

文章编号:1000-4092(2019)02-191-05

延长油田致密油藏水平井强封堵钻井液优选 与现场应用*

张文哲^{1,2},李 伟^{1,2},王 波^{1,2},刘 云³

(1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院,陕西 西安 710075;2. 陕西省特低渗透油气田勘探开发工程技术研究中心,陕西 西安 710077;3. 延长油田股份有限公司勘探开发技术研究中心,陕西 延安 716099)

摘要:为了加快致密油开发进程和提高延长油田致密油藏水平井钻井技术,针对现阶段延长油田致密油藏钻井所用的聚丙烯酰胺钾盐(K-PAM)聚合物钻井液体系存在流变性不佳、封堵和抑制性不足等缺点,室内对现场常用降滤失剂、抑制剂、润滑剂、封堵剂等处理剂进行优选,获得适合致密油藏使用的强封堵型纳米聚合醇水基钻井液配方,并在现场进行了应用。结果表明,聚合物降滤失剂COP-FL可显著提高体系失水造壁性,无荧光防塌润滑剂FT342抑制性较强,液体极压润滑剂JM-1整体润滑效果好,复配封堵剂无水聚合醇WJH-1和纳米乳液RL-2可使钻井液封堵率提高51.7%,增强井壁稳定性;将配方为4%钠膨润土+0.2%纯碱+0.4% K-PAM+2% COP-FL+1.5% FT342+1.0% JM-1+5% WJH-1+3% RL-2的水平段强封堵型钻井液体系用于延长致密油藏两口水平井现场试验,施工过程中体系防漏失、封堵效果较好,机械钻速相比邻井提高30%,施工周期缩短35%,井下事故率降低85.7%,钻井成本减少34.7%,为延长油田致密油藏水平井的优快钻井提供了有效的技术支持。图1表4参19

关键词:致密油;水平井;强封堵;强抑制;钻井液;延长油田

中图分类号: TE254 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.02.001

鄂尔多斯盆地三叠系致密油藏以延长组7段(简称长7)顶部油页岩、致密含油砂岩和延长组6段(简称长6)中部油层组致密含油砂岩最为典型^[1-2]。致密含油砂岩由于其硬脆性、片理结构,在钻井过程中易发生坍塌掉块、裂缝漏失等复杂情况,已成为延长油田钻井,特别是水平井钻井的一大难题,提高井壁稳定性是解决这个问题的关键^[3]。

以延长油田中生界延长组致密油藏长7段为例,地层深度1400~2600 m,储层岩性主要为褐色油页岩、灰黑色泥岩、深灰色砂质泥岩夹灰色泥质砂岩、浅灰色细砂岩等。通过X射线衍射(XRD)分析岩样中的黏土矿物组分,伊利石含量最高,约占

40.1%~88.9%,伊蒙混层含量平均值为15.2%,绿泥石含量为4.9%~27.8%,离散性整体较大;储层节理微裂缝发育、纹理清楚、水化膨胀不均匀,属非膨胀型破碎性(脆性)地层,胶结性差,井壁稳定性较弱^[4],对钻井液性能提出较高要求^[5]。

由地层井壁不稳定机理分析结果可知^[6-8],要保证井段的井壁稳定,在设计防塌钻井液时,在技术上除了要满足合理的钻井液密度、良好的润滑性及流变性外,还必须满足强抑制和强封堵特性。延长油田致密油水平井现阶段主要使用的钻井液体系为聚丙烯酰胺钾盐(K-PAM)聚合物钻井液体系。该体系在流变性能、润滑性能与井壁稳定等方面还

* 收稿日期:2018-12-17;修回日期:2019-03-26。

基金项目:国家十三五科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(项目编号2017ZX05039),延长石油集团项目“延长致密油储层改造关键技术研究”(项目编号ycsy2016ky-A-06)。

作者简介:张文哲(1987-),男,工程师,中国石油大学(北京)油气井工程专业硕士(2013),从事钻井液技术研究工作,通讯地址:710061 陕西省西安市雁塔区唐延路61号延长石油科研大厦,电话:029-88899567, E-mail: eagle.1983@163.com。

存在一些问题^[9]。现场主要技术难点有:坍塌、卡钻等井壁失稳现象普遍^[10],定向摩阻大托压问题严重^[11],钻井液携岩性能欠佳^[12]等。聚合物钻井液体系的主要处理剂以K-PAM为主,配合聚合物降滤失剂等其他处理剂在水化好的膨润土浆中共同作用。现场钻井液处理剂种类和加量比较杂乱,急需一种适合延长致密油地层水平井的钻井液体系和技术规范^[13-14]。针对K-PAM聚合物钻井液体系流变性不佳、封堵和抑制性不足等问题,室内对现场常用降滤失剂、抑制剂、润滑剂等处理剂进行优选,制得适合于致密油藏的强封堵型纳米聚合醇水基钻井液,并在现场进行了应用。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

钠膨润土,宣化燕北矿业有限责任公司;烧碱、纯碱、抗高温抗盐磺化降滤失剂SMPX、聚合物降滤失剂COP-FL、铵盐页岩抑制剂KD-40、无荧光防塌润滑剂FT342、固体石墨类润滑剂GRH-1、无水聚合醇WJH-1、纳米乳液RL-2,胜利化工有限责任公司;增黏纤维降滤失剂SJL-1、阳离子乳化沥青GD-SFT、聚胺类抑制剂SJA-1、重晶石,延安朝政泥浆有限公司;液体极压润滑剂JM-1,河南龙翔石油助剂有限公司;聚丙烯酰胺钾盐K-PAM,西安蓝翔化工有限公司;抗温型钻井液分散剂SXY、增黏剂FV-5,四川光亚科技股份有限公司;自来水。

ZNN-D6型电动六速旋转黏度计、ZNS-2A型中压滤失仪、GS-42型高温高压滤失仪、NP-03型多联智能膨胀量测量仪、NZ-3A型黏滞系数测定仪、EP-2型极压润滑仪,青岛海通达专用仪器有限公司。

1.2 实验方法

参照国家标准GB/T 16783.1—2014《石油天然气工业中钻井液现场测试(第1部分:水基钻井液)》测试钻井液性能,评价钻井液流变性、失水造壁性(中压、高温高压)、抑制性、封堵性和润滑性,测试温度为室温。钻井液老化条件为:80℃(地层温度)热滚24 h。参照石油与天然气行业标准SY/T 5613—2000《泥页岩理化性能试验方法》测定线性膨胀率,采用宣化钠膨润土制造人工岩心(压力14 MPa,稳压时间5 min)进行模拟,记录岩心在钻井液中浸泡16 h的线性膨胀率。滚动回收率实验选取

定边罗庞塬致密油区罗平X井洛河组地层岩屑(深度约350 m),在热滚温度80℃下一次滚动时间16 h、二次滚动48 h,测定钻井液滚动回收率。钻井液封堵性测试首先配制封堵评价用标准浆,在自来水中依次加入10%钠膨润土、0.5% Na₂CO₃、1.5% SXY、0.5% FV-5和0.7%重晶石搅拌而成,通过高温高压滤失实验制备具有地层特性的厚泥饼,通过测量钻井液通过其产生的滤失量,利用达西渗透率公式计算厚泥饼渗透率,根据加入封堵剂前后渗透率变化(渗透率降低率)来表征封堵效果。

2 结果与讨论

2.1 降滤失剂优选

延长油田致密油区块目前使用的主要降滤失剂有SMPX、COP-FL、SJL-1等。将现场取得的上述降滤失剂样品加入基浆(4%钠膨润土+0.2%纯碱+0.4% K-PAM)中,分别配制成3种钻井液体系(1#:基浆+2% SMPX, 2#:基浆+2% COP-FL, 3#:基浆+2% SJL-1), 80℃热滚24 h老化后测得钻井液的流变性能见表1。对比老化后钻井液API中压、高温高压滤失量,COP-FL聚合物降滤失剂优于SJL-1降滤失剂;比较3种钻井液的高温高压滤饼可见,1#泥饼虚厚,呈淡黄色,不致密,光滑性较弱;2#泥饼呈灰褐色,薄且致密、较光滑;3#泥饼呈灰黑色,致密性好且光滑,但稍厚。综合考虑滤失量和泥饼质量,选择COP-FL聚合物降滤失剂(以水解聚丙烯腈铵盐为主的聚合物),增强钻井液结构性和增加滤液黏度,显著提高体系失水造壁性。

表1 加入不同降滤失剂后钻井液的性能*

配方	pH	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	Gel/Pa 10 s/ 10 min	FL(API)/ mL	FL(HTHP)/ mL
基浆	7.5	16	11	5	1/4	18.0	20.0
1#	8.0	14	10	4	1/3	14.0	18.5
2#	8.0	23	15	8	2/5	10.5	12.0
3#	8.0	25	16	9	2/5	12.0	14.0

*钻井液密度均为1.07 g/cm³;AV—表观黏度;PV—塑性黏度;YP—动切力;Gel—静切力;FL(API)—中压滤失量;FL(HTHP)—高温高压滤失量。

2.2 抑制剂优选

根据现场调研发现,目前延长油田致密油区使用的钻井液抑制型处理剂为FT342、KD-40、

GD-SFT和SJA-1 4种。在2.1节基浆中加入4种处理剂形成强抑制剂体系(1#:基浆+1.5% KD-40,2#:基浆+1.5% FT342,3#:基浆+1.5% GD-SFT,4#:基浆+1.5% SJA-1),通过测定钠膨润土线性膨胀率和钻井液一次、二次滚动回收率评价其抑制黏土水化膨胀和水化分散的能力。抑制剂对钻井液线性膨胀率的影响见图1。铵盐页岩抑制剂KD-40和阳离子乳化沥青GD-SFT的抑制效果相当,但均弱于无荧光防塌润滑剂FT342。清水、1~4#强抑制剂体系的一次滚动回收率分别为43.16%、76.50%、90.64%、77.48%、88.48%,二次滚动回收率分别为27.18%、67.34%、89.67%、73.37%、87.65%。胺类抑制剂(4#)与无荧光防塌润滑剂(2#)的二次滚动回收率较高,说明抑制性较强且稳定。综合成本考虑,优选出的抑制剂为无荧光防塌润滑剂FT342。进一步研究发现,该处理剂由苯酚、甲醛、硝基腐殖酸钾等聚合而成,所含苯环可在黏土表面多层吸附,镶嵌覆盖和堵塞致密泥页岩的层理和微裂缝,防止滤液进入,减少水化膨胀。

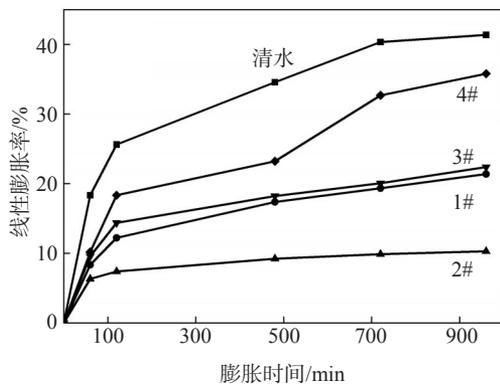


图1 抑制剂对钻井液线性膨胀率的影响

2.3 润滑剂优选

固体石墨类润滑剂GRH-1和液体极压润滑剂JM-1是延长致密油区目前普遍使用的两种钻井液用润滑剂。前者是将井壁和钻柱间的滑动摩擦改为滚动摩擦提高井眼润滑性,后者是通过增加两者间的润滑膜厚度和强度实现降摩减阻。室内通过测定钻井液的极压润滑系数和HTHP泥饼黏滞系数来评价体系的润滑性。通过EP极压润滑仪测得基浆+2% COP-FL、基浆+2% COP-FL+1.0% GRH-1、基浆+2% COP-FL+1.0% JM-1的润滑系数分别为0.30、0.25、0.17。加入两种润滑剂后,钻井液的润滑

性均有提升,但液体极压润滑剂JM-1提升效果更为显著。液体润滑剂通过提高接触润滑膜厚度和强度对致密油层优快钻井更有效。采用GS-42型高温高压滤失仪,在80℃下进行钻井液滤失实验,制得钻井液HTHP泥饼。基浆+2% COP-FL+1.0% GRH-1体系泥饼稍厚,呈深灰色,膜表面带有不溶性小颗粒,韧性不够,泥饼黏滞系数为0.1235;基浆+2% COP-FL+1.0% JM-1体系泥饼薄且致密,呈灰白色,膜表面光滑,泥饼质量整体优于加入GRH-1的体系,泥饼黏滞系数为0.0798。从极压润滑系数和高温高压钻井液泥饼黏滞系数综合测试可以看出,选用JM-1的整体润滑效果优于GRH-1,因此,适宜的润滑剂为液体极压润滑剂JM-1。

2.4 封堵剂优选

国内外研究中,没有从本质上解决致密油储层钻井液封堵问题,封堵性差导致的坍塌、泥包和卡钻等复杂问题较为严重。笔者根据延长油田致密油储层纳、微米级岩石孔缝特性,优选出适合该地区的封堵剂体系。将陕北致密油区现场常用的工业级纳米乳液RL-2和无水聚合醇WJH-1两种封堵剂单剂复配后,加入钻井液基浆中,通过高温高压滤失实验测量渗透率降低率来评价封堵效果^[15],结果见表2。根据表2结果,优选出适合致密油区钻井液的封堵剂体系为:5% WJH-1+3% RL-2。实验用无水聚合醇WJH-1的浊点为80℃,温度超过其浊点时发生相分离,析出大小可变的胶体粒子在孔隙中堵塞微细孔道^[16];纳米乳液RL-2因压差、温度变形成为小颗粒进入泥饼的小空隙中起到封堵作用,使泥饼渗透率和失水量降低^[17]。加入封堵剂体系的渗透率降低率(封堵性)相比原钻井液提高51.7%,井壁稳定性增强。

以靖边致密油区长7为目的层的水平井为例,优选出致密油水平井水平段强封堵型钻井液体系基础配方:4%钠膨润土+0.2%纯碱+0.4% K-PAM+2% COP-FL+1.5% FT342+1.0% JM-1+5% WJH-1+3% RL-2,其他致密油区可在此配方基础上适当调整部分处理剂加量,处理和维护简单。室内实验同时发现,该体系可用石灰石(120~150目)加重,且性能保持稳定,满足延长油田所有致密油区钻井需要。

2.5 现场应用

将优化后的强封堵型钻井液体系在延长油田

表2 封堵剂对钻井液性能参数的影响*

封堵剂	流变参数			API失水量		HTHP失水量		渗透率		
	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL(API)/ mL	API _k / mm	FL(HTHP)/ mL	HTHP _k / mm	K ₀ / 10 ⁻⁷ μm ²	K'/ 10 ⁻⁷ μm ²	K/ %
无	6	5	1.0	38.0	1.5	100.0	8.0	4.82	4.59	11.05
3% WJH-1	7	7	0.5	20.2	0.6	50.8	3.2	4.59	3.44	25.05
5% WJH-1	8	6	2.0	16.8	0.5	38.0	3.0	4.59	2.61	43.14
1% RL-2	10	8	2.0	20.2	1.0	38.2	3.2	4.59	2.78	39.43
3% RL-2	18	16	2.0	16.5	0.8	32.0	3.0	4.59	3.01	34.42
5% WJH-1+ 1% RL-2	9	7	1.5	15.8	1.1	32.4	2.6	4.59	2.33	49.24
3% WJH-1+ 3% RL-2	5	4	0.5	23.8	1.8	45.8	3.0	4.59	2.65	42.27
5% WJH-1+ 3% RL-2	15	13	2.0	9.5	0.5	26.4	2.5	4.59	1.71	62.75

*API_k—中压滤失泥饼厚度;HTHP_k—高温高压滤失泥饼厚度;K₀—不含封堵剂空白浆体(基浆)的泥饼渗透率;K'—含封堵剂浆体的泥饼渗透率;K—泥饼渗透率降低率。

致密油区杏平36井(东部浅层油区)、罗平16井(西部深层油区)两口水平井进行了应用。

2.5.1 杏平36井

杏平36井位于鄂尔多斯盆地郝家坪南区鼻隆构造内,是典型的致密油区块水平井,邻井钻进过程中存在较为严重的漏失、托压和掉块等现象^[18]。该井设计井深2745.75 m,造斜段和水平段(1350~2745 m)应用该钻井液体系。由钻井液性能参数(表3)可见,该体系密度和黏切始终稳定,动塑比(YP/PV)保持在0.25左右,流变性优异,失水控制在6 mL以内,造壁性好。现场施工过程中,该体系防漏失、封堵效果较好,井壁始终保持稳定,机械钻速相比邻井提高37.5%。

2.5.2 罗平16井

定边罗庞源致密油区以长7储层为主要目的

层;岩性主要为黑色油页岩、暗色泥岩夹灰黑色细砂岩。该区在2017年水平井钻进过程中,多口井接连发生严重掉块、井塌等复杂情况,最严重的填井、侧钻三次,是延长致密油区最为复杂的区块之一^[19]。罗平16井井深3342 m,水平段长达1200 m,该井钻遇造斜段和水平段(2200~3500 m)时选用该钻井液体系。由钻井液性能参数(表4)可见,该体系密度在1.07~1.21 g/cm³范围内并可根据地层情况实时调整,性能稳定,动切力YP>6 Pa、携岩流变性好,黏滞系数<0.14、润滑减阻性强。从应用效果来看,钻井液强封堵性和携岩性能很好的解决该区块出现的卡钻、托压等复杂问题,井下事故率相比邻井降低85.7%,施工周期缩短35.1%,钻井成本减少34.7%,整体应用效果较好。

表3 杏平36井现场钻井液性能参数*

井深/ m	密度/ (g·cm ⁻³)	FV/ s	pH	FL(API)/ mL	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	YP/PV	Gel/Pa		备注
									10 s/10 min		
1053	1.17	46	9	7	24	19	5	0.26	1.0/2.0		造斜段
1471	1.25	56	9	6	30	24	5.5	0.23	1.0/3.5		造斜段
1803	1.15	54	9	5	28	23	5.0	0.22	1.0/3.5		水平段
2675	1.22	47	9	6	25	19	6.0	0.32	0.5/3.5		水平段
2745	1.23	54	9	6	28	22	5.5	0.25	0.5/4.0		水平段

*FV—漏斗黏度。

表4 罗平16井现场钻井液性能参数

井深/ m	密度/ (g·cm ⁻³)	FV/ s	FL(API)/ mL	FL(HTHP)/ mL	HTHP ₅₀ / mm	含砂/ %	pH	Gel/Pa 10 s/10 min	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	YP/PV	黏滞系数	备注
2247	1.07	59	5.2	14.8	1.0	0.4	8	1.0/5.5	18	6.5	0.36	0.13	造斜段
2688	1.16	65	5.0	15.0	0.5	0.3	9	3.0/7.0	20	10.0	0.50	0.08	造斜段
2899	1.18	69	4.8	13.6	0.5	0.3	8	5.5/10.0	19	9.5	0.50	0.06	水平段
3195	1.19	74	5.0	12.4	0.5	0.3	9	4.5/9.0	20	9.0	0.45	0.08	水平段
3301	1.21	78	4.8	11.8	0.5	0.3	9	4.0/9.0	24	9.5	0.40	0.07	完钻

3 结论

针对延长油田致密油区块地层岩性和钻井技术难点,对现场用主要处理剂(降滤失剂、抑制剂、润滑剂、封堵剂)进行了优选,确定了适合该地区强封堵型钻井液体系配方,封堵性相比优化前提高51.7%,井壁稳定性增强。优化后的钻井液体系在延长油田致密油2口水平井进行了现场试验,施工过程中体系防漏失、封堵效果较好,机械钻速相比邻井提高30%,施工周期缩短35%,优快钻井效果显著。

参考文献:

- [1] 王香增,任来义,贺永红,等.鄂尔多斯盆地致密油的定义[J].油气地质与采收率,2016,23(1):1-5.
- [2] 杨华,李士祥,刘显阳.鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J].石油学报,2013,34(1):1-11.
- [3] 高莉,张弘,蒋官澄,等.鄂尔多斯盆地延长组页岩气井壁稳定钻井液[J].断块油气田,2013,20(4):508-512.
- [4] 邓都都.延长油田罗庞源地区水平井钻井液研究与应用[D].北京:中国地质大学(北京),2016:11-16.
- [5] 刘云,于小龙,张文哲.延长油田东部浅层水平井钻井液体系优化应用[J].非常规油气,2018,5(1):106-110.
- [6] 陈思伟.鄂尔多斯盆地页岩层钻井过程中井壁稳定性机理研究[D].西安:西安石油大学,2014:11-15.
- [7] KHODJA M, CANSELIER J P, BERGAYA F, et al. Shale problems and water-based drilling fluid optimisation in the Hassi Messaoud Algerian oil field [J]. Appl Clay Sci, 2010, 49(4): 383-393.
- [8] 郭健康,鄢捷年,杨虎,等.鄂尔多斯盆地东部区块强抑制性钻井液研究及应用[J].天然气工业,2006,26(3):56-58.
- [9] 洪千里,杨全枝,马彬,等.关于延安致密砂岩气田水平井钻井先导试验的几个问题[J].非常规油气,2018,5(4):86-91.
- [10] 赵巍,巨满成,吴学升,等.姬源油田罗平10井钻井(完井)液技术[J].科学技术与工程,2012,12(12):227-230.
- [11] 马飞,刘建忠,周隆超,等.安14平1水平井的钻井工艺探讨[J].石油化工应用,2016,35(3):60-63.
- [12] 高小芄,王伟亮,张淑红,等.靖边气田水平井钻井液技术及现场应用[J].山东化工,2016,45(11):99-101.
- [13] 李伟峰,赵习森,于小龙,等.延长油田特殊地貌条件下水平井钻井技术难点与对策[J].非常规油气,2017,4(4):102-106.
- [14] 李伟,张文哲,邓都都,等.延长油田水平井钻井液优化与应用[J].钻井液与完井液,2017,34(2):75-78.
- [15] 王波.页岩微纳米孔缝封堵技术研究[D].成都:西南石油大学,2015:25-27.
- [16] 潘丽娟,孔勇,牛晓,等.环保钻井液处理剂研究进展[J].油田化学,2017,34(4):734-738.
- [17] 陈金霞.纳微米防塌钻井液技术的研究与应用[J].油田化学,2017,34(3):402-407.
- [18] 李伟峰,于小龙.延长东部超浅层大位移水平井钻井技术难点与对策[J].非常规油气,2017,4(1):100-103.
- [19] 王东伟,王翔,单安平,等.罗平7水平井钻井技术[J].石油钻采工艺,2012,34(5):25-27.

(下转第235页。to be continued on p.235)

Preparation and Performance Evaluation of Cationic Polymer Chromium Gel

XU Yuande, GE Jijiang, SONG Longfei, ZHANG Yuhao, DU Xiaojuan

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, P R of China)

Abstract: In order to deal with the issue that high strength chromium gel always had high crosslinking speed, the formula of plugging agent was optimized by selecting cationic polymer and using of alumina sol. The chromium gel plugging agent suitable for deep profile control was developed and its performance was evaluated. The results showed that for acrylamide (AM)/acryloyloxyethyltrimethylammonium chloride (DAC) binary copolymer organic chromium gel, the lower the cationic degree, the longer the gelation time was. Alumina sol could effectively delay the gelation time of cationic polymer chromium gel and improve its strength and long-term stability. The optimum formula of chromium gel system was 0.8% polymer Y5 with 5% cationic degree, 0.3% chromium acetate and 0.2% aluminum sol. The gelation time was 55 h at 90°C and the elastic modulus was 16.6 Pa, which belonged to high-strength gel. The plugging agent had good injection ability and strong shear resistance. Meanwhile, it had strong temperature and salt resistance, and its blocking rate could reach more than 96%. This plugging agent had long gelation time and strong plugging performance, which could satisfy the requirements of deep profile control.

Keywords: chromium gel; cationic polymer; aluminum sol; gelation time; elasticity modulus; profile control

(上接第 195 页。continued from p.195)

Optimization and Application of Strong Plugging Drilling Fluid for Horizontal Well in Tight Oil of Yanchang Oilfield

ZHANG Wenzhe^{1,2}, LI Wei^{1,2}, WANG Bo^{1,2}, LIU Yun³

(1. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co. Ltd, Xi'an, Shaanxi 710075, P R of China; 2. Shaanxi Extra Low Permeability Oil and Gas Exploration and Development Engineering Technology Research Center, Xi'an, Shaanxi 710077, P R of China; 3. Exploration and Development Technology Research Center, Yanchang Oilfield Company, Ltd, Yan'an, Shaanxi 716099, P R of China)

Abstracts: In order to speed up the development of tight oil and improve the horizontal well drilling technology of tight reservoir in Yanchang oilfield, meanwhile, aiming at the polyacrylamide potassium salt (K-PAM) polymer drilling fluid system used in the current stage of Yanchang oilfield had shortcomings such as poor rheology, insufficient plugging and inhibition, the indoor optimization of the commonly used fluid loss reducer, inhibitor, lubricant, plugging agent and other treatment agent was preferred to obtain a formula of strong plugging type nano-polymeric alcohol water-based drilling fluid suitable for tight reservoir. Finally, the drilling fluid was applied in the field. The results showed that the polymer fluid loss additive COP-FL could significantly improve the water loss and wall-forming property of the system. The non-fluorescent anti-collapse lubricant FT342 had strong inhibition. The liquid extreme pressure lubricant JM-1 had good overall lubrication effect. And blocking agent anhydrous polymeric alcohol WJH-1 and nano-emulsion RL-2 could increase the drilling fluid blocking rate by 51.7%, which could enhance the wellbore stability. The horizontal section strong plugging type drilling fluid system, whose formula was 4% sodium bentonite, 0.2% soda ash, 0.4% K-PAM, 2% COP-FL, 1.5% FT342, 1.0% JM-1, 5% WJH-1 and 3% RL-2, was applied to two horizontal wells in tight reservoir of Yanchang oilfield. During the construction process, the system had good leakage prevention and sealing effect. The mechanical drilling speed increased by 30% compared with the adjacent one, the construction period shortened by 35%, the downhole accident rate reduced by 85.7%, and the drilling cost reduced by 34.7%, which provided effective technical support for the excellent drilling of horizontal wells in tight reservoir of Yanchang oilfield.

Keywords: tight oil; horizontal well; strong plugging; strong inhibition; drilling fluid; Yanchang oilfield