

苏北盆地 ZC 油田废弃钻井液再利用调剖工艺

卓龙成, 王 波, 张金焕, 胡文东, 张露曼

(中国石化华东油气分公司泰州采油厂, 江苏泰州 225300)

摘要: 苏北盆地 ZC 油田高含水开发后期储层内部出现不同级别的窜流通道, 注入水沿窜流通道无效、低效循环, 导致水油比急剧上升、采油成本大幅攀升、经济效益显著降低, 为解决该问题, 研究了废弃钻井液再利用调剖工艺。根据调剖堵水工艺原理, 通过室内试验进行了废弃钻井液再利用调剖体系的可行性研究, 采用搅拌及调节 pH 值的方式提高调剖体系的封堵效果, 最终形成了废弃钻井液再利用调剖工艺。现场试验证明, 该工艺具有较好的堵水、改善吸水剖面的效果, 可以达到废弃钻井液再利用, 避免污染, 降低调剖成本的目的。研究结果表明, 废弃钻井液再利用调剖工艺可为高含水油田低成本调剖提供技术支撑。

关键词: 中高渗油藏; 窜流通道; 废弃钻井液; 剖面调整; 堵水; ZC 油田; 苏北盆地

中图分类号: TE358⁺. 3 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2018)04-0109-06

Profile Control for Wasted Drilling Fluid Recycling in ZC Oilfield of the Subei Basin

ZHUO Longcheng, WANG Bo, ZHANG Jinhuan, HU Wendong, ZHANG Luman

(Taizhou Oil Production Plant, Sinopec East China Oil and Gas Branch Company, Taizhou, Jiangsu, 225300, China)

Abstract: Due to emerging channeling-paths inside the reservoir and ineffective and inefficient circulation of injected water along the paths in the late high water cut development stage of ZC Oilfield, the water-to-oil ratio may rise sharply, resulting in a rapid increase in development costs and an obvious decline in economic benefits. Incorporating the principles of profile control and water plugging, a feasibility study on the profile control system of wasted drilling fluid recycling was conducted through lab tests, in which the sealing effect of this system was changed by stirring and pH value adjustment. Finally, the profile control system of wasted drilling fluid recycling was determined. Field tests showed that this process achieves a good performance in water plugging and water absorption structure modification, and also accomplishes wasted drilling fluid recycling. The system could prevent pollution from wasted drilling fluid and reduce profile control costs. This technology would provide technical support for the low-cost profile control of high water cut oilfields.

Key words: mid-high permeable reservoir; channeling-path; waste drilling fluid; profile control; water shutoff; ZC Oilfield; Subei Basin

ZC 油田位于苏北盆地东台坳陷溱潼凹陷, 主要含油层系为 Es¹ 油藏。油藏中部深度 1 584.00 m, 渗透率 103~5 862 mD, 孔隙度 15.5%~34.7%, 原始地层温度 74 °C, 地下原油黏度 26.8 mPa·s, 地层水矿化度 19 780~21 360 mg/L, 水型 Na₂SO₄, 含油面积 0.5 km², 原油地质储量 178×10⁴ t, 属于高孔、中—高渗小断块油藏。ZC 油田已进入高含水开发后期, 截至 2017 年底, 该油田有采油井 17 口, 注水井 6

口, 日产油量 20.0 t, 综合含水率 95.5%, 采油速度 0.57%, 地质储量采出程度 36.92%, 属于典型的

收稿日期: 2018-02-23; 改回日期: 2018-06-20。

作者简介: 卓龙成(1985—), 男, 黑龙江大庆人, 2008 年毕业于大庆石油学院华瑞学院石油工程专业, 工程师, 主要从事油田注采工艺技术方面的研究工作。E-mail: 284496981@qq.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“ZC 中高渗高含水油藏 CO₂ 复合驱油技术研究”(编号:P17056-6)部分研究内容。

“双高”油藏。储层整体以正韵律为主,注水开发时多表现为底部高渗带水淹,水窜现象严重,水驱动用程度低,注水井需要采取调剖措施,提高低渗层的动用程度。

ZC 油田现已进入注水开发后期,由于油藏非均质性较强,导致注入水波及系数较小,大量注入水沿着高渗透层窜流,低渗透层很少被波及到,注入水利用率低。目前,国内已经开展了各种调剖堵水工艺研究,研究出了冻胶类、沉淀类等调剖堵水剂,现场应用取得了一定效果,但也存在施工周期长、有效期短、需要进行大剂量多段塞深部处理、调堵剂用量大和成本高等问题,制约了调剖堵水工艺的应用^[1-2]。

笔者针对 ZC 油田高含水期的开发特征及剩余油分布特征^[3-5],借鉴国内不同的调剖堵水工艺^[6-13],研发了废弃钻井液调剖体系,形成了废弃钻井液再利用调剖工艺,即向地层注入废弃钻井液,在地层的大孔道中堆积颗粒形成封堵,使注入水转向中低渗含油较多的区域,驱替其中的剩余油,提高注入水的利用率,从而提高采收率;同时,利用废弃钻井液配制调剖体系既可减轻钻井液对环境的污染,又可降低调剖成本。

1 废弃钻井液调剖体系的研制

1.1 试验设备

主要仪器设备有 NB-1 型钻井液密度计、NDJ-8S 旋转黏度计、雷磁 PHS-25 型 pH 计、NGJ-3S 型数显高速搅拌机、BSRD-1252A(C)型稠化仪和 DF-101Z 集热式恒温加热磁力搅拌器。

1.2 废弃钻井液调剖体系的配方优选

现场采集的废弃钻井液密度为 1.12 g/cm^3 ,含水率 76.67%,含油率 8.29%,固相含量 15.04%。因其颗粒物质较多,容易形成沉淀堆积,导致堵塞井筒及近井地带,所以废弃钻井液调剖体系要具有一定的悬浮性、分散性,从而达到较好的调剖效果。

1.2.1 悬浮剂优选

对油田常用的羧甲基纤维素(CMC)、非离子聚丙烯酰胺(NPAM)和阴离子聚丙烯酰胺(APAM)等 3 种悬浮剂进行悬浮性能评价试验,结果如图 1

和图 2 所示。

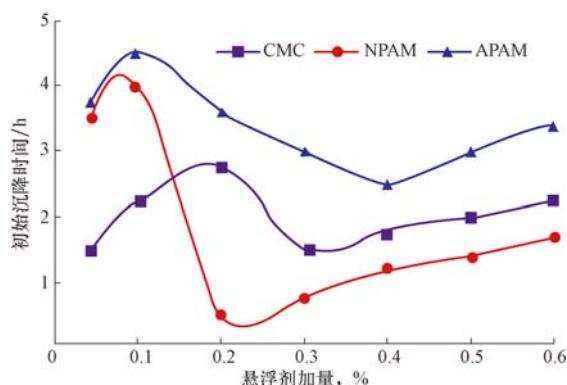


图 1 悬浮剂加量与初始沉降时间的关系

Fig. 1 Relation between the dosage of suspending agent and the initial settling time

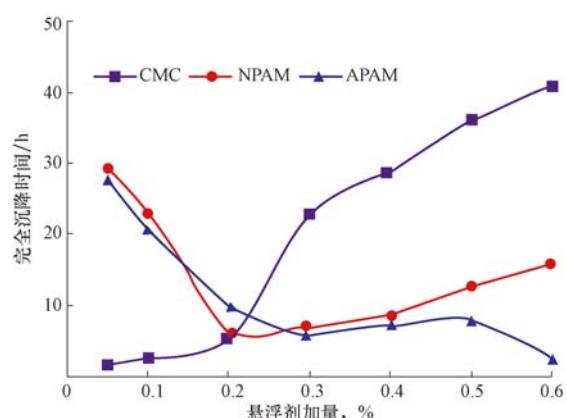


图 2 悬浮剂加量与完全沉降时间的关系

Fig. 2 Relation between the dosage of suspending agent and the full settling time

从图 1 可以看出, APAM 的悬浮性能优于 CMC,但三者的变化趋势相似,沉降时间随加量增大先缩短后增长。从图 2 可以看出,悬浮剂加量均较小时,聚丙烯酰胺(PAM)的悬浮性能优于 CMC,但随着加量增大,CMC 的完全沉降时间远大于 PAM。因此,通过综合考虑,选用 CMC 作为悬浮剂。

1.2.2 分散剂优选

对筛选出的纯碱(Na_2CO_3)和表面活性剂(油酸钠)2 种分散剂进行性能评价,结果如图 3 所示。从图 3 可以看出,纯碱的悬浮性能较差,油酸钠的悬浮性能较好,沉降时间较长,且随着加量增大,性能更好。因此,选用油酸钠作为分散剂。

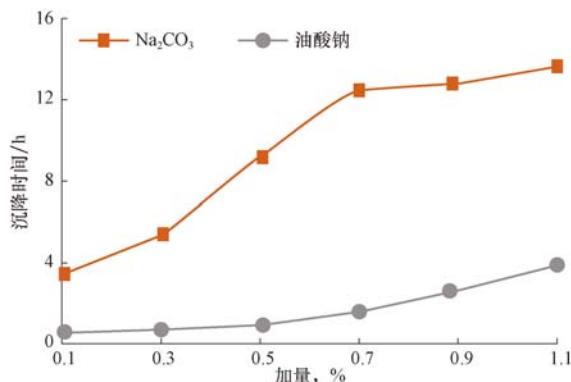


图 3 分散剂加量与沉降时间的关系

Fig. 3 Relation between the dosage of dispersant and the settling time

1.2.3 固化剂优选

对初选的 2 种固化剂配方进行抗压强度性能评价,用压力试验机测其破裂压力,计算抗压强度,测试 2 种配方在不同养护时间下的抗压强度。

配方 1 初选废弃钻井液固相和水泥,并按照不同质量比加入增强剂,加压成模后养护 3 d,测试其抗压强度,结果见表 1。从表 1 可以看出,加入增强剂 CaO 后能够提高配方 1 的抗压强度,根据测试结果确定配方 1 中废弃钻井液固相、水泥和增强剂的质量比为 1 : 2 : 0.01。

表 1 配方 1 抗压强度测试结果

Table 1 Result of the compressive strength test with formula 1

试验编号	加量/g			抗压强度/ MPa
	废弃钻井液固相	水泥	CaO	
1	500	500	0	0.67
2	500	1 000	0	1.22
3	500	1 000	5	1.68

配方 2 初选废弃钻井液固相和稀土矿粉,按照不同质量比进行配制,加压成模后养护 3 d,测试其抗压强度,结果见表 2。根据测试结果确定配方 2 中废弃钻井液固相和稀土矿粉的质量比为 1 : 1。

表 2 配方 2 抗压强度测试结果

Table 2 Result of the compressive strength test with formula 2

试验编号	加量/g		抗压强度/ MPa
	废弃钻井液固相	稀土矿粉	
1	500	150	0.53
2	500	250	0.91
3	500	500	1.56

对上述 2 种配方进行固化试验,由试验结果(见

图 4)可知,加入固化剂后,其抗压强度随着养护时间增长而增强,且配方 1 的固化效果优于配方 2,因此采用配方 1 作为固化剂。

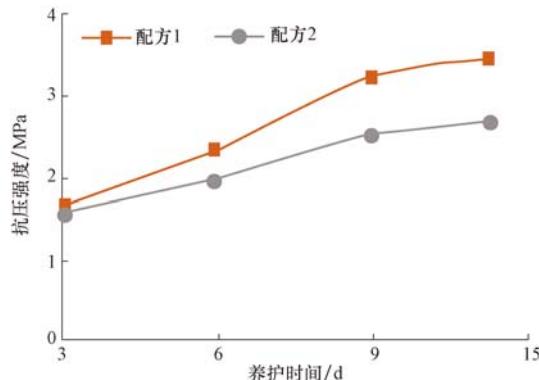


图 4 固化剂抗压强度与养护时间的关系

Fig. 4 Relationship between the compressive strength and the maintenance time of curing agents

1.2.4 缓凝剂优选

根据固化剂优选结果,在室温、常压下,使用稠化仪测定固化剂在不同缓凝剂(磷酸盐和丙烯酰胺衍生物)加量条件下废弃钻井液的稠化时间,评价其缓凝性能,结果如图 5 所示。

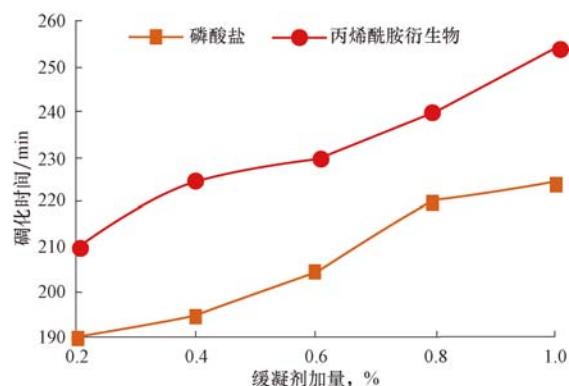


图 5 缓凝剂加量与稠化时间的关系

Fig. 5 Relation between the dosage of retarder and the thickening time

从图 5 可以看出:随着缓凝剂加量增大,废弃钻井液调剖体系的稠化时间逐渐增长,丙烯酰胺衍生物的缓凝效果优于磷酸盐。因此,选用丙烯酰胺衍生物作为缓凝剂。

1.3 废弃钻井液调剖体系配方确定

根据上述优选结果,确定废弃钻井液调剖体系的配方为钻井液固相 + 水泥 + 增强剂 CaO +

0.02%CMC(悬浮剂) + 0.30%油酸钠(分散剂) + 0.20%丙烯酰胺衍生物(缓凝剂),其中钻井液固相、水泥和增强剂 CaO 的质量比为 1 : 2 : 0.01。按此配方配制的废弃钻井液调剖体系的悬浮性能和分散性能良好,能够满足调剖要求。

2 调剖体系封堵性能影响因素

苏北盆地 ZC 油田的地层渗透率主要为 300~500 mD,因此采用渗透率为 300~500 mD 的填砂管进行室内模拟试验,分析搅拌速率和 pH 值对废弃钻井液调剖体系封堵性能的影响。

2.1 搅拌速率

配制好的废弃钻井液调剖体系在室内采用不同搅拌转速搅拌后,进行岩心封堵试验,结果见表 3 和表 4。

表 3 废弃钻井液调剖体系经 1 000 r/min 转速搅拌后的封堵结果

Table 3 Result of wasted drilling fluid profile control plugging after stirring at high speed of 1 000 r/min

注浆量/孔隙 体积	渗透率/mD		封堵率, %	最大注水 压力/MPa
	封堵前	封堵后		
0.1	305.67	176.19	42.36	6.15
0.3	341.33	147.32	56.84	14.23
0.5	327.84	123.96	62.19	15.64

表 4 废弃钻井液调剖体系经 10 000 r/min 转速搅拌后的封堵结果

Table 4 Result of wasted drilling fluid profile control plugging after stirring at high speed of 10 000 r/min

注浆量/孔隙 体积	渗透率/mD		封堵率, %	最大注水 压力/MPa
	封堵前	封堵后		
0.1	412.78	151.61	63.27	9.25
0.3	386.26	92.12	76.15	18.69
0.5	359.43	49.17	86.32	19.66

从表 3 和表 4 可以看出,经过不同转速搅拌处理后调剖体系的封堵性能有了明显改善,转速越高,封堵性能越好,注入调剖体系后再次注水时的压力最高峰值也越大。

2.2 pH 值

配制不同 pH 值的废弃钻井液调剖体系,进行岩心封堵试验,结果见表 5 和表 6。从表 5 和表 6

可以看出,当废弃钻井液调剖体系的 pH 值为 8.0 ~9.0 时,其封堵性能并没有明显提高;但当废弃钻井液调剖体系的 pH 值提高至 9.5 以上时,其封堵性能得到了明显的增强,仅注入 0.1 倍孔隙体积的废弃钻井液调剖体系,后续注水的最大压力已超过 20 MPa,这是因为 pH 值改变后,会使废弃钻井液调剖体系内的固相颗粒的粒径分布发生变化,可以提高其黏度,从而能够改善其封堵性能。

表 5 pH 值为 8.16 时废弃钻井液调剖体系的封堵结果

Table 5 Result of wasted drilling fluid profile control and plugging under pH value of 8.16

注浆量/孔隙 体积	渗透率/mD		封堵率, %	最大注水 压力/MPa
	封堵前	封堵后		
0.1	365.55	200.07	45.27	4.25
0.3	407.24	205.21	49.61	8.13
0.5	426.79	177.42	58.43	13.71

表 6 pH 值为 9.75 时废弃钻井液调剖体系的封堵结果

Table 6 Result of wasted drilling fluid profile control and plugging under pH value of 9.75

注浆量/孔隙 体积	渗透率/mD		封堵率, %	最大注水 压力/MPa
	封堵前	封堵后		
0.1	475.41	0	100.00	20.13
0.3	517.57	0	100.00	20.65

从表 5 和表 6 可以看出,提高废弃钻井液调剖体系的 pH 值,可以增强其封堵效果。

3 现场试验

ZC 油田投产至今已历时 27 年,目前综合含水率已经高达 95.5%。由于储层整体以正韵律为主,注水开发时多表现为底部高渗带水淹,水窜现象严重,层间、层内矛盾加剧,导致油井含水率上升过快,产量下降,因此在该油田开展了废弃钻井液调剖试验。

2016—2017 年,废弃钻井液调剖体系在 QK-23 井取得了显著的调剖效果,此后进一步优化了废弃钻井液调剖体系,又在 QK-11 井、Z7B 井和 CZ14 井等井进行了试验,累计注入废弃钻井液 10 487 m³,3 口井调剖前注水压力为 10.7~11.0 MPa,调剖后注水压力为 12.3~15.5 MPa,平均注水压力提高 4.1 MPa,油井累计增油 358.23 t,节约钻井液处理费 419 万,效益显著,基本情况见表 7。

表 7 调剖前后注入压力对比结果

Table 7 Comparison on injection pressure before and after profile control

井号	废弃钻井液		膨润土+水泥+粉煤灰浆		注入压力/MPa	
	注入量/m ³	密度/(g·cm ⁻³)	注入量/m ³	密度/(g·cm ⁻³)	调剖前	调剖后
QK-23	1 252	1.15	698	1.07~1.18	7.5	15.8
QK-11	126	1.13	190	1.05~1.09	10.8	15.5
Z7B	3 170	1.05~1.50			11.0	12.8
CZ14	5 939	1.03~1.10			10.7	12.3
合计	10 487		888			

常规堵剂成本为 570~600 元/m³, 废弃钻井液仅为运输费用(62.5 元/m³), 累计节约 63.5 万元。废弃钻井液固化对环境有一定影响, 且固化处理费用高, 废弃钻井液处理费按 400 元/m³ 计算, 节约废弃钻井液处理费用 50.08 万元。

3.1 典型井试验

QK-23 井于 2004 年 6 月开始注水, 吸水剖面监测显示层间吸水差异较大; 2005 年 9 月前注水量为 60 m³/d, 注水压力为 4.5 MPa, 9 月开展化学药剂调剖, 调剖后注水量 60 m³/d, 注水压力为 7.8 MPa; 2008 年调剖失效, 注水压力逐渐恢复至 4.5 MPa。

此次调剖拟封堵半径为 5.00 m, 封堵层段厚度为 37.40 m, 处理层孔隙度为 26%, 计算出调剖剂用量为 763 m³。

设置爬坡压力为 0.3 MPa/d, 门限压力为 15.0 MPa, 初始注入密度 1.03 g/cm³, 上限注入密度 1.09 g/cm³, 首先选择注入速度 100 m³/d, 并加入 0.2% CMC+0.3% 油酸钠, 在加药罐稀释后泵入井内。

注入过程中不断分析调整, 累计注入密度为 1.15 g/cm³ 的废弃钻井液调剖体系 1 252 m³, 注入排量 72 m³/d, 注入泵压由 7.0 MPa 升至 11.0 MPa。由于废弃钻井液不足, 废弃钻井液调剖体系注入量未达到设计预定值, 决定用膨润土、水泥和粉煤灰配制调剖体系, 注入过程中不断上调密度, 将密度调整至 1.07~1.18 g/cm³, 共计注入 698 m³, 注入压力升至 15.8 MPa, 达到设计压力, 结束调剖施工, 随后转入注水。

3.2 效果评价

通过同位素吸水剖面测试可知, QK-23 井采用废弃钻井液调剖后原主吸水层吸水比例由 52.1% 降至 14.3%, 难吸水层吸水比例由 17.6% 升至 35.7% (见图 6)。从图 6 可以看出, 采用废弃钻井

液调剖体系调剖后封堵了原注水大孔道, 提高了注水压力, 同时使原来几乎不吸水的层位开始吸水, 进而改善了吸水剖面, 达到了调剖的目的。

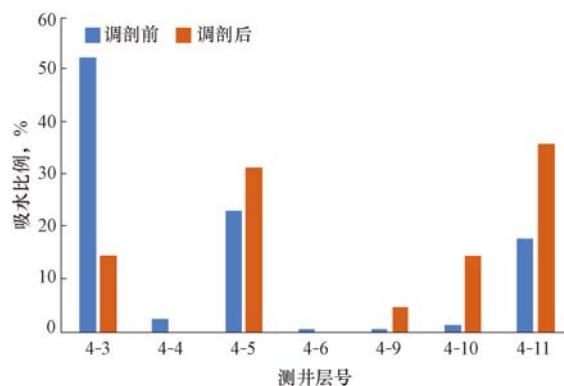


图 6 QK-23 井调剖前后吸水剖面对比

Fig. 6 Comparison on the water injection profiles before and after profile control in Well QK-23

4 结论与建议

1) 利用废弃钻井液调剖体系在 ZC 油田高渗透油藏进行了注水井调剖, 实现了注水井大孔道的封堵, 改善了注水井的吸水剖面, 使原来难动用的剩余油得到动用, 提高了采收率; 同时, 实现了废弃钻井液再利用, 降低了调剖成本, 节省了废弃钻井液处理费用。

2) 由于试验条件的限制, 该技术研究过程中未能对封堵的填砂管进行调剖深度研究, 也未考虑废弃钻井液与地层孔喉的配伍性, 建议在现有研究的基础上, 考虑上述因素后, 建立适合华东地区油藏条件的物理模型, 进行进一步研究, 以更好地指导现场施工。

参 考 文 献

References

- [1] 熊春明, 刘玉章, 黄伟, 等. 深部液流转向与调驱技术现状与对策[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(4): 504~509.

- XIONG Chunming, LIU Yuzhang, HUANG Wei, et al. Status and solutions of deep fluid diversion and profile control technique[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(4): 504–509.
- [2] 宋刚祥,喻高明,韩鑫,等.定量评价调剖效果的新方法[J].石油钻探技术,2012,40(6):96–98.
- SONG Gangxiang, YU Gaoming, HAN Xin, et al. New methods of quantitatively evaluate effect of profile control[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(6): 96–98.
- [3] 王秀丽.特高含水期水驱精细挖潜效果[J].大庆石油地质与开发,2014,33(4):74–77.
- WANG Xiuli. Effects of the fine potential tapping in the extra high water cut period[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(4): 74–77.
- [4] 高兴军,宋新民,孟立新,等.特高含水期构型控制隐蔽剩余油定量表征技术[J].石油学报,2016,37(增刊2):99–110.
- GAO Xingjun, SONG Xinmin, MENG Lixin, et al. Quantitative characterization of the hidden remaining oil controlled by reservoir architecture at extra high water cut stage[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(supplement 2): 99–110.
- [5] 杨满平,张淑婷,刘继霞,等.中高渗砂岩油藏水驱后储层参数变化规律[J].大庆石油地质与开发,2012,31(6):59–63.
- YANG Manping, ZHANG Shuting, LIU Jixia, et al. Changed laws of parameters after water flooding for medium-high-permeability sandstone oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2012, 31(6): 59–63.
- [6] 陈先超,冯其红,张安刚,等.聚合物驱后凝胶微球调剖效果预测与评价方法[J].石油钻采工艺,2014,36(3):82–86.
- CHEN Xianchao, FENG Qihong, ZHANG Angang, et al. Prediction and evaluation of gel beads profile control performance after polymer flooding[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(3): 82–86.
- [7] 宋社民,吴洪彪,王哲,等.深部调驱后续水驱渗流特征:以蒙古林砂岩油藏为例[J].石油钻采工艺,2016,38(2):232–237.
- SONG Shemin, WU Hongbiao, WANG Zhe, et al. Seepage characteristics of water-flooding operations after deep profile control and oil displacement: a case study of Menggulin sand-
- stone reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(2): 232–237.
- [8] 梁丹,吕鑫,蒋珊珊,等.渤海油田分级组合深部调剖技术[J].石油钻探技术,2015,43(2):104–109.
- LIANG Dan, LYU Xin, JIANG Shanshan, et al. The technology of classified combination of deep profile control in the Bohai Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(2): 104–109.
- [9] 陈渊,孙玉青,温栋良,等.聚合物纳米微球调驱性能室内评价及现场试验[J].石油钻探技术,2012,40(4):102–106.
- CHEN Yuan, SUN Yuqing, WEN Dongliang, et al. Evaluation and application on profile control of polymer nano-micro-spheres[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 102–106.
- [10] 唐孝芬,刘玉章,向问陶,等.渤海 SZ36-1 油藏深部调剖剂研究与应用[J].石油勘探与开发,2005,32(6):109–112.
- TANG Xiaofen, LIU Yuzhang, XIANG Wentao, et al. Study and application of deep profile controlling agent in the SZ36-1 Oilfield, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(6): 109–112.
- [11] 曹亚明,孙桂玲,张瀚夷,等.废弃钻井泥浆调剖技术在高浅北区的应用研究[J].石油天然气学报,2010,32(6):291–293.
- CAO Yaming, SUN Guiling, ZHANG Hanshi, et al. Application of discarded drilling mud profile control technology in GQBQ[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(6): 291–293.
- [12] 孙丽娜,李军强.油田深部液流转向技术[J].断块油气田,2009,16(3):88–89.
- SUN Lina, LI Junqiang. Diversion technique of deep fluid in oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(3): 88–89.
- [13] 何风华,刘德正,樊玉生,等.高膨微粒调剖工艺先导性试验与效果评价[J].石油钻采工艺,2013,35(5):107–110.
- HE Fenghua, LIU Dezheng, FAN Yusheng, et al. Pilot test and effect evaluation of high-swelling particles profile control process[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(5): 107–110.

[编辑 腾春鸣]