田低渗透储层安全钻进及储层保护的要求。

1.1 关键处理剂的优选

1.1.1 聚胺抑制剂优选

卤水为海水制盐后的母液,其主要成分有 $MgCl_2$ 、 $CaSO_4$ 、 $CaCl_2$ 及 $NaCl$ 等多种盐类物质,密度为 1.25 kg/L 。以 400 mL 卤水 + $0.40\% Na_2CO_3$ + $0.20\% NaOH$ + $0.60\% PAC-LV$ + $0.15\% XC$ + $6.00\% KCl$ 为基浆 1,分别加入 4 g DEP-1 , $Ultra-hib$ 和 $SDJA$ 等 3 种聚胺抑制剂,然后加入 20 g 膨润土,在室温($20\text{ }^{\circ}\text{C}$)下测试基浆 1 的流变性,结果见表 1。

由表 1 可以看出,3 种聚胺抑制剂都能抑制膨润土造浆,但是 $DEP-1$ 抑制膨润土造浆的性能相对较差, $SDJA$ 与 $Ultra-hib$ 相当,不过 $Ultra-hib$ 在配制钻井液高速搅拌时起泡严重,而且价格高,因此选择 $SDJA$ 作为无固相强抑制水基钻井液的抑制剂。

表 1 不同抑制剂对基浆 1 流变性的影响

Table 1 Impacts of different inhibitors on rheological properties of base fluid 1

配方	表观黏度/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	塑性黏度/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	动切力/ Pa	静切力/ Pa
基浆 1	17.0	12	5.0	1.0/1.5
基浆 1+ 20 g 膨润土	30.0	21	9.0	3.0/5.0
基浆 1+ 4 g DEP-1+20 g 膨润土	25.0	18	7.0	2.0/4.0
基浆 1+ 4 g Ultrahib+20 g 膨润土	19.5	14	5.5	1.0/1.5
基浆 1+ 4 g SDJA+20 g 膨润土	18.0	13	5.0	1.0/1.5

1.1.2 油层保护剂优选

在基浆 1 中加入 1.00% $SDJA$,配制成基浆 2,然后分别加入纳米乳液 $SD-NR$ 、聚合物类封堵剂 $YDW-1$ 和油层保护剂 $HY-268$ 以及两两复配后的试剂,采用 71 型高温高压滤失量测定仪测定基浆 2 的高温高压滤失量(V_{fthp}),测完高温高压滤失量后,倒出加温罐中的基浆 2,再在加温罐中加入 $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ 热水,测定 30 min 高温高压渗透滤失量($V_{fthp,p}$),再以同样方法分别测定高温高压砂床滤失量(V_{fshthp})和高温高压砂床渗透滤失量($V_{fshthp,p}$),结果见表 2。

表 2 基浆 2 中加入不同油层保护剂后的滤失量

Table 2 Filtration losses of base fluid 2 after adding different plugging agents

配方	$V_{fthp}/$ mL	$V_{fthp,p}/$ mL	$V_{fshthp}/$ mL	$V_{fshthp,p}/$ mL
基浆 2	70.4	86.8	145.0	全失
基浆 2+ 4%SD-NR	17.8	23.4	19.6	16.8
基浆 2+ 4% YDW-1	22.2	33.2	29.2	18.4
基浆 2+ 4%HY-268	18.2	21.8	17.6	16.6
基浆 2+ 2%SD-NR+2%YDW-1	10.2	12.6	14.6	11.8
基浆 2+ 2%SD-NR+2%HY-268	7.4	8.6	9.4	9.0
基浆 2+ 2% HY-268+2%YDW-1	12.8	14.2	15.6	14.8

注:测试条件为 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 3.5 MPa 。

由表 2 可知,纳米乳液 $SD-NR$ 和油层保护剂 $HY-268$ 复配加入基浆 2 后的滤失量及砂床滤失量最低,说明二者复配封堵效果最好。其原因是二者复配能起到协同封堵的效果:首先纳米乳液亲水基与裂缝孔隙接触,增大流动阻力,提高封堵剂的

滞留能力,油层保护剂在孔隙或裂缝处不断累积形成足够强度的堆积体;接着纳米乳液亲水基吸附在井筒周围,憎水基朝向钻井液,形成一层致密有韧性的薄膜,延缓钻井液滤液向岩样内部渗滤。因此,将SD-NR和HY-268复配作为无固相强抑制水基钻井液的油层保护剂。

1.1.3 防水锁剂优选

采用LYJZ-600全自动界面张力测定仪,在室温下测定煤油溶液分别加入SLF、ASN和FCS等3种常用防水锁剂后的油水界面张力变化情况,结果如图1所示。

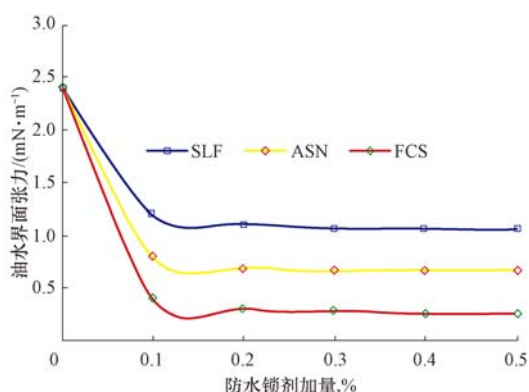


图1 油水界面张力与防水锁剂加量的关系

Fig. 1 Relationship between oil water interfacial tension and adding volume of waterproof lock agent

从图1可以看出,3种防水锁剂添加到煤油后,油水界面张力均有所降低,其中FCS降低油水界面张力的优势明显,能较大程度地减弱毛细管压力,故选择FCS作为无固相强抑制水基钻井液的防水锁剂。

1.2 无固相强抑制水基钻井液配方

针对辽河油田低渗透油藏的地质特点,为满足钻井施工对钻井液的要求,经过优选关键处理剂,最终形成了密度为1.05~1.50 kg/L的无固相强抑制水基钻井液,其基本配方为:卤水+0.1%~0.2% NaOH+0.2%~0.5% Na₂CO₃+1.5%~2.0%抗盐降滤失剂YLJ-1+1.5%~3.0%纳米乳液SD-NR+0.1%~0.2%黄原胶XC+1.0%~2.0%聚胺抑制剂SDJA+1.5%~2.0%油层保护剂HY-268+0.5%~1.0%防水锁剂FCS+5.0%~8.0%KCl+2.0%~5.0%极压润滑剂SD-505+复合盐密度调节剂。

2 无固相强抑制水基钻井液性能评价

2.1 基本性能

测试无固相强抑制水基钻井液老化前后的基本性能,结果见表3。

表3 无固相强抑制水基钻井液的基本性能

Table 3 Basic properties of solids-free and strongly inhibitive water-based drilling fluid

密度/ (kg·L ⁻¹)	试验条件	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	静切力/Pa		流性指数	稠度系数/ (mPa·s ⁿ)	API滤失量/ mL	高温高压 滤失量/mL
				初切	终切				
1.05	老化前	18	7.0	2.0	3.0	0.64	295	2.4	6.8
	老化后	17	6.5	1.5	2.0	0.65	270	2.2	6.2
1.25	老化前	23	9.5	2.5	4.0	0.63	422	2.6	6.6
	老化后	21	8.0	2.0	3.0	0.65	331	2.6	6.4
1.35	老化前	25	12.0	3.0	5.0	0.62	517	2.8	6.8
	老化后	25	11.0	2.5	4.0	0.64	432	2.6	6.4
1.50	老化前	28	12.0	3.5	6.0	0.62	551	2.8	6.8
	老化后	26	10.5	3.0	5.5	0.64	457	3.0	6.8

注:老化条件为150℃下滚动16h,测试条件为室温(20℃)。

由表3可知,无固相强抑制水基钻井液老化前后的黏度和切力适中,滤失量低,而且流变性不随密度变化发生较大波动。分析认为,其原因是在无固相强抑制钻井液所用的加重剂是可溶解的复合盐,其加量对钻井液流变性的影响相对较小。

2.2 耐温性能

将密度为1.35 kg/L的无固相强抑制水基钻井液分别在不同温度下热滚16h,测定老化后钻井液的流变性和高温高压滤失量,结果见表4。

表 4 无固相强抑制水基钻井液的耐温性能

Table 4 High temperature resistance of solid-free and strong-ly inhibitive water-based drilling fluid

温度/ ℃	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	静切力/ Pa	流性 指数	稠度 系数/ (mPa·s ⁿ)	高温高压 滤失量/ mL
20	27	12.0	3.0/5.0	0.61	570	6.2
90	27	11.0	3.0/5.0	0.63	483	6.4
120	25	9.5	2.5/4.0	0.65	392	6.8
150	20	8.0	2.5/4.0	0.64	345	7.4
180	18	6.0	2.0/3.0	0.68	223	8.8

由表 4 可知,在温度不高于 180 ℃ 时,密度 1.35 kg/L 的无固相强抑制水基钻井液始终保持适中的黏度,且切力和滤失量较低,说明该钻井液具有良好的高温稳定性^[9-11]。辽河油田低渗储层埋深均在 4 000 m 以浅,地温梯度约为 3 ℃/100m,无固相强抑制水基钻井液的耐温性能完全满足耐温要求。

2.3 抑制性能

将取自辽河油田大民屯凹陷沙四段下亚段油页岩屑过 100 目筛,分别放在油基钻井液、有机硅钻井液及无固相强抑制水基钻井液中,然后用 CST 毛细吸水时间测定仪测试钻井液滤液的毛细吸水时间(CST),并测试 150 ℃ 下滚动 16 h 后岩屑的回收率,结果见表 5。

表 5 3 种钻井液的抑制性

Table 5 Inhibition performances of three different drilling fluids

钻井液	密度/ (kg·L ⁻¹)	CST/ s	回收率, %
油基钻井液	1.35	89.4	99.5
有机硅钻井液	1.33	115.7	90.4
无固相强抑制水基钻井液	1.32	90.6	98.9

由表 5 可知,油基钻井液的毛细吸水时间最短和回收率最高,而毛细吸水时间越短,回收率越高,表明钻井液抑制岩屑水化分散的能力越强^[12],无固相强抑制水基钻井液的毛细吸水时间和回收率与油基钻井液相当,这表明无固相强抑制水基钻井液抑制岩屑水化分散的能力与油基钻井液相当。

采用页岩膨胀仪测试页岩在上述 3 种钻井液中的线性膨胀率,结果如图 2 所示。

从图 2 可以看出,页岩在无固相强抑制水基钻井液的线性膨胀率与其在油基钻井液中的线性膨胀率相差很小,说明其抑制页岩水化膨胀的能力与油基钻井液相当。

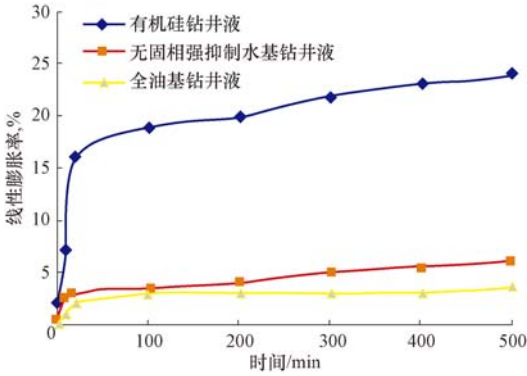


图 2 页岩在不同钻井液中的线性膨胀率

Fig. 2 Expansion rate of shale in different drilling fluids

通过上述试验可知,无固相强抑制水基钻井液具有超强的控制泥页岩水化膨胀、分散的能力,其抑制性能与油基钻井液相当。分析认为,无固相强抑制水基钻井液中的聚胺抑制剂通过氢键作用缩小了黏土电极之间的距离,聚胺分子水解出的带正电荷的铵离子通过静电作用中和了黏土表面的负电荷,进一步降低了黏土水化斥力^[13-16];卤水中的无机阳离子压缩黏土颗粒表面的扩散双电层,使水化膜变薄,ζ电位下降,从而引起黏土晶片断-面乃至面-面聚结,有效抑制地层黏土水化膨胀,保持井壁稳定。

2.4 抗钻屑污染性能

在密度为 1.50 kg/L 的无固相聚胺强抑制水基钻井液中加入不同质量分数的油页岩钻屑(取自沈平 1 井沙四段下亚段),在 150 ℃ 温度下热滚 16 h 后测定其塑性黏度、动切力和高温高压滤失量,结果见表 6。

表 6 无固相强抑制水基钻井液的抗钻屑污染性能

Table 6 The anti-cutting contamination performance of solid-free and strongly inhibitive water-based drilling fluid

钻屑 加量, %	塑性 黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	静切力/ Pa	流性 指数	稠度 系数/ (mPa·s ⁿ)	高温高压 滤失量/ mL
0	26	12.0	3.0/5.5	0.60	591	6.8
10	35	13.5	3.5/6.0	0.65	565	6.6
15	39	15.5	3.5/6.5	0.64	665	6.4
20	45	17.0	4.0/7.0	0.65	699	6.2
25	52	19.5	5.0/8.0	0.65	797	6.2

由表 6 可知,随钻屑加量增大,无固相强抑制水基钻井液的塑性黏度和动切力升高,加入 25%(质量分数)钻屑后,其塑性黏度、动切力和高温高压滤

失量仍满足要求,说明该钻井液具有较好的抗钻屑污染性能。其原因是该钻井液具有极强的抑制性,混入钻井液中的钻屑的水化程度小,不会对钻井液性能产生太大影响。

2.5 封堵性能

利用高温高压封堵及返吐模拟评价装置,在 150 ℃ 下用无固相强抑制水基钻井液(密度为 1.50 kg/L)封堵不同缝宽的岩心(取自坨 56 井沙四段),然后测试岩心的正向承压和钻井液的抗返排能力,结果见表 7。

表 7 无固相强抑制水基钻井液的抗返排性能

Table 7 The anti-reflux performance of solid-free and strong-inhibitive water-based drilling fluid

裂缝宽度/ mm	滤饼厚度/ cm	滤饼质量/ g	正向承压/ MPa	抗返排压力/ MPa
0.1	1.0	359	18.4	5.2
0.2	1.4	462	16.0	4.0
0.3	2.0	592	10.2	3.6

由表 7 可知,裂缝宽度达 0.3 mm 时,无固相强抑制水基钻井液在裂缝处形成的滤饼更加虚厚,正向承压随之下降,但在裂缝处形成的滤饼仍具有较高的正向承压和抗返排能力。分析认为,纳米封堵剂在裂缝及孔隙处的滞留能力较强,填充的可变形油层保护剂不断累积形成屏障,阻止固相和液相侵入,最终形成强度和致密性等满足要求的滤饼。

2.6 储层保护性能

在 150 ℃、3.5 MPa 条件下,选用不同物性的储层岩心,结合地层水资料,利用 JHLS 高温高压岩心动态损害评价系统模拟钻井条件,评价无固相强抑制水基钻井液(密度为 1.50 kg/L)对储层岩心的损害程度,结果见表 8。

表 8 无固相强抑制水基钻井液对储层岩心的动态损害评价结果

Table 8 The evaluation result for dynamic damage on the reservoir cores by solid-free and strongly inhibitive water-based drilling fluid

岩心 编号	岩心 来源	孔隙度, %	气测渗 透率/mD	油相渗透率/mD		渗透率 恢复率,%
				污染前	污染后	
C1	红 29 井	11.8	9.16	5.32	4.93	92.7
C2	于 70 井	18.0	9.80	8.64	8.14	94.2
C3	驾 31 井	15.9	8.47	7.58	7.09	93.6
C4	坨 56 井	9.2	7.20	3.49	3.14	90.1

由表 8 可知,即使是低孔特低渗储层岩心被无固相强抑制水基钻井液污染后,其渗透率恢复率也

在 90% 以上,说明无固相强抑制水基钻井液具有优良的储层保护性能。分析认为,其原因是:该钻井液不添加任何固相,不会形成固相堵塞;其滤失量较低、抑制性和封堵性较强,避免了黏土颗粒水化膨胀及外来流体给储层造成的伤害^[17-20];加入防水锁剂,减轻了低孔低渗透储层由于毛细管效应导致的油气通道变窄的状况。

3 现场试验

坨 62 井是部署在辽河东部凹陷牛心坨构造带的重点预探井,完钻井深 3 380.00 m,主要目的层为沙四段高升油层,兼探沙四段牛心坨油层、杜家台油层及沙三段下部油层。储层平均孔隙度为 9.2%,平均渗透率为 5.11 mD,属低孔低渗储层,钻井过程中极易因外来流体的侵入而造成污染,而且储层一旦被损害,恢复难度较大。除此之外,沙三段和沙四段地层硬脆性泥页岩的含量较高,钻井过程中易发生掉块、井壁坍塌,造成起下钻、划眼遇阻,甚至发生卡钻等井下故障。为了更好地保护储层,降低发生井下故障的概率,该井在三开钻进低孔低渗储层时,采用了无固相强抑制水基钻井液,其配方为:卤水 + 0.10% NaOH + 0.30% Na₂CO₃ + 2.00% YLJ-1 + 2.00% SD-NR + 0.15% XC + 1.50% SDJA + 2.00% HY-268 + 0.80% FCS + 6.00% KCl + 3.00% SD-505 + 复合盐,密度为 1.23~1.25 kg/L。

3.1 钻井液维护处理措施

1)充分利用四级固控设备,将固相含量严格控制在 5% 以下,以减轻固相对钻井液流变性的影响和对储层的伤害;2)保证 KCl 和聚胺抑制剂加量达到要求,以防止或降低硬脆性泥页岩发生水化坍塌、掉块的概率;3)控制钻井液的黏度和切力在较低水平,以利于携岩、清洗井壁上的虚厚滤饼、提高钻头的水功率,以达到提高钻速的目的;4)在保持流变性稳定的前提下,将纳米乳液的加量提高至 2%,以改善滤饼质量和提高井壁的稳定性;5)揭开储层前 100.00 m,将油层保护剂和防水锁剂加量提高至设计上限,以降低钻井液滤液对储层的伤害。

3.2 试验效果分析

3.2.1 井壁稳定效果突出

图 5 所示为坨 62 井与未使用无固相强抑制水

基钻井液的邻井坨 56 井三开井段的井径曲线。

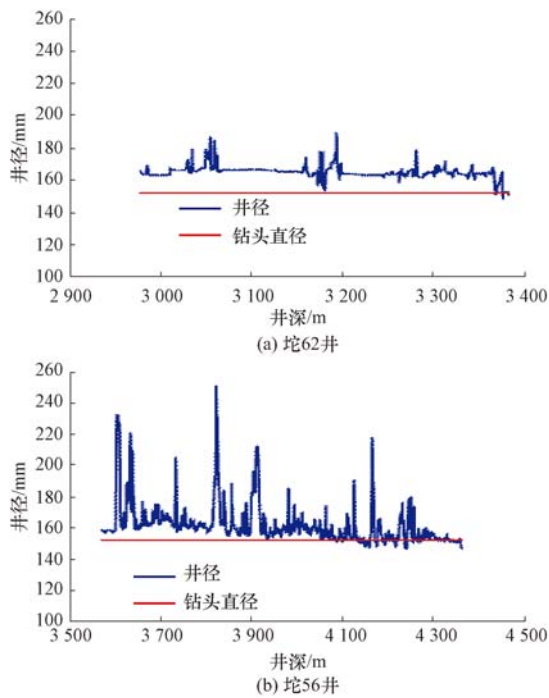


图 3 坨 62 井与坨 56 井三开井径曲线
Fig. 3 Borehole diameters of third spud section in Well Tuo-62 and Well Tuo-56

由图 5 可知:坨 62 井三开井段使用的无固相强抑制水基钻井液的滤失量很低,抑制性和封堵性很强,井径比较规则,平均井径扩大率仅为 8.24%;而坨 56 井的三开井段未使用无固相强抑制水基钻井液,井径波动较大。

坨 62 井三开井段钻进过程中,起下钻和采用单稳定器钻具组合通井未出现阻卡,测井工具和套管均自由下放到底。而未使用无固相强抑制水基钻井液的邻井坨 56 井、坨 45 井、坨 47 井及坨 38 井三开井段均在钻井过程中发生井壁坍塌掉块、测井遇阻等井下故障。

3.2.2 机械钻速提高

由于无固相强抑制水基钻井液固相含量低,剪切稀释性强,循环压耗低,钻头水功率高,且携岩效果好,能减少重复破岩,较强的抑制性可以避免泥页岩水化造成的井下故障,因此使用该钻井液的坨 62 井其三开机械钻速(3.62 m/h)与未使用该钻井液的邻井坨 56 井(2.56 m/h)相比显著提高。

3.2.3 储层保护效果明显

表 9 为坨 62 井与未使用无固相强抑制水基钻

井液邻井产油量的对比。

表 9 坨 62 井与邻井产油量的对比
Table 9 Comparison of oil production between the Well Tuo-62 and adjacent wells

井名	平均孔隙度, %	平均渗透率/mD	产油量/(t·d ⁻¹)	表皮系数	钻井液
坨 62 井	9.2	5.11	2.83	0.16	无固相强抑制钻井液
坨 56 井	10.4	5.76	0.97	2.85	有机硅聚磺钻井液
坨 45 井	12.6	13.11	1.24	0.97	有机硅聚磺钻井液

由表 9 可知,与储层相近的邻井相比,其表皮系数大幅降低,产油量大幅升高。这表明无固相强抑制水基钻井液的储层保护性能好,较大程度地减轻外来流体对低孔特低渗储层造成的损害。

4 结论与建议

- 1) 室内试验发现,无固相强抑制水基钻井液具有极强的抑制性和良好的储层保护效果,同时具有较好的高温稳定性、润滑性、封堵性及抗污染能力。
- 2) 现场试验表明,使用无固相强抑制水基钻井液不但可以解决辽河油田钻进低渗透储层井壁失稳的问题,而且可以提高机械钻速、降低钻井液对储层的伤害。
- 3) 为了解决深井超深井对高温高密度钻井液的需求,应开展提高复合盐加重剂在卤水中溶解度方面的研究。

参 考 文 献
References

[1] 周万山. 辽河油区低渗透油藏特征及潜力分析[J]. 特种油气藏, 2008, 15(5): 7-12.
ZHOU Wanshan. Low permeability reservoir characteristics and potential analysis of Liaohe Oil Province[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2008, 15(5): 7-12.

[2] ERWIN M D, PIERSON C R, BENNION D B. Brine imbibition damage in the Colville River Field, Alaska[J]. SPE Production & Facilities, 2005, 20(1): 26-34.

[3] 任晓娟, 张宁生, 张喜凤, 等. 水相滞留对低渗气层渗透率的损害分析[J]. 天然气工业, 2004, 24(11): 106-108.
REN Xiaojuan, ZHANG Ningsheng, ZHANG Xifeng, et al. Damage of residual water on permeability of tight gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(11): 106-108.

[4] 张映红, 路保平, 陈作, 等. 中国陆相致密油开采技术发展策略思考[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 1-6.
ZHANG Yinghong, LU Baoping, CHEN Zuo, et al. Technical strategy thinking for developing continental tight oil in China [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 1-6.

- [5] 孙金声,刘敬平,刘勇.国内外页岩气水井基钻井液技术现状与中国发展方向[J].钻井液与完井液,2016,33(5):1-8.
SUN Jinsheng, LIU Jingping, LIU Yong. Status quo of water base drilling fluid technology for shale gas drilling in China and abroad and its developing trend in China[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(5): 1-8.
- [6] DYE W, DAUGEREAU K, HANSEN N, et al. New water-based mud balances high-performance drilling and environmental compliance[J]. SPE Drilling & Completion, 2006, 21(4): 255-267.
- [7] LEAPER R, HANSEN N, OTTO M, et al. Meeting deepwater challenges with high performance water based mud[C]//prepared for presentation at the AADE 2006 Fluids Conference held at the Wyndham Greenspoint Hotel in Houston, Texas, April 11-12, 2006.
- [8] 邱正松,钟汉毅,黄维安.新型聚胺页岩抑制剂特性及作用机理[J].石油学报,2011,32(4):678-682.
QIU Zhengsong, ZHONG Hanyi, HUANG Weian. Properties and mechanism of a new polyamine shale inhibitor[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 678-682.
- [9] 许洁,乌效鸣,朱永宜,等.抗240℃超高温水基钻井液室内研究[J].钻井液与完井液,2015,32(1):10-13.
XU Jie, WU Xiaoming, ZHU Yongyi, et al. Laboratory study on ultra high temperature water base mud[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32(1): 10-13.
- [10] 黄维安,王在明,胡中志,等.低固相超高温水基钻井液研究及应用[J].钻井液与完井液,2015,32(2):1-5.
HUANG Weian, WANG Zaiming, HU Zhongzhi, et al. Study and application of low solids ultra-high temperature water base drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32(2): 1-5.
- [11] 邹大鹏.大庆油田致密油水平井强抑制防塌水基钻井液技术[J].石油钻采工艺,2015,37(3):36-39.
ZOU Dapeng. High inhibition and anti-sloughing water-based drilling fluid technology for horizontal wells in tight oil reservoirs in Daqing Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(3): 36-39.
- [12] 鄢捷年.钻井液工艺学[M].东营:石油大学出版社,2001:424-425.
YAN Jienian. Drilling fluid technology[M]. Dongying: Petroleum University Press, 2001: 424-425.
- [13] 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.
- [14] 赵欣,邱正松,石秉忠,等.深水聚胺高性能钻井液试验研究[J].石油钻探技术,2013,41(3):35-39.
ZHAO Xin, QIU Zhengsong, SHI Bingzhong, et al. Experimental study on high performance polyamine drilling fluid for deepwater drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(3): 35-39.
- [15] 闫丽丽,李丛俊,张志磊,等.基于页岩气“水替油”的高性能水基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2015,32(5):1-6.
YAN Lili, LI Congjun, ZHANG Zhilei, et al. High performance water base drilling fluid for shale gas drilling[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32(5): 1-6.
- [16] 郭健康,鄢捷年,范维旺,等.KCl/聚合物钻井液的改性及其在苏丹3/7区的应用[J].石油钻探技术,2005,33(6):28-31.
GUO Jiankang, YAN Jienian, FAN Weiwang, et al. The modification of KCl/polymer drilling fluid system and its applications in Block 3/7, Sudan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(6): 28-31.
- [17] 蒋官澄,张志行,张弘.KCl/聚合物钻井液防水锁剂性能优化研究[J].石油钻探技术,2013,41(4):59-63.
JIANG Guancheng, ZHANG Zhixing, ZHANG Hong. Anti-water lock optimization of KCl polymer drilling fluid[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(4): 59-63.
- [18] 张斌,杜小勇,杨进,等.无固相弱凝胶钻井液技术[J].钻井液与完井液,2005,22(5):35-37.
ZHANG Bin, DU Xiaoyong, YANG Jin, et al. Solid free weak gelling drilling fluid technology[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2005, 22(5): 35-37.
- [19] 马喜平,许帅,王晓磊,等.低压气藏用低密度无固相泡沫修井液的研制及试验[J].石油钻探技术,2015,43(5):100-105.
MA Xiping, XU Shuai, WANG Xiaolei, et al. Development and experiment of low-density and solid-free foam workover fluid for low pressure gas reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(5): 100-105.
- [20] 张同友,赵劲毅,胡勇,等.聚合物弱凝胶体系性能评价方法研究[J].大庆石油地质与开发,2005,24(2):86-88,91.
ZHANG Tongyou, ZHAO Jinyi, HU Yong, et al. Evaluation method study on polymer gel system properties[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(2): 86-88, 91.

[编辑 刘文臣]