

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2019046

SXJD- I 型低伤害暂堵修井液技术

赵全民¹, 李 燕², 刘浩亚², 何青水², 唐文泉²

(1. 中国石化国际石油勘探开发有限公司, 北京 100083; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要: 为满足老油田修井需求、并兼顾储层保护, 以 KCl 溶液为基液, 通过优化屏蔽暂堵主剂、胶体保护剂及屏蔽暂堵辅剂加量, 形成了 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液。室内评价表明: 该修井液具有良好的滤失性和堵漏性能, 暂堵颗粒可迅速被油井产出液中的油和水分解, 缩短修井后的排水周期; 岩心渗透率恢复率大于 88.0%, 较常规修井液渗透率恢复率大幅提高。SXJD- I 型低伤害暂堵修井液在胜利油田 GU249 井和哈萨克斯坦 KKM 油田 301 井、190 井等 3 口井进行了现场应用, 其封堵效果良好, 能够满足修井作业需要, 排水复产期缩短 40.0% 以上。研究表明, SXJD- I 型低伤害暂堵修井液的封堵和储层保护效果良好, 具有推广应用价值。

关键词: 修井液; 地层损害; 流变性; 暂堵性能; 排水期

中图分类号: TE358

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)02-0109-05

The Technology of SXJD- I Type Low Damage Temporary Plugging Workover Fluid

ZHAO Quanmin¹, LI Yan², LIU Haoya², HE Qingshui², TANG Wenquan²

(1. Sinopec International Petroleum Exploration and Development Co. Ltd., Beijing, 100083, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In order to satisfy the requirements of both workover and reservoir protection in mature oilfields, the SXJD- I type low damage temporary plugging workover fluid was developed by taking the KCl solution as the base fluid, and optimizing the shielding temporary plugging main agent, colloidal protective agent and temporary plugging assisting agent. The inside evaluation showed that the workover fluid had good filtration and plugging performance, the temporary plugging particles could be quickly dissolved by oil and water in the produced fluids, which significantly reduced the water drainage period after workover. With a core permeability recovery rate greater than 88.0%, it exhibited a significantly enhanced permeability recovery rate, which was better than the conventional workover fluids. SXJD- I type low damage temporary plugging workover fluid has been tested in three wells: Well GU249 in Shengli Oilfield, Well 301 and Well 190 in KKM Oilfield, Kazakhstan, where they achieved a good sealing effect. The new fluid can meet the needs of workover operation, and the water drainage period can be shortened by 40.0% or more. The research indicated that SXJD- I type low damage temporary plugging workover fluid had good sealing and reservoir protection effect, with sound popularization and application prospects.

Key words: workover fluid; formation damage; rheology; sealing performance; drainage period

修井是恢复油气井正常生产、提高单井产量与采收率和延长生产周期的重要措施。修井时, 修井液直接与储层接触, 易发生漏失、储层损害等问题, 加之老区块经多年开采, 油层物性和温度压力系统紊乱, 给修井作业造成很大困难^[1-3]。选择合适的修井液是防止修井作业时发生漏失和储层损害等问题的关键^[4-6]。

目前应用比较普遍的修井液主要有泡沫修井液、胶液修井液、烃基修井液、凝胶型修井液、清洁盐水修井液和屏蔽暂堵型修井液^[7-9]。其中, 泡沫修

井液配制成本高, 施工过程复杂; 胶液修井液不能完全防止漏失, 液相进入产层造成的损害和因聚合物造成的吸附损害不可避免; 烃基修井液安全环保问题突出, 且成本较高; 凝胶型修井液对储层损害小, 堵漏性能突出; 清洁盐水修井液漏失严重, 水锁

收稿日期: 2018-08-20; 改回日期: 2019-02-22。

作者简介: 赵全民 (1966—), 男, 河南许昌人, 1988 年毕业于石油大学 (华东) 石油工程专业, 2013 年获中国石油大学 (北京) 安全工程与技术博士学位, 高级工程师, 现从事石油工程技术管理工作。E-mail: qmzhao.sipc@sinopec.com。

损害突出;屏蔽暂堵型修井液具有使用简便、成本低廉等特点,目前应用最为广泛^[10-11]。笔者针对老油区修井作业特点和要求、并兼顾储层保护,研发了SXJD-I型低伤害暂堵修井液,其兼具凝胶型修井液和屏蔽暂堵型修井液的优点,在胜利油田和哈萨克斯坦KKM油田3口井进行了现场应用,获得良好的应用效果,修井后的排水复产期明显缩短。

1 低伤害暂堵修井液的研制

1.1 技术思路与作用机理

根据屏蔽暂堵技术思路,在修井液基液中加入可解堵屏蔽暂堵材料,在一定压差作用下在近井壁处或射孔孔眼处形成一层屏蔽暂堵带,阻止修井液继续侵入储层;油气井完成修井作业投入生产后,在反向压力作用下,大部分屏蔽暂堵材料被直接冲出孔隙,另一部分在地层产出液的作用下分解,屏蔽带被解除,恢复储层与井筒间的连通通道,从而达到保护储层的目的。

低伤害暂堵修井液由基液、屏蔽暂堵主剂、胶体保护剂和屏蔽暂堵辅剂等组成,主要成分为吸水树脂。吸水树脂吸水之前,其高分子网络是未电离的固态网络;吸水树脂与水相接触时,亲水基团 COOMe —(Me为碱性金属)与水分子发生水合作用,高分子网络伸展,此时,胶体网络内外的离子存在浓度差。吸水树脂聚合物链上的阴离子是固定的,而阳离子 Me^+ 可移动,阳离子向外扩散后,聚合物链上形成阴离子间的静电斥力,促使网络结构发生扩张,溶液的黏度增大,滤失量降低,形成流变性良好的胶体溶液。而吸水树脂高分子结构为了保持电中性使阳离子不能自由向外扩散,必须满足阳离子在树脂网络内外存在较大浓度差,形成渗透压,促使水分子大量渗入聚合物网络内部。随着网络的扩张,树脂分子链 $-(\text{CH}_2-\text{CH}_2)-$ 的弹性收缩力与阴离子斥力和水分子的膨胀力慢慢达到平衡,此时修井液表现出最佳流变性和封堵性能。随后,水分子会逐渐破坏吸水树脂聚合物分子链的弹性连接,破坏网络结构,树脂开始溶解。

除吸水树脂外,修井液中还含有少量吸油树脂。吸油树脂是一种由亲油性单体经适度交联形成的具有三维网络结构的聚合物。吸油树脂具有一定的孔隙,油分子通过孔隙进入树脂内部与高分子链上的亲油基团发生溶剂化作用,树脂发生溶胀^[12]。当进入树脂中的油分子使高分子链完全展开时,树

脂高分子的弹性回缩力使舒展的高分子链慢慢回缩,最终达到热力学平衡,树脂达到溶胀平衡,此时吸油树脂具有最理想的堵漏性能。随后,油分子开始胀破树脂交联链,吸油树脂开始溶解,修井液对地层的暂堵作用逐渐解除,渗透率恢复。

吸水树脂和吸油树脂共同作用,使修井液具有良好的流变性和滤失性,进入井筒后在压差作用下,小粒径树脂颗粒进入地层并逐渐堵塞孔道,起到屏蔽暂堵作用,使修井液不再流失(屏蔽暂堵过程约为2~3 d),以确保修井作业顺利实施。随后,地层水和原油逐渐破坏树脂弹性分子链,吸水树脂和吸油树脂分子开始分解,树脂颗粒慢慢溶解,地层渗透率开始恢复,表现出修井液的低伤害暂堵特性。

1.2 屏蔽暂堵主剂优化

为了防止工作液及其滤液进入储层使黏土矿物膨胀造成储层损害^[13-15],选用3%的KCl溶液作为低伤害修井液基液。屏蔽暂堵主剂选用吸水树脂,其主要作用是:一是吸附自由水,提高修井液体系黏度,降低滤失量;二是可变形颗粒在压差作用下封堵地层孔隙,起到屏蔽暂堵作用^[5]。在修井液基液中添加不同加量的屏蔽暂堵主剂,采用ZNN-D6型六速旋转黏度计和ZNS-5A滤失仪测试其流变性和滤失性,结果见表1。

表1 屏蔽暂堵主剂加量优化试验结果

Table 1 Optimization results of the dosage of main shielding temporary plugging agent

屏蔽暂堵主剂 加量, %	六速旋转黏度计读数						API 滤失量/ mL
	$\phi 600$	$\phi 300$	$\phi 200$	$\phi 100$	$\phi 6$	$\phi 3$	
0.5	5	3	1.5	1	0.5	0.1	> 120
1.0	14	7	4.0	3	0.5	0.1	97
1.5	38	21	15.0	9	2.0	1.0	71
2.0	96	65	53.0	35	7.0	4.0	34

由表1可以看出:基液加入0.5%~1.0%屏蔽暂堵主剂后其黏度较低,滤失量较大;加入2%的屏蔽暂堵主剂后的黏度升高、滤失量降低,但其黏度偏高,现场配制难度加大。因此,屏蔽暂堵主剂的推荐加量为1.5%。

1.3 胶体保护剂加量优化

胶体保护剂的主要作用是提高修井液的黏度,优化修井液的流变性能,进一步降低修井液的滤失

量^[10, 16]。考虑修井液抗盐抗温能力和现场施工便利性, 在修井液基液中添加不同加量的胶体保护剂, 测试其流变性和 API 滤失量, 结果见表 2。

表 2 胶体保护剂加量优化试验结果
Table 2 Experimental results of optimizing the dosage of colloidal protective agent

胶体保护剂 加量, %	六速旋转黏度计读数						API 滤失量/ mL
	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	
0.1	73	52	42	29	8	6	7.5
0.2	92	74	66	52	19	15	5.5
0.3	102	88	78	64	28	23	5.2

注: 修井液基液为基液+1.5% 屏蔽暂堵主剂

由表 2 可以看出, 修井液基液加入胶体保护剂后, 流变性能得到改善, 同时 API 滤失量也大幅降低。胶体保护剂加量为 0.2% 时, API 滤失量控制在较低范围内, 流变性也较好; 加量超过 0.2% 时, 其流变性变差, 因此胶体保护剂的推荐加量为 0.2%。

1.4 屏蔽暂堵辅剂加量优化

屏蔽暂堵辅剂为吸油树脂, 添加到修井液中可以提高修井液的封堵能力, 其与屏蔽暂堵主剂协同作用还可以降低修井液的滤失量。在修井液基液中添加不同加量的屏蔽暂堵辅剂, 测试其流变性和 API 滤失量, 结果见表 3。

表 3 屏蔽暂堵辅剂加量优化试验结果
Table 3 Experimental results of optimizing the dosage of shield-temporary plugging assisting agent

屏蔽暂堵辅剂 加量, %	六速旋转黏度计读数						API 滤失 量/mL
	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	
1.0	88	71	63	51	18	15	5.2
2.0	92	74	66	52	19	15	5.0
3.0	95	75	68	55	20	18	5.0

注: 修井液基液为基液+1.5% 屏蔽暂堵主剂+0.2% 胶体保护剂。

由表 3 可以看出, 屏蔽暂堵辅剂对修井液流变性、滤失性能的影响程度较小, 其加量超过 2.0% 时, 修井液滤失量无明显降低, 考虑修井液的配制成本, 屏蔽暂堵辅剂的推荐加量为 2.0%~3.0%。

综合以上优化结果, 确定 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液的配方为: 基液 (3.0% KCl 溶液)+1.5% 屏蔽暂堵主剂+0.2% 胶体保护剂+2.0%~3.0% 屏蔽暂堵辅剂。

2 低伤害暂堵修井液性能评价

2.1 抗温能力

根据胜利油田及哈萨克斯坦 KKM 油田主要产层的埋深与地温梯度, 要求 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液具备抗温 120 ℃ 的能力。为确保该修井液满足现场施工要求, 测试了 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液老化前后的流变性能 (老化条件为在 120 ℃ 下滚动 16 h), 结果见表 4。

表 4 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液抗温能力评价
Table 4 Evaluation on the temperature resistance of SXJD- I type low damage temporary plugging workover fluid

测试条件	六速旋转黏度计读数						API 滤失量/ mL
	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	
老化前	92	74	66	52	19	15	5.0
老化后	90	71	63	50	16	13	6.2

由表 4 可以看出, SXJD- I 型低伤害暂堵修井液老化前、后的流变性能与 API 滤失量变化不大, 说明该修井液可抗温 120 ℃。

2.2 封堵、解堵及储层保护效果

2.2.1 封堵效果

采用 FA 砂床滤失仪评价胜利油田应用的常规修井液 (1.5% 表面活性剂+淡水) 和 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液的封堵性能。首先, 配制常规修井液和 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液各 2 组, 每组 500 mL, 一组在温度 120 ℃ 下老化 16 h, 另一组在室温下放置 16 h; 然后向 FA 滤失仪有机玻璃管内分别灌注约 350 cm³ 粒径为 40/60 目和 120/150 目的河砂并压实, 以模拟渗透率为 50 mD 及 20 mD 的砂床; 再分别向 FA 滤失仪有机玻璃管内缓慢灌注温度 120 ℃ 下老化 16 h 和室温放置的常规修井液及 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液; 最后将有机玻璃管放置到 FA 砂床滤失仪台架上, 加压至 0.69 MPa, 压力维持 30 min 后释放系统圈闭压力, 使用钢尺测量修井液侵入砂床的深度, 测量收集滤液的体积, 结果见表 5。

由表 5 可以看出: 常规修井液的堵漏性能较差, 老化前后均全部漏失; SXJD- I 型低伤害暂堵修井液老化前后均能够封堵渗透率 20~50 mD 的砂床, 且侵入深度小, 具有较强的封堵性能, 堵漏效果明显。

表 5 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液封堵效果

Table 5 Sealing effect of SXJD- I type low damage temporary plugging workover fluid

砂床粒径	修井液类型	侵入砂床深度/cm		滤失量/mL	
		老化前	老化后	老化前	老化后
40/60 目	常规修井液	全浸透	全浸透	全滤失	全滤失
	SXJD- I 型低伤害暂堵修井液	3.5	5.5	0	0
120/150 目	常规修井液	全浸透	全浸透	全滤失	全滤失
	SXJD- I 型低伤害暂堵修井液	2.5	5.2	0	0

2.2.2 解堵效果

为了评价模拟形成的屏蔽暂堵带与地层流体接触后的解堵效果,进行了室内解堵试验。配制 500 mL SXJD- I 型低伤害暂堵修井液,使用 API 滤失仪进行 30 min 标准滤失实验,得到 API 滤失形成的滤饼;将滤饼在 CaCl_2 溶液中(模拟地层水 Ca^{2+} 含量)浸泡 2 h,并使用玻璃棒在滤饼上方间断缓慢搅动 1 min,以模拟地层产出液的流动;然后取出滤饼在煤油中浸泡 2 h,并使用玻璃棒在滤饼上方间断缓慢搅动 1 min;取出滤饼,观察滤饼残留情况。

观察结果发现: SXJD- I 型低伤害暂堵修井液形成的滤饼较为致密;经模拟产出水浸泡后,滤饼变得松散;经产出油浸泡后,松散的滤饼已基本分解。这说明 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液形成的屏蔽暂堵带能够被油井高含水产出液快速分解,具备暂堵和解堵性能。

2.2.3 储层保护效果

室内对 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液及常规修井液的岩心污染程度进行对比试验。由于 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液的解堵机理不同,为了准确评价其储层保护效果,在 SY/T 5358—2010“储层敏感性流动实验评价方法”的基础上,制定了 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液的实验流程:使用过滤煤油正向测定岩心原始渗透率;使用 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液反向污染岩心;使用模拟地层水矿化度的工作液正向解除岩心污染带的封堵;使用过滤煤油正向测定岩心渗透率;计算岩心渗透率恢复率。常规修井液及 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液的岩心污染实验结果见表 6 和表 7。

由表 6 和表 7 可以看出,现用常规修井液对岩心的伤害程度严重,渗透率恢复率仅为 35.6%~51.9%;

表 6 现用常规修井液岩心污染实验结果

Table 6 Core pollution test results of the existing conventional workover fluid

岩心编号	气测渗透率/ mD	煤油渗透率/mD		渗透率 恢复率, %
		污染前	污染后	
K103-1	2.61	0.163	0.058	35.6
K137-1	3.93	0.262	0.136	51.9

表 7 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液岩心污染实验结果

Table 7 The water drainage and production resuming of well 301 in KKM Oilfield by using SXJD- I type low damage temporary plugging workover fluid

岩心编号	气测渗透率/ mD	煤油渗透率/mD		渗透率 恢复率, %
		污染前	污染后	
K103-2	3.50	0.233	0.219	94.0
K137-2	6.88	0.573	0.508	88.7

SXJD- I 型低伤害暂堵修井液污染岩心的渗透率恢复率可达 88.7%~94.0%,储层保护效果明显。

3 现场应用

3.1 总体应用情况

SXJD- I 型低伤害暂堵修井液在胜利油田 GU249 井、哈萨克斯坦 KKM 油田 301 井和 190 井进行了现场应用。其中,胜利油田 GU249 井采用 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液修井后排水复产,日产液量 13.0~14.5 m^3 ,含水率 87.2%,排水复产期 5 d,而未采用该修井液进行修井作业的邻井排水复产期长达 9 d。哈萨克斯坦 KKM 油田 301 井和 190 井采用 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液修井后排水复产期分别为 22 h 和 16 d,与前期采用常规修井液修井后的排水复产期(分别为 51 h 和 32 d)缩短 50.0% 以上,应用效果显著。现场应用表明, SXJD- I 型低伤害暂堵修井液具有良好的封堵和储层保护效果。下面以 301 井为例介绍 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液的应用情况。

3.2 301 井应用情况

哈萨克斯坦 KKM 油田 301 井人工井底深度 2 700.00 m,产层(射孔)段 2 613.00~2 663.00 m,油层平均孔隙度 17.0%,平均渗透率 10.0 mD,油层压力系数 0.87,地层温度约 102 $^{\circ}\text{C}$ 。该井于 2018 年 9 月实施修井换泵作业,现场配制 SXJD- I 型低伤害暂

堵修井液 20 m³, 其配方为: 污水(粗过滤地层产出水)+1.5% 屏蔽暂堵主剂+2.0% 屏蔽暂堵辅剂+0.2% 胶体保护剂。使用泵车向油套环空正循环泵入低伤害修井液 19 m³, 80 min 后环空出油, 随后泵入顶替液 KCl 溶液 20 m³, 环空返液正常, 原油完全排出油管后压井结束。该井压井结束后 3 d 完成换泵修井作业, 开泵顺利排液。

301 井修井前产液量 56 m³/d, 产油量 5.5 t/d, 含水 88.0%, 使用 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液修井复产后跟踪 15 d, 日均产油量 7.5 t, 累计增产约 30.0 t。

4 结论

1) 通过优化屏蔽暂堵主剂、胶体保护剂及屏蔽暂堵辅剂加量, 研制了 SXJD- I 型低伤害暂堵修井液, 其具有良好的流变性能、滤失性、堵漏性能和低伤害性。

2) SXJD- I 型低伤害暂堵修井液的主要暂堵成分为吸水树脂, 修井结束后可迅速被油井产出液分解; 少量吸水树脂颗粒可被原油组分溶胀和溶解, 起到暂堵和解堵作用。

3) 现场应用表明, SXJD- I 型低伤害暂堵修井液具有良好的封堵效果, 排水复产期明显缩短, 具有显著的储层保护效果。

参 考 文 献

References

- [1] 陈缘博, 徐安国, 贾辉, 等. 储层保护型修井液技术系列的研究及应用[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(12): 244-247.
CHEN Yuanbo, XU Anguo, JIA Hui, et al. Study and application of protecting formation workover fluids technical systems[J]. *Science Technology and Engineering*, 2016, 16(12): 244-247.
- [2] 颜明, 田艺, 贾辉, 等. 保护储层的络合水修井液技术研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(11): 112-115.
YAN Ming, TIAN Yi, JIA Hui, et al. Technical research of complex water workover fluid for reservoir protection[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2013, 35(11): 112-115.
- [3] 何丕祥, 胡成亮, 熊英, 等. 多重油层保护修井液研制与应用[J]. 非常规油气, 2018, 5(4): 65-69.
HE Pixiang, HU Chengliang, XIONG Ying, et al. Development and application of multiple reservoir protection fluid[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2018, 5(4): 65-69.
- [4] 张峰志, 奇生芝, 安崇清. 常规修井作业中保护储层技术[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013, 33(9): 150.
ZHANG Fengzhi, QI Shengzhi, AN Chongqing. Protection of reservoir technology in conventional workover operations[J]. *Petro China Chemical Industry Standards and Quality*, 2013, 33(9): 150.
- [5] 刘平德, 刘承华, 廖仕孟, 等. 新型无固相压井液的研制及性能评价[J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 83-85.
LIU Pingde, LIU Chenghua, LIAO Shimeng, et al. Development of novel solid-free well control fluid and its behavior evaluation[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(4): 83-85.
- [6] 肖建洪, 于滨, 王代流, 等. 新型聚合物盐水体系低污染修井液[J]. 油气田地面工程, 2001, 20(4): 30-31.
XIAO Jianhong, YU Bin, WANG Dailiu, et al. A new workover fluid with slight pollution polymer brine water system[J]. *Oil-Gasfield Surface Engineering*, 2001, 20(4): 30-31.
- [7] 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.
- [8] 鄢捷年, 马学勤, 刘继生, 等. 强抑制性水基修井液的优化设计与应用[J]. 钻井液与完井液, 2002, 19(5): 13-15.
YAN Jienian, MA Xueqin, LIU Jisheng, et al. Optimized design and application of strongly inhibitive water based workover fluid[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2002, 19(5): 13-15.
- [9] 宫新军, 陈建华, 成效华. 超低压易漏地层钻井液新技术[J]. 石油钻探技术, 1996, 24(4): 26, 62.
GONG Xinjun, CHEN Jianhua, CHENG Xiaohua. New drilling fluid techniques for ultra low pressure and lost circulation formation[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 1996, 24(4): 26, 62.
- [10] 骆贵明, 李淑白, 张国良. 保护储层的无固相压井液[J]. 钻井液与完井液, 2002, 19(4): 15-17.
LUO Guiming, LI Shubai, ZHANG Guoliang. Solids free well control fluid for formation protection[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2002, 19(4): 15-17.
- [11] 董军, 樊松林, 郭元庆, 等. 新型低密度微泡沫防漏修井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(1): 22-25.
DONG Jun, FAN Songlin, GUO Yuanqing, et al. Research on technology of novel low-density micro-foam workover fluid[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2013, 30(1): 22-25.
- [12] LIANG Y, WANG D, CHEN H. Preparation of high oil absorption resins by suspended emulsion polymerization and their properties[J]. *Separation Science and Technology*, 2013, 48(13): 1977-1981.
- [13] 于雷, 张敬辉, 李公让, 等. 低活度强抑制制堵钻井液研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 44-48.
YU Lei, ZHANG Jinghui, LI Gongrang, et al. Research and application of plugging drilling fluid with low-activity and high inhibition properties[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(1): 44-48.
- [14] 赵春鹏, 李文华, 张益, 等. 低渗气藏水锁伤害机理与防治措施分析[J]. 断块油气田, 2004, 11(3): 45-46.
ZHAO Chunpeng, LI Wenhua, ZHANG Yi, et al. Damage mechanism and prevention methods analysis of low permeability gas reservoir water blocking[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2004, 11(3): 45-46.
- [15] 陈大钧. 油气田应用化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 13.
CHEN Dajun. Chemistry applied on oil and gas fields[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 13.
- [16] 董军. 新型无固相防硫化氢低伤害修井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(2): 23-25.
DONG Jun. New solids-free, hydrogen sulfide-proof, low damage workover fluid technology[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2015, 32(2): 23-25.

[编辑 滕春鸣]