

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201602006

球状凝胶复合封堵剂的研制与应用

刘文堂¹, 郭建华¹, 李午辰², 琚留柱², 李彬¹

(1. 中石化中原石油工程有限公司钻井工程技术研究院, 河南濮阳 457001; 2. 中石化中原石油工程有限公司技术公司, 河南郑州 450046)

摘要:为解决涪陵地区页岩气储层层理、裂缝发育导致的油基钻井液漏失严重的问题,通过分析页岩气地质特征及油基钻井液特性,研制出纳微米级可变形球状凝胶,辅配优选出的片状、纤维状封堵材料,合成了球状凝胶复合封堵剂。室内评价表明,在油基钻井液中加入2.4%球状凝胶复合封堵剂后,高温高压滤饼厚度由4.0 mm减小至1.5 mm,高温高压滤饼渗透率降低97.66%,20/40目石英砂床封堵承压能力由2 MPa提高至17 MPa。该球状凝胶复合封堵剂在涪陵地区66口井的现场应用结果表明,其与油基钻井液的配伍性好,可随钻封堵微孔、微裂缝,防止或减少钻井液漏失,从而有效降低油基钻井液的钻进损耗。

关键词:球状凝胶;封堵剂;油基钻井液;井漏;堵漏;页岩气;涪陵地区

中图分类号:TE254⁺.4;TE28⁺.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)02-0034-06

The Development and Application of a Microsphere Gel Composite Plugging Agents

LIU Wentang¹, GUO Jianhua¹, LI Wuchen², JU Liuzhu², LI Bin¹

(1. Research Institute of Drilling Engineering and Technology, Sinopec Zhongyuan Oilfield Service Corporation, Puyang, Henan, 457001, China; 2. Technology Company of Sinopec Zhongyuan Oilfield Service Corporation, Zhengzhou, Henan, 450046, China)

Abstract: During drilling shale gas wells in the Fuling Area, the oil-based drilling fluid is often lost seriously due to bedding and developed fractures. To address this problem, a nano-micron deformable spherical gel was developed after the geological characteristics of shale gas and properties of oil based drilling fluid were analyzed, and sheet or fibrous plugging materials were selected additionally to form the composite microsphere gel plugging agent on the basis of compatibility and sealing performance evaluation. Laboratory evaluation showed that the thickness of mud cake at high temperature and high pressure (HTHP) decreased from 4.0 mm to 1.5 mm, permeability reduced by 97.66%, and the pressure-bearing capacity of quartz sand bed (20 to 40 mesh) increased from 2 MPa to 17 MPa after adding microsphere gel plugging agent by 2.4% into oil based drilling fluids. This agent was applied to 66 wells in Fuling Area, and the results indicated that composite microsphere gel plugging agent was well compatible with oil-based drilling fluids, and it can prevent or reduce the loss of drilling fluid by plugging micropores and microfractures in drilling operation, so as to decrease the loss of oil based drilling fluids effectively.

Key words: micro-sphere gel; plugging agent; oil based drilling fluid; lost circulation; plugging; shale gas; Fuling Area

受构造及成岩作用的影响,涪陵地区页岩地层的层理裂缝发育,具有显著的层理裂缝特征,地层中存在大量微裂缝及蜂窝状小孔洞^[1-4]。油基钻井液具有良好的防塌性、润滑性、抑制性及稳定性^[3-6],因此涪陵地区页岩地层多采用油基钻井液钻进,但由于油基钻井液滤液具有良好的渗透性,在钻遇层理和微裂缝发育地层时油相滤液极易在正压差作用下渗入地层深处,渗漏发生频繁,不仅影响正常钻进作

业,还导致钻井成本上升(例如,焦石坝地区2014年油基钻井液漏失次数占全部漏失次数的32.0%,漏失量达7 245 m³,堵漏共耗时83 d)。因此,提高油

收稿日期:2015-12-06;改回日期:2016-01-14。

作者简介:刘文堂(1979—),男,河南社旗人,2003年毕业于郑州轻工业学院化学工程与工艺专业,2007年获中国石油大学(北京)化学工程专业硕士学位,工程师,主要从事防漏堵漏技术的研究及应用工作。E-mail:liuwentang1979@163.com。

基钻井液的封堵性能,是降低油基钻井液损耗、预防漏失的关键。

目前,涪陵地区龙马溪组页岩地层油基钻井液钻进中的防漏堵漏多采用水基钻井液用封堵材料,存在以下问题:1)封堵材料粒径偏大,与页岩地层微孔微裂缝匹配性不好;2)亲水性强,与油基钻井液的配伍性差,不能有效改善油基钻井液的滤饼质量^[7]。为此,笔者分析了涪陵地区目的层龙马溪组—五峰组页岩的地质特点,结合油基钻井液特性,研制了纳微米级可变形球状凝胶,并优选了纳微米级刚性粒子、片状及纤维状材料,提高了油基钻井液的复合封堵性能,形成了油基钻井液用球状凝胶复合封堵剂,并在66口页岩气水平井进行了应用,防漏堵漏效果良好,解决了现有封堵材料与油基钻井液配伍性不好、封堵材料粒径级配困难的问题。

1 油基钻井液漏失特点及漏失原因分析

涪陵地区页岩气目的层为龙马溪组—五峰组,岩性为深灰色、灰黑色泥岩和碳质泥岩,地层层理、构造裂缝发育,层中分布大量纳微米级孔隙、裂缝,孔隙尺寸在10 μm以下,部分构造裂缝宽度为0.1~1.0 mm^[8-10]。

1.1 油基钻井液漏失特点

漏失地层主要分布于工区东侧大断裂带附近。靠近三级断裂区域地层整体较为破碎,开启裂缝发育,表现为漏失点少、漏失量大;构造主体平缓区域水平段龙马溪组—五峰组页岩层理发育,构造裂缝发育,且易受构造影响形成近裂缝型和诱导型漏失,表现为漏点多、漏失量小。涪陵地区不同层位漏失次数和漏失量结果见图1、图2。

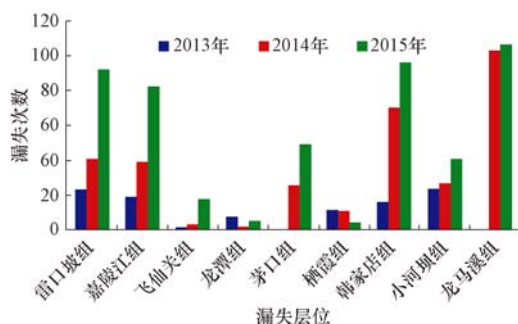


图1 涪陵地区不同层位漏失次数统计

Fig. 1 Leakage frequency statistics for different strata in shale gas fields in Fuling Area

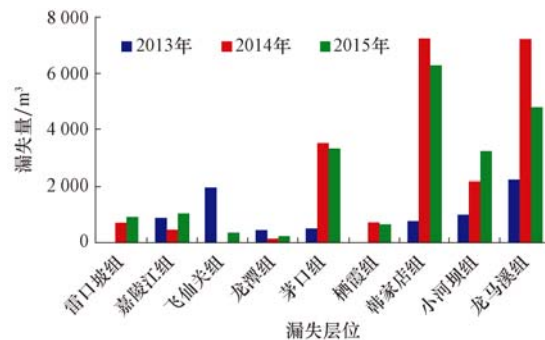


图2 涪陵地区不同层位漏失量统计

Fig. 2 Leakage volume statistics for different strata in shale gas fields in Fuling Area

由图1、图2可知,目的层龙马溪组漏失频繁,漏失次数最多且漏失量较大。分析认为,由于常规封堵材料和方法不能有效封堵微孔隙、微裂缝,地层承压能力提高较为困难,而且虽然以渗漏居多,但漏点多,漏失难以完全控制,导致漏失量大。

1.2 漏失原因分析

1) 地层及工况的原因。部分地层承压能力低,钻井液密度调整不到位,当钻井液密度大于地层压力当量密度临界值时发生漏失;钻井工况变化(如中途循环、划眼、开泵测斜、起钻灌浆、下钻过快等)产生的激动压力会导致漏失;部分地层钻井液密度窗口窄,为了压稳地层、控制井控风险,提高钻井液密度会导致低压地层漏失。

2) 油基钻井液性质的原因。油基钻井液滤液具有良好的渗透性,在钻遇层理和微裂缝发育地层时,油相滤液极易在正压差作用下渗入地层深处,使裂缝润湿性由亲水性转换为亲油性,无法在滤失等作用下自动“愈合”,直至井眼压力降低或裂缝被封堵;油基钻井液具有比水基钻井液更强的可压缩性,高温高压作用下井底油基钻井液实际密度会比设计的钻井液密度高,在钻遇低压高渗地层或裂缝性地层时,漏失风险更大。

3) 封堵材料的原因。常规封堵材料亲水性强,与油基钻井液配伍性不好,不能有效改善滤饼质量,提高地层承压能力不足;对于页岩地层纳微米级漏失通道,材料粒径偏大、与漏失通道的适应性不足,封堵效果不理想。

2 球状凝胶复合封堵剂研制

油基钻井液防漏的关键是:1)通过改善滤饼质

量,降低渗透率,控制井筒压力系统,降低钻进损耗;2)通过封堵材料封堵微孔微裂缝,控制漏失通道,预防漏失。针对油基钻井液漏失问题,国内多采用超细碳酸钙进行封堵防漏,不仅缺少柔性变形材料,变形封堵不足,而且封堵材料相对单一,复合封堵效果不理想。研究表明^[11-12],在油基钻井液中引入黏弹性变形材料、超微细颗粒材料、纤维材料和片状材料,可大幅提高油基钻井液的封堵防漏能力。为此,笔者以2-丙烯酰胺基-2-甲基丙烷磺酸(AMPS)、丙烯酰胺(AM)和交联剂(MBAM)为原料合成了球状凝胶,并优选出与油基钻井液配伍性好的纳微米级刚性粒子、片状材料及超细矿物纤维,复配成球状凝胶复合封堵剂。

2.1 球状凝胶的合成及物理表征

2.1.1 球状凝胶的合成

将一定量的 NaOH 溶于水中,按比例依次加入2-丙烯酰胺基-2-甲基丙烷磺酸(AMPS)、丙烯酰胺(AM)和交联剂(MBAM)搅拌溶解得到水相,将一定量的乳化剂加入到白油中搅拌均匀形成油相。搅拌条件下,将水相缓慢注入油相中,乳化30 min,形成稳定的乳液;通氮气除氧30 min后,水浴加热至45℃,滴加引发剂,继续通氮除氧10 min,在保持温度条件下反应2.0~2.5 h,得到乳液状球状凝胶。

2.1.2 物理表征

采用激光粒度分析仪分析球状凝胶粒径为0.5~10.0 μm、放大20 000倍后的扫描电镜照片,显示凝胶为大小不一的纳微米级球状颗粒(见图3)。



图3 球状凝胶扫描电镜照片(放大20 000倍)

Fig.3 SEM photograph of the microsphere gel (magnified 20 000 times)

2.2 球状凝胶复合封堵剂配方

为提高油基钻井液的封堵效果,在球状凝胶基

础上优选了与油基钻井液配伍性好的纳微米级刚性粒子、片状材料及超细矿物纤维:1)针对涪陵地区龙马溪组的层理微裂缝尺寸,选择不同粒径的纳微米级刚性粒子,并采用紧密堆积理论优化粒径组合(200目、800目和1 500目粒子的占比分别为75%、20%和5%);2)所选具有疏松结构片状材料的粒径小于47 μm,压缩回弹性好,可提高封堵致密度,且与白油、柴油等具有良好的亲和吸附能力;3)所选矿物纤维的粒径小于100 μm,可通过拉筋架桥作用,封堵较大的微孔微裂缝。

通过正交试验确定的球状凝胶复合封堵剂配方为:1.0%~3.0%球状凝胶+1.0%~3.0%刚性粒子+0.4%~0.6%片状材料+0~3.0%矿物纤维。

2.3 球状凝胶复合封堵剂性能评价

2.3.1 配伍性评价

在油基钻井液中加入不同量的球状凝胶复合封堵剂,考察油基钻井液的流变性能和电稳定性变化,结果见表1。

表1 球状凝胶复合封堵剂配伍性评价结果

Table 1 Compatibility evaluation results of composite microsphere gel plugging agent

封堵剂 加量, %	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	初切力/ Pa	终切力/ Pa	破乳 电压/V
0	40.5	32.0	8.5	3.5	5.5	800
2.4	35.5	27.0	8.5	4.0	5.0	850
4.0	35.5	27.0	8.5	4.0	4.5	850
5.6	36.0	27.0	9.0	3.5	4.5	850

注:油基钻井液配方为320 mL 5#白油+4.0%有机土+4.0%主乳化剂+0.4%辅乳化剂+3.0%降滤失剂+80 mL CaCl₂水溶液(质量分数25.0%)+重晶石粉,密度为1.45 kg/L;滚动老化条件为150℃/16 h,流变数据在60℃温度下测得。下同。

从表1可以看出,在加入球状凝胶复合封堵剂后,油基钻井液的表观黏度和塑性黏度降低,切力变化不大,破乳电压升高,表明复合封堵剂的加入对油基钻井液性能的影响较小,与其他添加剂之间具有良好的配伍性,能够满足钻井作业要求。

2.3.2 滤饼渗透率评价

评价方法^[13]:在80℃、3.5 MPa条件下测定油基钻井液的30 min高温高压滤失量,倒去油基钻井液,保留滤饼,测定滤饼的白油渗透率,作为滤饼初始渗透率(K_0);相同条件下,测定加入球状凝胶复合封堵剂后油基钻井液的滤饼渗透率,作为封堵滤饼渗透率(K_f);以渗透率变化的大小来反映钻井液

的封堵能力,封堵能力 = $(K_0 - K_f)/K_0 \times 100\%$ 。
试验结果见表 2。

表 2 高温高压滤失量及滤饼性能试验结果

封堵剂 加量, %	高温高压 滤失量/mL	滤饼厚 度/mm	滤饼渗透率/mD		封堵率, %
			封堵前	封堵后	
0	5.00	4.0	582		
2.4	5.00	1.5	582	35.9	93.84
4.0	4.50	1.5	582	13.6	97.66
5.6	4.50	2.0	582	66.5	88.57

从表 2 可以看出,随着球状凝胶复合封堵剂的加入,高温高压滤失量减少,滤饼厚度和渗透率大幅降低,封堵率最高达到 97.66%。

采用纯油基钻井液、油基钻井液+2.0%球状凝胶复合封堵剂后的滤饼致密性对比结果见图 4。



图 4 滤饼致密性对比

Fig. 4 Comparison of the mud cake compaction

从图 4 可以看出,加入球状凝胶复合封堵剂后的滤饼更加致密。

2.3.3 封堵能力评价

在自制模拟井筒中,采用 20 cm 厚 20/40 目石英砂床作为模拟漏层,对比加入球状凝胶复合封堵剂和未加入该封堵剂的油基钻井液的封堵承压能力,结果见图 5。

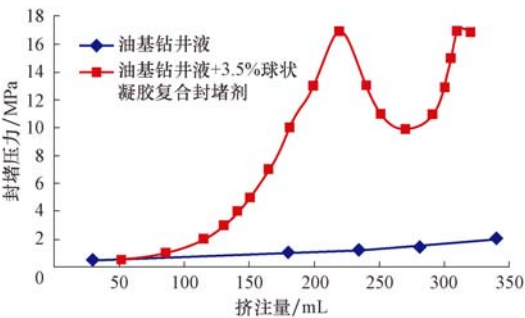


图 5 封堵浆在砂床中的挤注封堵试验结果

Fig. 5 Squeezing and plugging test results of plugging slurry in sand bed

由图 5 可知,未加入球状凝胶复合封堵剂的油基钻井液最高承压 2 MPa,而添加了球状凝胶复合封堵剂的油基钻井液的封堵承压最高达 17 MPa。

电镜扫描封堵端面可知,在漏层深 4.5 cm 处有大量球状凝胶封堵材料,表明该复合封堵剂可变形进入漏层深处。

2.4 球状凝胶复合封堵剂性能特点

1) 具有良好的油相润湿能力,与油基钻井液配伍性好,可参与滤饼形成,降低滤饼渗透率,能够有效降低油基钻井液的钻进损耗。

2) 球状凝胶具有黏弹变形能力,可在压差作用下进入微孔微裂缝,高温油相环境中凝胶体发生油水置换,抗压强度进一步增加;纳微米级片状材料、刚性架桥粒子及纤维材料等的复合封堵作用,对复杂孔缝漏层具有良好的密实封堵效果,能够对复杂微孔微裂缝进行预封堵,提高地层承压能力,防止漏失发生。

3) 球状凝胶粒径为纳微米级,可有效通过 200 目振动筛,循环封堵作用周期长。

3 现场应用

3.1 井浆配制方法

1) 在新配制钻井液或回收利用的老浆中,加入 1.0%~2.0%球状凝胶和 2.0%~4.0%刚性粒子,使其参与滤饼形成,改善滤饼质量,提高滤饼的致密性,降低油基钻井液在高渗地层的损耗,并根据钻井速度及时补充钻井液及球状凝胶复合封堵剂。

2) 钻遇层理、裂缝发育地层前,全井钻井液中循环加入 0.4%~0.5%片状材料和 1.0%~2.0%纤维材料,提高微孔微裂缝的封堵效果和地层承压能力,预防钻井液在微裂缝低压地层中的漏失。

3) 钻进过程中,如果钻井液漏速大于 0.5 m³/h,则在钻井液中增加纤维材料、球状凝胶和片状材料用量,保证封堵材料总量不低于 10.0%。

3.2 应用效果

球状凝胶复合封堵剂在涪陵地区 66 口页岩气水平井进行了应用。应用该复合封堵剂后(应用纯油基钻井液,统计 40 口井)的效果对比见表 3。

表 3 球状凝胶复合封堵剂现场总体应用效果

Table 3 Field application effect of the composite microsphere gel plugging agent

统计时段	井数	井漏 概率, %	漏失井平均 漏失量/ m^3	单位进尺损耗量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-1})$
应用前	40	35.0	144.5	0.120
应用后	66	24.0	88.7	0.077

由表 3 可知,相比纯油基钻井液,加入球状凝胶

复合封堵剂后钻井液的漏失概率、平均漏失量及单位进尺损耗量分别降低 31.4%、38.6%和 35.8%。

3.2.1 配伍性

以焦页 60-1HF 井等 4 口井为例,对加入球状凝胶复合封堵剂前后的油基钻井液性能变化情况进行了统计,结果见表 4。

表 4 4 口井加入球状凝胶复合封堵剂前后的油基钻井液性能

Table 4 Performance comparison of drilling fluid in 4 wells before and after adding the composite microsphere gel plugging agent

井号	统计 时段	密度/ $(\text{kg} \cdot \text{L}^{-1})$	滤失量/ mL	塑性黏度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	动切力/ Pa	初切力/ Pa	终切力/ Pa	破乳电压/ V
焦页 60-1HF	应用前	1.40	2	33	10.5	5.5	9.0	640
	应用后	1.42	1	32	10.0	5.5	9.0	655
焦页 60-5HF	应用前	1.39	2	33	13.0	1.5	3.0	730
	应用后	1.39	1	33	13.0	1.5	3.0	750
焦页 54-5HF	应用前	1.45	2	30	7.0	3.0	4.5	820
	应用后	1.48	2	31	7.0	3.5	5.0	800
焦页 59-2HF	应用前	1.44	3	34	10.5	4.0	6.5	721
	应用后	1.44	2	34	10.5	4.0	6.5	822

由表 4 可知,球状凝胶复合封堵剂与油基钻井液具有良好的配伍性,不会破坏钻井液性能,还利于致密封堵层的形成。

3.2.2 油基钻井液损耗

以采取重点高渗地层强化封堵方式的焦页 60-1HF 井和采取全井段防漏预封堵方式的焦页 21-4HF 井为例,与未应用该复合封堵剂的邻井的钻井液损耗量进行了对比,结果见表 5。

表 5 球状凝胶复合封堵剂降低钻井液损耗情况

Table 5 The reduction of drilling fluid loss by microsphere gel composite plugging agent

封堵 方式	井号	井段/m	钻井液密度/ $(\text{kg} \cdot \text{L}^{-1})$	钻井液损耗/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$
重点 高渗地 层强化 封堵	焦页 60-1HF (应用井)	3 123.00~ 3 465.00	1.42~1.49	3.16
	焦页 60-3HF (对比井)	3 290.00~ 3 463.00	1.40~1.44	5.63
全井 段防漏 预封堵	焦页 21-4HF (应用井)	2 452.00~ 4 598.00	1.40~1.47	4.16
	焦页 21-3HF (对比井)	2 472.00~ 4 526.00	1.45~1.48	5.25

由表 5 可知,加入球状凝胶复合封堵剂后,通过全井段防漏预封堵及高渗地层强化封堵的手段,均

有效降低了油基钻井液的损耗。

3.2.3 随钻封堵效果

以焦页 26-3HF 井和焦页 27-1HF 井为例进行分析。

焦页 26-3HF 井设计井深 4 640.00 m,储层为上奥陶系五峰组一下志留系龙马溪组,为压稳局部高压气层,采用密度 1.40 kg/L 的油基钻井液钻进储层。进入储层后发生漏失,漏速为 1.65 m^3/d ,分析其原因是由于龙马溪组地层层理、裂缝发育,油基钻井液对微裂缝封堵能力不足。现场采用球状凝胶复合封堵剂(2.0%球状凝胶+2.0%刚性粒子+0.6%片状材料+1.0%矿物纤维)进行随钻封堵,漏失情况逐渐消失,进一步提高钻井液密度至 1.42 kg/L 后,未再出现漏失情况。

焦页 27-1HF 井水平段长 1 342.00 m,完钻井深 4 350.00 m,三开井段应用油基钻井液在页岩地层钻进过程中发生渗漏 5 次,漏速均为 1.5 m^3/d ,采用球状凝胶复合封堵剂成功封堵漏层。

4 结 论

1) 与水基钻井液相比,油基钻井液可压缩性强,井底高温高压条件下钻井液密度较地面高,钻遇

低压层理、裂缝发育地层漏失风险大;同时,油基钻井液滤失量小且滤液抑制性强,对微孔微裂缝自封堵能力弱,一旦钻遇层理、微裂缝发育地层,必须进行封堵。

2) 常规封堵材料亲水性强,粒径大,对页岩微裂缝地层的封堵效果不理想;以合成的纳微米级球状凝胶为主剂,复合微米级刚性粒子和片状、纤维状封堵材料形成的复合封堵剂与油基钻井液配伍性好,在 20/40 目石英砂床封堵压力达 17 MPa。

3) 球状凝胶复合封堵剂在涪陵地区应用 66 口井的应用效果表明,该封堵剂可封堵微孔、微裂缝,从而有效降低油基钻井液的钻进损耗。

参 考 文 献

References

- [1] 谭希硕. 涪陵页岩气水平井钻井液防渗漏技术[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2015, 17(1): 10-13.
TAN Xishuo. Drilling fluid anti-leakage technology for shale gas horizontal well of Fuling Area[J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2015, 17(1): 10-13.
- [2] 封钦亚, 许艺博, 张欣, 等. 页岩气藏三重介质模型压力动态分析及其应用[J]. 断块油气田, 2015, 22(5): 600-605.
FENG Qinya, XU Yibo, ZHANG Xin, et al. Pressure dynamic analysis and application of triple medium model for shale gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(5): 600-605.
- [3] 周贤海. 涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 26-30.
ZHOU Xianhai. Drilling & completion techniques used in shale gas horizontal wells in Jiaoshiba Block of Fuling Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 26-30.
- [4] 王显光, 李雄, 林永学. 页岩水平井用高性能油基钻井液研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 17-22.
WANG Xianguang, LI Xiong, LIN Yongxue. Research and application of high performance oil base drilling fluid for shale horizontal wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 17-22.
- [5] 于延雄, 代一钦. 涪陵页岩气田油基钻井液防漏堵漏技术探讨[J]. 江汉石油科技, 2015, 25(1): 33-36.
YU Yanxiong, DAI Yiqin. The probe of Fuling Shale Gas Field oil-based drilling fluid leak plugging technique[J]. Jianghan Petroleum Science and Technology, 2015, 25(1): 33-36.
- [6] 王中华. 国内外油基钻井液研究与应用进展[J]. 断块油气田, 2011, 18(4): 533-537.
WANG Zhonghua. Research and application progress of oil-based drilling fluid at home and abroad[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(4): 533-537.
- [7] 何兴贵, 乔军, 张新旭, 等. 南方海相低压地层堵漏新技术[J]. 特种油气藏, 2001, 8(4): 66-68.
HE Xinggui, QIAO Jun, ZHANG Xinxu, et al. Lost circulation plugging technique in low pressure formation of marine facies in Southern China[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2001, 8(4): 66-68.
- [8] 张士万, 孟志勇, 郭战峰, 等. 涪陵地区龙马溪组页岩储层特征及其发育主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 16-24.
ZHANG Shiwan, MENG Zhiyong, GUO Zhanfeng, et al. Characteristics and major controlling factors of shale reservoirs in the Longmaxi Fm, Fuling Area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 16-24.
- [9] 周贤海, 臧艳彬, 陈小锋. 涪陵页岩气田井漏现状与技术对策[J]. 江汉石油职工大学学报, 2015, 28(3): 16-19.
ZHOU Xianhai, ZANG Yanbin, CHEN Xiaofeng. Technological strategies for lost circulation of Fuling Shale Gas Field[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2015, 28(3): 16-19.
- [10] 李湘涛, 石文睿, 郭美瑜, 等. 涪陵页岩气田焦石坝区海相页岩气层特征研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(11): 11-15.
LI Xiangtao, SHI Wenrui, GUO Meiyu, et al. Research of marine facies shale gas characteristics of Jiaoshiba in Fuling focal shale gas field[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(11): 11-15.
- [11] 王中华. 关于加快发展我国油基钻井液体系的几点看法[J]. 中外能源, 2012, 17(2): 36-42.
WANG Zhonghua. Several views on accelerating the development of oil-based drilling fluid system in China[J]. Sino-Global Energy, 2012, 17(2): 36-42.
- [12] 张凡, 许明标, 刘卫红, 等. 一种油基膨胀封堵剂的合成及其性能评价[J]. 长江大学学报(自科版), 2010, 7(3): 507-509.
ZHANG Fan, XU Mingbiao, LIU Weihong, et al. Synthesis and properties evaluation of a kind of oil-based swelling plugging agent[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2010, 7(3): 507-509.
- [13] 岳前升, 向兴金, 李中, 等. 油基钻井液的封堵性能研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(5): 40-42.
YUE Qiansheng, XIANG Xingjin, LI Zhong, et al. Study on sealing characteristics of oil based drilling fluid and its application[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(5): 40-42.

[编辑 令文学]