

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2019104

长北区块无土相防水锁低伤害钻井液技术

凡 帆^{1,2}, 刘 伟^{1,2}, 贾 俊^{1,2}

(1. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018; 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 陕西西安 710018)

摘 要: 针对长北区块生产井持续生产致使地层压力衰减、压差增大, 导致钻井液对储层伤害加剧的问题, 在分析长北区块储层伤害机理的基础上, 研制了解水锁剂 G311, 优选了润滑剂 G316, 并对其加量进行了优化, 形成了适用于长北区块压力衰减储层的无土相防水锁低伤害钻井液。该钻井液与无土相低伤害钻井液相比, 钻井液滤液表面张力降低率达 77.8%, 线性膨胀率达 22.6%, 岩心伤害率低于 15.0%, 具有解除水锁、抑制水敏及储层保护效果显著等优点。无土相防水锁低伤害钻井液在长北区块 2 口气井进行了现场试验, 钻井过程中没有发生井下故障, 起下钻顺畅, 井眼始终处于良好净化状态。其中, CX-5 井平均机械钻速提高 12.1%, 裸眼完井并直接气举投产, 产气量达 $70 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 高于预期产气量。研究结果表明, 无土相防水锁低伤害钻井液能够满足长北区块压力衰减地层长水平段水平井钻井安全及储层保护要求。

关键词: 水平井; 储层保护; 水锁; 无土相钻井液; 长北区块

中图分类号: TE242

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)05-0034-06

Clay-Free Drilling Fluid with Anti-Water Locking and Low Damage Performance Used in the Changbei Block

FAN Fan^{1,2}, LIU Wei^{1,2}, JIA Jun^{1,2}

(1. National Engineering Laboratory for Low-Permeability Oil & Gas Field Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 2. Drilling & Production Engineering Technology Institute, CNPC Chuankang Drilling Engineering Company Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710018, China)

Abstract: Continuous mass production of wells in Changbei Block has led to formation pressure attenuation, differential pressure increase and formation damage by drilling fluids. Therefore, the damage mechanism of reservoir has been studied. After doing so, the G311 water-locking removal agent and other agents were implemented, so as to form a clay-free drilling fluid with anti-water locking and lower damage performance, and it is suitable for the Changbei Block depleted reservoir. Compared with the clay-free low damage drilling fluid, its filtrate has a surface tension reduction rate of 77.8%, a linear expansion rate of 22.6%, and a core damage rate of lower than 15.0%. It has the advantage of water-locking removal, water sensitivity inhibition and remarkable reservoir protection effect. The new drilling fluid has been tested in 2 wells of the Changbei Phase II project, and no downhole failure occurred during the drilling process. The trip operation was smooth, and the wellbore maintained a well cleaned state. Among them, the average ROP of Well CX-5 increased by 12.1%, the open hole completion and direct gas lifting production were used in this well, and the production reached $70 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, higher than the expected gas production. The research results showed that the clay-free drilling fluid with anti-water locking and lower damage performance could meet the requirement of drilling safety and reservoir protection, suitable for long horizontal section drilling in pressure attenuated formation of Changbei Phase II.

Key words: horizontal well; reservoir protection; water lock; clay-free drilling fluid; Changbei Block

长北区块位于鄂尔多斯盆地东部, 主要产层是山西组 2 段, 具有层薄、低孔、低渗、低压、低产和非均质性强等特点^[1]。长北区块采用双分支水平井进行开发, 单支水平段设计长度达 2 000 m, 采用裸眼完井^[2], 针对储层特点及储层保护的要求, 采用“刚性粒子+可变形粒子”的屏蔽暂堵技术, 研制了

收稿日期: 2019-01-24; 改回日期: 2019-08-17。

作者简介: 凡帆 (1986—), 男, 湖北仙桃人, 2008 年毕业于长江大学应用化学专业, 2011 年获西南石油大学应用化学专业硕士学位, 工程师, 主要从事钻井液完井液技术研究。E-mail: fan_043@163.com。

基金项目: 中国石油集团公司重大科技专项“长庆油田 5000 万吨持续高效稳产关键技术研究与应用” (编号: 2016E-05) 部分研究内容。

NDW 无土相低伤害钻井液, 在长北区块 40 多口双分支水平井进行了应用, 均裸眼完井并直接气举投产, 其中 20 多口井日产气量超 $100\times 10^4\text{ m}^3$, 单井日产气量最高达 $220\times 10^4\text{ m}^3$, 储层保护效果较好^[3]。但随着 CX 丛式生产井持续生产, 导致地层压力衰减, 造成钻井过程中井底与储层间的压差增大, 同时长北区块的主渗流孔喉半径为 $0.04\sim 2.30\text{ }\mu\text{m}$, 平均为 $0.44\text{ }\mu\text{m}$; 对渗流贡献最大的孔喉半径为 $0.07\sim 9.38\text{ }\mu\text{m}$, 平均为 $1.12\text{ }\mu\text{m}$, 而控制孔隙体积大多数的孔喉半径为 $0.01\sim 0.10\text{ }\mu\text{m}$, 因此液相侵入后极易造成水锁伤害, 加剧了钻井液对储层的伤害^[4-6], 现用 NDW 无土相低伤害钻井液无法满足现场需要。为此, 笔者在分析长北区块储层敏感性和水锁伤害机理的基础上, 研制了钻井液用解水锁剂 G311, 并对无土相低伤害钻井液配方进行了优化, 形成了适用于压力衰减储层保护的无土相防水锁低伤害钻井液, 现场试验取得了良好的效果。

1 储层损害机理分析

长北区块储层地质特征研究表明: 长北气藏属低渗、低压气藏, 非均质性强, 孔喉结构变化大; 同时, 储层含有泥质杂基、伊蒙混层矿物、伊利石、高岭石、绿泥石和其他胶结物^[7-8]。岩石性质决定了储层可能存在水锁效应、水敏损害、速敏损害等潜在伤害因素, 因此通过室内试验分析储层伤害机理。

1.1 储层敏感性评价

参照 SY/T 5358—2010《储层敏感性流动实验评价方法》, 选取长北区块山西组 2 段储层岩心, 以氮气作为流动介质, 测得岩心束缚水饱和度下的气体渗透率作为初始渗透率, 进行长北区块储层敏感性试验。结果表明, 该储层水敏损害程度中等偏强, 速敏损害程度中等偏弱, 盐敏、酸敏、碱敏和应力敏感损害程度均较弱。

1.2 水锁伤害机理分析

1.2.1 储层自吸水能力评价

选取 3 块长北区块山西组 2 段储层岩心, 用标准盐水模拟地层水, 在常温下进行了岩心自吸水饱和度随时间变化的试验, 结果见表 1。

从表 1 可看出, 3 块岩心在开始的 30 min 内自吸水饱和度随时间变化很快, 表明长北区块储层

表 1 岩心自吸水饱和度随吸水时间的变化
Table 1 Self-absorbed water saturation of cores with time

岩心 编号	不同时间下岩心自吸水饱和度, %						
	0.5 min	1.0 min	5.0 min	10.0 min	20.0 min	50.0 min	100.0 min
1	6.8	12.6	34.8	53.9	68.7	72.3	73.3
2	14.3	21.7	41.4	50.9	55.2	61.9	62.9
3	21.2	32.4	58.6	61.5	74.3	87.8	88.6

通过自吸入就可以达到较高的含水饱和度, 具有极强的吸水能力。

1.2.2 水锁伤害评价

水锁伤害主要取决于储层原始含水饱和度与束缚水饱和度之差, 差值越大, 对气藏的伤害越严重^[9-10]。为此, 进行了长北区块山西组 2 段储层岩心的水锁伤害试验, 评价储层由于水相滞留引起的储层伤害情况, 结果见表 2。

表 2 山西组 2 段岩心水锁伤害实验结果
Table 2 Results of water-locking damage experiment with cores in the second member of Shanxi Formation

岩心 编号	原始含水 饱和度下的		束缚水饱 和度下的		水锁伤 害率, %	评价 结果
	原始含水 饱和度, %	渗透率/ mD	束缚水饱 和度, %	渗透率/ mD		
4	28.1	1.439	67.2	0.435	69.8	中
5	15.9	1.417	61.0	0.332	76.6	强
6	10.0	2.743	50.6	0.417	84.8	强
7	30.9	3.936	81.7	0.252	93.6	强
平均	21.2		65.1		81.2	强

从表 2 可以看出, 长北区块山西组 2 段储层存在强水锁伤害, 即储层中水相滞留对储层的伤害较为严重, 平均伤害率达 81.2%。

1.3 压力衰减对储层伤害的影响

随着 CX 丛式生产井持续生产, 地层压力系数从 0.90 逐渐降至 0.70, 在钻井液密度不变的情况下, 井底与储层间的压差增大, 钻井液对储层的伤害加剧。为此, 选取 21 块山西组 2 段储层岩心, 采用 NDW 无土相低伤害钻井液, 进行压力衰减对储层伤害影响评价试验, 结果见表 3。NDW 无土相低伤害钻井液基础配方为: 0.3%~0.5% 提黏提切剂 G310+3.0%~5.0% 复合暂堵剂 G302+2.0%~3.0% 酸溶降滤失剂 G301+0.3%~0.5% 降滤失剂 PAC-L+

0.5%~1.0% 除氧剂+0.1%~0.2% 杀菌剂+0.4%~0.6% NaOH+石灰石。

表 3 不同压差下的岩心伤害试验结果

Table 3 Experimental results of core damage under different pressure differences

压差/MPa	岩心数量	伤害率, %	平均伤害率, %
14	6	25.3~28.3	26.8
17	5	23.8~46.0	33.8
19	6	69.8~70.1	70.0
21	4	78.6~91.6	85.4

由表 3 可知,随着压差增大,岩心的伤害率也增大。这是由于压差增大,侵入地层流体的流速增大,地层中黏土矿物发生水化膨胀运移将喉道堵塞,造成水敏和速敏损害^[11-13];同时,侵入地层的液相增多,引起储层水锁伤害,而井壁上的滤饼增厚,从而导致储层渗透能力显著降低。

2 解水锁剂 G311 的研制

根据长北区块储层的伤害机理分析结果,确定了钻井液的研制思路:解除水锁,降低钻井液滤液表面张力,提高液相返排能力^[14-18];抑制水敏矿物水化膨胀,防止堵塞孔喉。

根据以上技术思路,自主研发了钻井液用解水锁剂 G311,其主要由氟烷基季胺盐表面活性剂、乙二醇醚、有机胺及低碳醇组成。其中,氟烷基季胺盐表面活性剂具有降低表面张力的能力,但难溶于水;乙二醇醚可改善该表面活性剂的水溶性,有机胺能抑制水敏矿物的水化膨胀,低碳醇具有提高气体渗透率的作用。因此,该解水锁剂能有效降低钻井液滤液的表面张力,对滤液的排液效果好,同时能提高钻井液的抑制性,降低储层水锁和水敏伤害。

为了考察长北区块山西组 2 段储层岩心含水饱和度与气体渗透率的关系,同时评价解水锁剂 G311 对岩心含水饱和度的影响,进行了岩心自吸解水锁剂和自吸标准盐水的试验,结果见表 4。

从表 4 可知,岩心自吸标准盐水和抽真空饱和标准盐水的束缚水饱和度相当,随着含水饱和度的降低,气体渗透率逐渐增大,当驱替到一定程度达到束缚水饱和度时,含水饱和度不再发生变化,分别为 58.2% 和 57.6%,采取烘干岩心的办法可以降低含水饱和度;岩心自吸解水锁剂 G311 后,其束缚

表 4 渗透率与含水饱和度关系

Table 4 Relationship between permeability and water saturation

序号	岩心抽真空饱和标准盐水		岩心自吸标准盐水		岩心自吸解水锁剂	
	含水饱和度, %	渗透率/mD	含水饱和度, %	渗透率/mD	含水饱和度, %	渗透率/mD
1	93.6	0.111	80.2	0.095	70.2	0.104
2	82.8	0.117	74.1	0.101	60.3	0.111
3	80.5	0.130	70.8	0.127	55.1	0.141
4	78.4	0.139	67.6	0.136	51.9	0.199
5	71.6	0.145	62.4	0.143	45.9	0.392
6	62.1	0.199	60.3	0.165	38.8	0.483
7	59.8	0.390	57.9	0.374	33.9	0.581
8	58.2	0.499	57.6	0.509	32.6	0.713
9	38.3	0.729	33.5	0.941	24.4	0.903
10	31.2	1.067	27.6	1.316	14.6	1.215
11	20.6	1.477	21.2	1.537	12.8	1.798

水饱和度降至 32.6%,岩心渗透率也明显增大,表明解水锁剂 G311 有利于液相返排。

3 钻井液配方优化及性能评价

在 NDW 无土相低伤害钻井液配方基础上,对钻井液用解水锁剂 G311 及润滑剂 G316 加量进行了优化,形成了 NWP 无土相防水锁低伤害钻井液。

3.1 解水锁剂 G311 加量优化

在 NDW 无土相低伤害钻井液中加入不同加量的解水锁剂 G311,采用中压失水仪,收集滤液,并利用表面张力仪测试滤液的表面张力,结果见图 1。

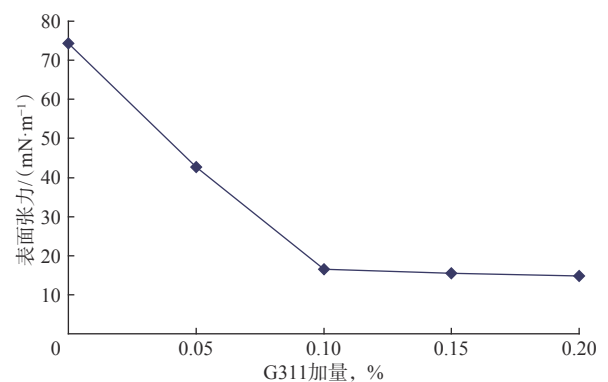


图 1 解水锁剂 G311 加量对钻井液滤液表面张力的影响
Fig. 1 Effect of G311 dosage on the surface tension of drilling fluid filtrate

由图 1 可以看出,解水锁剂 G311 加量为 0.1% 时,可使钻井液滤液的表面张力降至 16.48 mN/m,降低率达 77.8%,可有效解除水锁伤害。

3.2 润滑剂 G316 加量优化

针对双分支井长水平段钻进时扭矩大、摩阻高的特点,选用了全油基生物油润滑剂 G316,在 NDW 无土相低伤害钻井液中加入不同加量的 G316,测试其老化前后的流变性、滤失性和润滑性能,结果见表 5。

表 5 润滑剂 G316 加量对钻井液性能的影响
Table 5 Effect of G316 dosage on drilling fluid performance

G316加量, %	实验条件	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	滤失量/ mL	润滑系数
0	老化前	46.0	24	5.6	0.304
	100 ℃/16 h	43.0	22	5.8	0.304
0.5	老化前	45.0	23	5.4	0.131
	100 ℃/16 h	41.5	21	5.8	0.137
1.0	老化前	44.0	20	5.6	0.097
	100 ℃/16 h	42.0	19	5.4	0.094
1.5	老化前	43.5	22	5.4	0.070
	100 ℃/16 h	45.0	23	5.8	0.063
2.0	老化前	44.0	21	5.6	0.041
	100 ℃/16 h	40.0	18	5.6	0.041
2.5	老化前	42.0	19	5.4	0.030
	100 ℃/16 h	41.0	19	5.6	0.034
3.0	老化前	39.0	17	5.4	0.029
	100 ℃/16 h	38.0	18	5.2	0.027

从表 5 可以看出,随着润滑剂 G316 加量增大,钻井液的极压润滑系数降低,加量超过 2.0% 后,润滑系数低于 0.050。同时,钻井液老化前后性能稳定,表明 G316 抗温性好,满足水平井长水平段施工要求。

3.3 钻井液性能评价

在 NDW 无土相低伤害钻井液配方基础上,引入解水锁剂 G311 和润滑剂 G316,根据优化试验结果,形成了 NWP 无土相防水锁低伤害钻井液基础配方:0.4% 提黏提切剂 G310+3.0% 复合暂堵剂 G302+2.0% 酸溶降滤失剂 G301+0.5% 降滤失剂 PAC-L+0.1% 解水锁剂 G311+2.0% 润滑剂 G316+0.5% 除氧剂+0.1% 杀菌剂+0.5%NaOH+石灰石。

3.3.1 抑制性

取 15 g 钙土,在 41.4 MPa 下压制 30 min 制成人

造岩心,置于 OFI 动态线性膨胀仪上,分别用清水和 NWP 无土相防水锁低伤害钻井液浸泡岩心,测定岩心浸泡不同时间后的膨胀率,评价无土相防水锁低伤害钻井液的抑制性能,结果见图 2。

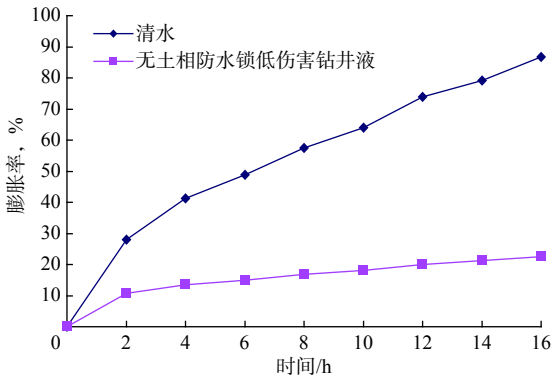


图 2 岩心的线性膨胀试验结果
Fig. 2 Results of core linear expansion experiments

从图 2 可以看出,由于 NWP 土相防水锁低伤害钻井液具有抑制作用,岩心在钻井液中浸泡 16 h 的线性膨胀率为 22.6%,远低于清水,表明 NWP 防水锁低伤害钻井液可抑制黏土矿物水化膨胀和分散,降低储层的水敏伤害。

3.3.2 抗温性

由于长北区块气井井底温度达 100 ℃,水平段长,长时间钻进对钻井液的抗温性能要求较高,为此使用高温高压流变仪 Chandler 7600 测试了 NWP 无土相防水锁低伤害钻井液在不同温度下的流变性,结果见图 3。

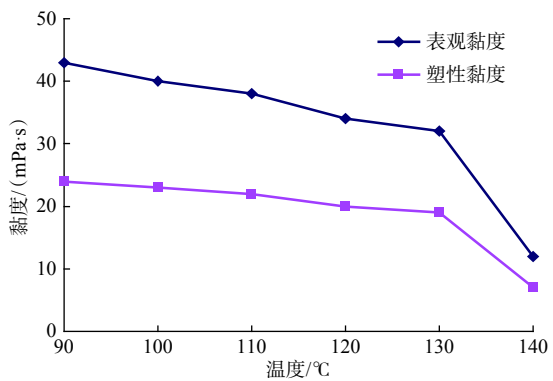


图 3 钻井液在不同温度下的黏度曲线
Fig. 3 Viscosity of drilling fluid at different temperatures

从图 3 可以看出, NWP 无土相防水锁低伤害钻井液在高温 130 ℃ 以下的流变性良好,当温度高于 130 ℃ 时钻井液黏度才发生突降,可满足长北区块水平井水平段钻进要求。

3.3.3 储层保护性

在长北区块地层压力系数条件下,测得 NDW 无土相低伤害钻井液在 12 MPa 压差下对储层的伤害率低于 15.0%,属于轻伤害。因目前地层压力衰减,根据储层条件,将测试参数调整为:温度 100 ℃,围压 20 MPa,伤害压差 17 MPa,动态伤害 24 h;采用山西组 2 段岩心评价 NDW 无土相低伤害钻井液和 NWP 无土相防水锁低伤害钻井液的储层保护效果,结果见表 6。

表 6 岩心伤害试验结果

Table 6 Results of core damage experiment

岩心 编号	长度/ cm	直径/ cm	孔隙 度, %	渗透率/mD		伤害 率, %	钻井液
				伤害前	伤害后		
1	4.88	2.53	6.03	0.764	0.570	39.8	NDW 无土相低 伤害钻井液
2	4.14	2.54	8.10	0.954	0.575	25.4	
3	3.63	2.54	8.20	0.707	0.433	38.9	
4	3.43	2.54	9.31	1.120	0.915	18.3	NWP 无土相防水 锁低伤害钻井液
5	4.53	2.53	8.78	0.856	0.751	12.3	
6	4.48	2.53	7.63	0.795	0.703	11.6	

由表 6 可知,与 NDW 无土相低伤害钻井液相比, NWP 无土相防水锁低伤害钻井液可有效降低对储层的伤害,岩心平均伤害率为 14.1%,属于轻度伤害。

4 现场试验

NWP 无土相防水锁低伤害钻井液在长北区块 2 口气井进行了现场试验。结果表明,试验井段钻井施工顺利,钻井液流变性稳定,携岩能力强,井眼清洁,扭矩小,对储层伤害小。下面以 CX-5 井为例介绍现场试验情况。

CX-5 井是一口双分支水平井,目的层为二叠系山西组 2 段。该井采用三开井身结构,一开钻至井深 634.00 m,二开钻至井深 3 216.00 m,三开采用 $\phi 215.9$ mm 钻头分别完成第一分支水平段(长 1 653.00 m)和第二分支水平段(长 1 539.00 m),完钻后用甲酸钠完井液将钻井液顶替出,裸眼完井,气举投产。

4.1 储层保护效果

取现场三开水平段钻井液,进行室内岩心伤害

评价试验,结果表明,长北区块山西组气层岩心经过钻井液伤害后,岩心的平均伤害率为 16.2%,属于轻度伤害,能够保证气藏的原始产能。

CX-5 井位于河道边缘,地层压力衰减严重,非均质性强,储层不连续,预期产气量 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 2018 年 12 月底该井裸眼完井后直接气举投产,产气量达 $70 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,高于预期产量,表明 NWP 无土相防水锁低伤害钻井液满足压力衰减储层保护的要求。

4.2 钻井提速效果

CX-5 井双分支水平段长度均超过 1 500.00 m,钻井施工过程中 NWP 无土相防水锁低伤害钻井液始终保持优良的润滑性能,API 滤失量小于 5 mL,井壁上形成的滤饼薄而韧,滤饼黏附系数维持在 0.035~0.052;钻进扭矩控制在 25 kN·m 以内,钻井期间未出现阻卡。同时,钻井液流变性能稳定,携岩性能强,井眼清洁,平均机械钻速由 5.13 m/h 提高至 5.75 m/h,提高了 12.1%,钻井时间缩短了 7.4 d,满足了长水平段安全快速钻进的要求。

5 结论与建议

1)长北区块压力衰竭储层伤害的主要因素依次是水锁、水敏和速敏。根据长北区块储层伤害机理分析结果,自主研发了钻井液用解水锁剂 G311,可降低钻井液滤液的表面张力。

2)NWP 无土相防水锁低伤害钻井液抑制黏土水化膨胀分散的能力强,抗温 130 ℃,润滑性好,对储层伤害小。现场试验表明, NWP 无土相防水锁低伤害钻井液的储层保护及安全快速钻进效果显著,可在长北区块进行推广。

3)现场施工过程中钻井液起泡较明显,建议对解水锁剂的配方进行优化,以降低气泡对钻井液性能的影响。

参 考 文 献

References

- [1] 赵向阳,张小平,陈磊,等. 甲酸盐钻井液在长北区块的应用[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(1): 40-44.
ZHAO Xiangyang, ZHANG Xiaoping, CHEN Lei, et al. Application of formate drilling fluid in Changbei Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 40-44.
- [2] 崔贵涛,林海,董海东,等. NDW 无土相低伤害储层钻井液在 CB8-3 井的应用[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(5): 39-41.

- CUI Guitao, LIN Hai, DONG Haidong, et al. Application of NDW clay-free low damage drilling fluid on Well CB8-3[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2012, 34(5): 39–41.
- [3] 贾俊, 赵向阳, 刘伟. 长庆油田水基环保成膜钻井液研究与现场试验[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(5): 36–42.
- JIA Jun, ZHAO Xiangyang, LIU Wei. Research and field test of water-based environmental- friendly membrane forming drilling fluid technology in Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(5): 36–42.
- [4] 黎金明, 杨斌, 陈在君, 等. 鄂尔多斯盆地长北气田储层保护技术[J]. *天然气工业*, 2009, 29(3): 68–70.
- LI Jinming, YANG Bin, CHEN Zaijun, et al. Reservoir protection technology in the Changbei Gas Field, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(3): 68–70.
- [5] 金祥哲, 王长宁, 杨斌. 长北气田水平井钻井液润滑剂的优选与应用[J]. *天然气工业*, 2009, 29(4): 61–63.
- JIN Xiangzhe, WANG Changning, YANG Bin. Selection and application of drilling fluid lubricant for horizontal wells in the Changbei Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(4): 61–63.
- [6] 向雄, 杨洪烈, 刘喜亮, 等. 南海西部超浅层气田水平井 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液研究与应用[J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(2): 38–43.
- XIANG Xiong, YANG Honglie, LIU Xiliang, et al. Research and application of EZFLOW solid-free weak gel drilling fluid in horizontal wells in shallow gas fields in the Western South China Sea[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(2): 38–43.
- [7] 陈在君, 黎金明, 杨斌, 等. 长北气田长水平井段裸眼钻井(完井)液技术[J]. *天然气工业*, 2007, 27(11): 49–51.
- CHEN Zaijun, LI Jinming, YANG Bin, et al. Drilling and completion fluid technology for long horizontal openhole completion in Changbei Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(11): 49–51.
- [8] 郭永宾, 管申, 刘智勤, 等. 涪洲 12-1 油田水平井无固相有机盐钻井液技术[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(6): 31–36.
- GUO Yongbin, GUAN Shen, LIU Zhiqin, et al. Solid-free organic salt drilling fluid for horizontal wells in the Weizhou 12-1 Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(6): 31–36.
- [9] 蒋官澄, 王晓军, 关键, 等. 低渗特低渗储层水锁损害定量预测方法[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(1): 69–73.
- JIANG Guancheng, WANG Xiaojun, GUAN Jian, et al. The quantitative prediction method of water blocking damage in low and extra-low permeability reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(1): 69–73.
- [10] 李洪, 李治平, 王香增, 等. 表面活性剂对低渗透油藏渗吸敏感因素的影响[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(5): 100–103.
- LI Hong, LI Zhiping, WANG Xiangzeng, et al. The effect of surfactants on imbibition-sensitive factors of low-permeability reservoirs[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(5): 100–103.
- [11] 董宏伟, 贾俊, 凡帆, 等. 解除低渗砂岩气层钻井液伤害的洗井液研究与应用[J]. *钻井液与完井液*, 2015, 32(4): 40–44.
- DONG Hongwei, JIA Jun, FAN Fan, et al. Flushing fluid eliminating damage to low permeability sandstone gas reservoir by drilling fluid[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2015, 32(4): 40–44.
- [12] 董兵强, 邱正松, 陆朝晖, 等. 临兴区块致密砂岩气储层损害机理及钻井液优化[J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(6): 65–70.
- DONG Bingqiang, QIU Zhengsong, LU Zhaohui, et al. Damage mechanisms determination for tight sands gas reservoir in Block Linxing and drill-in fluid optimization for protection of the reservoir[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(6): 65–70.
- [13] 蒋官澄, 张志行, 张弘. KCl 聚合物钻井液防水锁性能优化研究[J]. *石油钻探技术*, 2013, 41(4): 59–63.
- JIANG Guancheng, ZHANG Zhihang, ZHANG Hong. Anti-water lock optimization of KCl polymer drilling fluid[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2013, 41(4): 59–63.
- [14] 韩成, 黄凯文, 韦龙贵, 等. 海上低渗储层防水锁强封堵钻井液技术[J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(5): 67–71.
- HAN Cheng, HUANG Kaiwen, WEI Longgui, et al. A drilling fluid with water block preventive capacity and strong plugging capacity for offshore low permeability reservoir drilling[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(5): 67–71.
- [15] 耿学礼, 吴智文, 黄毓祥, 等. 低渗储层新型防水锁剂的研究及应用[J]. *断块油气田*, 2019, 26(4): 537–540.
- GENG Xueli, WU Zhiwen, HUANG Yuxiang, et al. Research and application of new waterproof locking agent for low permeability reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(4): 537–540.
- [16] 陈二丁, 赵洪涛, 李秀灵, 等. 用于滩坝砂低渗透油藏的复合盐低伤害钻井液技术[J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(4): 66–72.
- CHEN Erding, ZHAO Hongtao, LI Xiuling, et al. Low damage compound salt drilling fluid for low permeability beach bar sand reservoirs[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(4): 66–72.
- [17] 黄维安, 雷明, 滕学清, 等. 致密砂岩气藏损害机理及低损害钻井液优化[J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(4): 33–38.
- HUANG Weian, LEI Ming, TENG Xueqing, et al. Damaging mechanism of tight sandstone gas reservoirs and optimization of drilling fluids for reservoir protection[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(4): 33–38.
- [18] 唐洪明, 徐诗雨, 王茜, 等. 克拉苏气田超致密砂岩气储层水锁损害[J]. *断块油气田*, 2017, 24(4): 541–545.
- TANG Hongming, XU Shiyu, WANG Xi, et al. Water blocking damage of hyper-tight sandstone gas reservoir in Kelasu Gas Field[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2017, 24(4): 541–545.

[编辑 滕春鸣]