

页岩气水平井低油水比油基钻井液研制及应用

林永学¹, 王显光¹, 李荣府²

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 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:针对页岩气水平井钻探过程中井壁失稳风险大、钻井液性能要求高和商业开发降本提效的迫切需求, 基于页岩储层特征、水平井工程施工要求, 构建、研制了一套性能稳定的低油水比油基钻井液体系。室内试验表明, 该油基钻井液具有良好的热稳定性、抗污染性、封堵性和乳化稳定性, 而且塑性黏度较低、切力适中、流变性能较好, 可以满足页岩气水平井钻井的要求。低油水比油基钻井液在涪陵页岩气田5口井进行了现场应用, 通过采取低油水比胶液维护、固相控制和随钻封堵等配套措施, 实现了将油水比控制在70/30以下, 较该气田以往油基钻井液基础油用量降低15%, 获得良好的降本效果。页岩气水平井低油水比油基钻井液能有效降低涪陵页岩气田钻井成本, 有力支撑了页岩气低成本商业开发, 对国内其他地区页岩气开发也具有借鉴意义。

关键词:页岩气; 油基钻井液; 油水比; 涪陵页岩气田

中图分类号: TE254+.6 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2016)02-0028-06

Development of Oil-Based Drilling Fluid with Low Oil-Water Ratio and Its Application to Drilling Horizontal Shale Gas Wells

LIN Yongxue¹, WANG Xianguang¹, LI Rongfu²

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. Sinopec Zhongyuan Oilfield Service Corporation, Zhengzhou, Henan, 450046, China)

Abstract: In order to meet the requirement of wellbore stabilization and good performance of drilling fluids during the drilling of shale gas horizontal wells and realize commercial development at a low cost and with high efficiency, a stable oil-base drilling fluid system with low oil-water ratio was developed to accommodate the characteristics of shale reservoirs and the engineering requirements of horizontal wells. It is shown from experimental tests that this oil-base drilling fluid system is good in terms of thermal stability, contamination resistance, plugging capacity and emulsion stability. In addition, it has lower plastic viscosity, moderate shear and better rheological property. Therefore, a stable oil-based drilling fluid system can satisfy the unique conditions in drilling horizontal of shale gas wells. The oil-based drilling fluid system has been applied in 5 horizontal wells drilling in Fuling Shale Gas Field. Through low oil-water ratio gel maintenance, solid phase control and plugging while drilling, the oil-water ratio was kept below 70/30, 15% lower than previously used oil based drilling fluids in this gas field. Further, drillings cost were reduced significantly. In summary, drilling costs in the Fuling Shale Gas Field could be reduced effectively by using an oil-based drilling fluid system with a low oil-water ratio in horizontal shale gas wells. This system will provide strong support in the low-cost commercial development of shale gas and used as a model in the development of shale gas in other areas within China.

Key words: shale gas; oil-base drilling fluid; oil-water ratio; Fuling Shale Gas Field

2009年以来,随着我国页岩气资源勘探开发的蓬勃发展,油基钻井液技术取得了长足的进步^[1-2]。截至2014年底,基本实现了页岩气水平井油基钻井液技术的国产化,有力地保障了重庆涪陵^[3]、四川长宁-威远^[4]等页岩气田的产能建设。随着国内多个页岩气区块商业开发的深入,如何在确保井下安全的前提下有效降低油基钻井液成本,成为钻井液技术的首要问题。现阶段,基于施工安全和受技术所

收稿日期: 2015-10-15; **改回日期:** 2016-01-28。

作者简介: 林永学(1963—),男,山东乳山人,1984年毕业于华东石油学院钻井专业,2001年获石油大学(北京)油气井工程专业工程硕士学位,教授级高级工程师,中国石化集团公司高级专家,主要从事钻井液与完井液技术方面的科研与管理工作。系本刊审稿专家。E-mail: linyx. sripe@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金重大项目“页岩油气高效开发基础理论研究”(编号:51490650)和中国石化科技攻关项目“高温高密度油基钻井液技术研究”(编号:P15009)部分研究内容。

限,国内页岩气水平井油基钻井液油水比普遍居高不下^[5-6],密度为 1.20~1.60 g/cm³ 的油基钻井液的油水比多为 90/10~80/20,在密度条件下油水比高达 95/5 或采用全油基钻井液^[7],钻进过程中产生的钻屑的含油量很高,为后期的环保处理带来很大的挑战^[8]。另外,部分油基钻井液体系的处理剂用量过大,为降低钻井液综合成本带来极大困难。为此,笔者基于页岩储层特征、水平井钻井工程施工的综合要求,构建并研制了一套性能稳定的低油水比油基钻井液体系,通过油水比的有效维护、固相含量的有效控制,形成了低油水比油基钻井液的现场配套施工工艺,并在涪陵页岩气田 5 口井进行了现场应用。

1 低油水比钻井液体系设计思路

页岩储层页理、层理、微裂隙发育的地层特征和页岩气水平井水平段长(800~2 000 m)的特点,导致页岩气水平井施工过程中井壁失稳风险高、井眼清洁难度大和井下漏失概率高,这就要求页岩气水平井油基钻井液必须具有良好的乳化稳定性、流变性能和较强的随钻封堵性能。因此,为降低油水比,笔者提出了低油水比油基钻井液体系设计思路与构建原则^[9]:

1) 保障油水两相的乳化稳定性^[10],确保钻井过程中侵入地层的滤液完全为油相。这对于低油水比油基钻井液在页岩地层施工时的井壁稳定尤为重要。鉴于常规乳化剂加量大、综合成本高的不足,根据亲水亲油平衡原理与表面活性剂构效关系^[11],采用具有多个活性基团的聚合类乳化剂^[2],以有效乳化油水相。相比传统乳化剂,聚合类乳化剂的分子链直接通过化学键相连,避免了多个亲水基之间的

电荷斥力,乳化剂在油水界面上排列更加致密、稳定性更高;同时,其亲油基团数量更多,分子间多个亲油基团发生缠绕,形成胶束的概率大幅增大,有利于增强油相的结构力,改善流变性能,提高携岩能力。

2) 尽可能降低油水比,减少基础油用量。油基钻井液密度为 1.20~1.60 g/cm³ 时油水比控制在 70/30~60/40,高密度时油水比控制在 85/15~80/20,从便于现场流变性能控制考虑,油水比随着密度的增加而逐渐升高。

3) 维持合理的流变性能。大量水相液滴在油相中充分分散,会导致低油水比油基钻井液体系黏度和切力上升、流变性能变差,为此需要减少膨润土等亲油胶体的用量,辅以使用与乳化剂匹配的流性调节剂,以提高低剪切条件下的结构力和动塑比,确保钻井液具有良好的井眼清洁能力。

4) 使用与地层微裂隙尺寸匹配的刚性与塑性封堵材料。彭水、黄平等地区储层页岩 SEM 分析结果表明,页岩微裂隙宽度为 0.1~200.0 μm,依据有效堆积和架桥理论^[12],设计刚性与塑性混配的随钻封堵材料的合理粒径范围,以封堵裂隙、提高地层承压能力,为使用合理密度的油基钻井液提供保障。

2 低油水比钻井液体系性能评价

根据页岩气水平井低油水比油基钻井液体系的设计原则,在新型乳化剂、流性调节剂和随钻封堵剂等关键钻井液处理剂的研制和优选的基础上,通过优化膨润土、新型乳化剂、降滤失剂等处理剂的加量、调整油水比,得到不同油水比的油基钻井液基础配方(见表 1)。

表 1 不同油水比的油基钻井液基础配方

Table 1 The basic formula of oil-based drilling fluids with different oil-water ratios

钻井液配方	油水比	膨润土, %	乳化剂, %	流性调节剂, %	润湿剂, %	降滤失剂, %	CaO, %	封堵剂, %
1	70/30	2.2	2.5	0.5	0.5	3.0	2.0	3.0
2	65/35	1.8	3.0	0.3	0.5	3.0	2.0	3.0
3	60/40	1.5	3.5	0.0	0.5	3.0	2.0	3.0

2.1 基本性能

在室内按照表 1 中的配方配制低油水比油基钻井液,步骤如下:加入配比量的柴油、乳化剂和润湿剂,高速搅拌 10 min 后加入质量分数为 25% 的 CaCl₂ 溶液,再高速搅拌 20 min;然后依次加入膨润土、CaO、降滤失

剂、流性调节剂和封堵剂,每种处理剂加入后高速搅拌 15 min,所有处理剂加完后再高速搅拌 30 min。鉴于国内目前主要页岩气区块页岩储层的温度在 150 °C 以内,将配制好的油基钻井液在 150 °C 下老化 16 h,在 50 °C 下测定其老化前后的流变性能,并测定高温老化后的高温高压(150 °C、3.5 MPa)滤失量,结果见表 2。

表 2 不同油水比的油基钻井液基本性能

Table 2 The basic performances of oil-based drilling fluids with different oil-water ratios

钻井液配方	油水比	试验条件	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	φ6/φ3	动塑比	破乳电压/V	高温高压滤失量/mL
1	70/30	热滚前	12	5	5/4	0.42	675	
		热滚后	13	6	6/5	0.46	660	2.2
2	65/35	热滚前	14	6	7/6	0.43	612	
		热滚后	16	7	8/7	0.44	603	2.6
3	60/40	热滚前	15	6	7/6	0.40	588	
		热滚后	18	7	8/7	0.39	564	2.6

从表 1 和表 2 可以看出,油水比 70/30~60/40 的油基钻井液破乳电压均高于 500 V、高温高压滤失量小于 3.0 mL,具有较好的乳化稳定性,而且塑性黏度较低、切力适中、流变性能较好,可以满足页岩气水平井钻井的要求。

2.2 不同密度钻井液的性能

页岩气水平井施工过程中,为了保障井下安全与井眼净化,需要保证低油水比油基钻井液的悬浮稳定性及合理的流变性能,根据目前国内主要页岩气区块页岩储层地层压力的情况,按照表 1 中的配方 2 配制密度为 0.95 g/cm³ 的油基钻井液,然后采用重晶石分别加重至 1.20,1.50,1.70 和 2.00 g/cm³,测其在 150 °C 温度下热滚 16 h 后的基本性能,结果见表 3。

表 3 不同密度低油水比油基钻井液的性能

Table 3 The performances of low oil-water ratio oil-based drilling fluids with different densities

密度/ (g·cm ⁻³)	破乳电压/ V	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	φ6/φ3	动塑比
0.95	603	16	7	8/7	0.44
1.20	638	23	9	10/9	0.39
1.50	666	30	11	11/9	0.37
1.70	676	35	13	12/10	0.37
2.00	869	42	15	15/13	0.37

从表 3 可以看出,在 0.95~2.00 g/cm³ 的密度范围内,低油水比油基钻井液经 150 °C 老化后的破乳电压都保持在 500 V 以上,说明该钻井液具有良好的乳化稳定性。在密度低于 1.70 g/cm³ 时,低油水比油基钻井液的塑性黏度均低于 40 mPa·s,动塑比为 0.35~0.45,φ6/φ3 读数合理,说明该钻井液具有良好的携岩能力,能够保障长水平段钻井过程中的井眼清洁。

2.3 热稳定性

油基钻井液的温度敏感性较高,钻井过程中,在井下高温条件下长时间循环,其乳化稳定性与流变性能均变差,滤失量也会显著增加。为此,在室内对油水比为 65/35、密度为 1.50 g/cm³ 的低油水比油基钻井液在不同老化温度(80~150 °C)、不同老化时间下的流变性能与高温高压滤失量进行了评价,结果见表 4。

由表 4 可知,在 80~150 °C 的温度范围内,密度为 1.50 g/cm³ 的低油水比油基钻井液随着温度的升高,破乳电压均保持在 600 V 以上,动塑比维持在 0.38~0.43,高温高压滤失量均小于 3.0 mL;在 150 °C 下老化 64 h 后,破乳电压、塑性黏度、切力和高温高压滤失量等性能参数变化很小,表明该钻井液在 80~150 °C 的温度范围内性能稳定,具有良好的热稳定性。

表 4 温度和老化时间对低油水比油基钻井液性能的影响

Table 4 Effect of temperature and ageing time on the properties of oil-based drilling fluid with low oil-water ratio

老化条件	破乳电压/V	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	初切力/Pa	终切力/Pa	动塑比	高温高压滤失量/mL
80 °C/16 h	623	26	10.0	5.0	7.0	0.38	2.4
100 °C/16 h	646	28	12.0	5.0	7.0	0.42	2.0
120 °C/16 h	673	28	12.0	5.5	7.0	0.42	2.2
150 °C/16 h	666	30	13.0	5.5	8.0	0.43	2.2
150 °C/32 h	623	31	13.0	6.0	8.0	0.42	2.4
150 °C/48 h	625	31	13.0	6.0	8.0	0.42	2.4
150 °C/64 h	572	30	12.5	5.5	8.0	0.42	2.6

2.4 抗污染性能

页岩气水平井钻井过程中,油基钻井液会受到钻屑和地层水的污染,其抗污染性能对于安全钻进

有重要影响。为此,采用涪陵地区龙马溪组 5/10 目岩屑,对油水比 65/35、密度 1.50 g/cm^3 的低油水比油基钻井液的抗污染性能进行了评价,结果见表 5 和表 6。

表 5 低油水比油基钻井液抗钻屑污染试验结果

Table 5 The test results on cutting contamination resistance of oil-based drilling fluid with low oil-water ratio

钻屑加量, %	破乳电压/V	塑性黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	动切力/Pa	初切力/Pa	终切力/Pa	高温高压滤失量/mL
0	666	30.0	13.0	5.5	8.0	2.2
5	645	31.0	13.5	6.0	8.5	2.2
10	638	33.0	14.0	6.5	9.0	2.0

表 6 低油水比油基钻井液抗水污染试验结果

Table 6 The test results of water contamination resistance of oil-based drilling fluid with low oil-water ratio

水加量, %	破乳电压/V	塑性黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	动切力/Pa	初切力/Pa	终切力/Pa	高温高压滤失量/mL
0	666	30.0	13.0	5.5	8.0	2.2
5	582	35.0	14.0	7.0	9.5	2.8
10	471	41.0	15.5	8.5	11.0	2.8
15	413	46.0	18.0	9.5	13.0	3.0

由表 5 可知,随着钻屑的侵入,低油水比油基钻井液的破乳电压变化很小,其塑性黏度和切力略微上升,说明其具有良好的抗钻屑污染能力。

由表 6 可知,当水相侵入低油水比油基钻井液时,其塑性黏度与切力会上升,但其流变性能基本稳定;水的大量侵入导致其破乳电压下降,当水侵入量为 15% 时,低油水比油基钻井液中的实际油水比约为 55/45,此时破乳电压为 413 V,仍高于安全值 400 V,表明其具有良好的乳化稳定性和较好的抗水污染能力。同时,试验结果表明,为了确保钻井过程中钻井液体系的稳定与井下安全,应避免或减少无用水相的侵入。

2.5 封堵性能评价

页岩微裂隙的有效模拟一直是钻井液封堵性能评价的难点,笔者采用针对性强和重复性高的高温高压页岩床模拟封堵试验对低油水比油基钻井液的封堵能力进行了评价。在 GGS71-A 型高温高压滤失仪浆杯底部先后加入高温高压滤纸、粒径为 $0.43 \sim 0.85 \text{ mm}$ 的涪陵区块龙马溪组页岩钻屑和粒径为 $0.15 \sim 0.25 \text{ mm}$ 的岩屑粉,端面平整后沿杯壁缓慢加入 400 mL 密度为 1.50 g/cm^3 、油水比为 65/35 的油基钻井液,密封后通过气源加压,加热至 $150 \text{ }^\circ\text{C}$ 后,测定其不同压力条件下的滤失量,结果见表 7。

表 7 不同封堵剂加量的低油水比油基钻井液高温高压页岩床封堵效果

Table 7 Plugging performance of low oil-water ratio oil-based drilling fluid added with plugging agent at different dosages on shale beds at high temperature and high pressure

封堵剂加量, %	滤失量/mL	
	3.0 MPa/150 $^\circ\text{C}$	4.5 MPa/150 $^\circ\text{C}$
0	5.2	8.6
1.5	0.8	1.2
3.0	0	0

从表 7 可以看出,在低油水比油基钻井液中加入合理粒度级配的封堵剂后,其在高温高压模拟页岩床中的滤失量大幅度降低,表现出良好的页岩微裂隙封堵效果。当加量为 3.0% 时,在 3.0 和 4.5 MPa 压力下,模拟页岩的滤失量降低为 0 mL ,说明封堵材料的粒径分布与模拟页岩具有较好的匹配性,封堵材料中刚性粒子与塑性变形粒子配比合理,在页岩表面形成的封堵层具有良好的承压能力。

3 现场应用

低油水比油基钻井液体系先后在涪陵页岩气田的焦页 54-3HF 井、焦页 54-1HF 井和焦页 25-2HF

井等 5 口井进行了现场应用,5 口井均施工顺利,油基钻井液的油水比控制在 70/30 以下,与该气田以前应用的油水比 85/15~80/20 的油基钻井液相比,基础油用量降低 15%,取得良好的降成增效的效果,为涪陵页岩气田低成本开发提供了技术支撑。

其中,焦页 54-3HF 井是一口部署在川东高陡褶皱带包鸾-焦石坝背斜带焦石坝构造的开发井,采用三级井身结构,三开井段($\phi 215.9$ mm 井眼)钻探目的层为下志留统龙马溪组下部,岩性主要为深灰色-黑色碳质页岩,设计水平段长 1 330.00 m,完钻井深 4 914.00 m。为保证三开长水平井段的顺利施工,同时降低油基钻井液成本,应用了低油水比油基钻井液,其配方为 1.8%膨润土+3.0%乳化剂+0.3%流性调节剂+0.5%润湿剂+3.0%降滤失剂+2.0%CaO+3.0%封堵剂+重晶石(加重至 1.48 g/cm³),油水比 65/35。

该井低油水比油基钻井液现场维护处理措施主要为:

1) 采用低油水比胶液补充正常消耗。正常钻进过程中,每 100 m 进尺加入 6 m³ 油水比 60/40 的油包水胶液,以补充钻井液日常消耗,保持钻井液总量稳定和维持全井油基钻井液的油水比在 70/30 左右,并有助于合理控制钻井液黏度。油包水胶液配

方为 1.0%膨润土+3.5%乳化剂+0.3%流性调节剂+0.5%润湿剂+3.0 降滤失剂+2.0%CaO+3.0%封堵剂,油水比 60/40。

2) 充分利用四级固控设备,加强钻井液流变性与固相监控。a) 施工中加强流变性能与固相含量的监测,钻井液密度控制在 1.45~1.52 g/cm³ 范围内,通过合理使用固控设备并定期补充胶液,控制钻井液漏斗黏度为 55~65 s、动塑比为 0.30~0.42、低密度固相含量 $\leq 8.0\%$;b) 保证 120 目及以上高频振动筛、除砂器和除泥器 24 h 运转,每隔 4 h 用高速卧式螺旋离心机对钻井液离心处理 2 h,有效清除有害固相,确保流变参数稳定和黏度、切力等指标在合理范围;c) 监测钻井液出入口密度的变化,结合录井全烃值和起下钻后效显示,及时补充重晶石,确保钻井液密度满足井控要求。

3) 及时补充随钻封堵材料。加强钻井液滤失量的监测,使用刚性封堵剂 SMRPA、纤维封堵剂 SMFibre-O 和降滤失剂 SMFLA-O 将钻井液高温高压滤失量控制在 4.0 mL 以下,以强化钻井液封堵性,降低钻井液消耗,从而降低钻井液成本。

焦页 54-3HF 井三开井段应用低油水比油基钻井液累计进尺 1 744.00 m,完钻水平段长 1 350.00 m。该井不同层段低油水比油基钻井液性能见表 8。

表 8 焦页 54-3HF 井三开井段低油水比油基钻井液性能

Table 8 Properties of low oil-water ratio oil-based drilling fluid used in the third spud section of Well Jiaoye 54-3HF

井深/m	密度/ (g · cm ⁻³)	油水比	漏斗黏度/s	破乳电压/V	塑性黏度/ (mPa · s)	动切力/Pa	高温高压 滤失量/mL
3 167.00~3 219.00	1.40~1.45	65/35~66/34	55~58	500~700	30~32	8.0~11.0	2.4~2.8
3 219.00~3 426.00	1.45~1.48	65/35~67/33	58~60	700~820	32~34	11.0~12.0	2.8~3.8
3 426.00~3 750.00	1.48~1.51	66/34~68/32	60~62	820~840	34~35	11.0~12.0	2.2~3.4
3 750.00~4 415.00	1.50~1.52	68/32~70/30	60~63	770~840	35~37	12.0~13.5	2.0~3.2
4 415.00~4 888.00	1.50~1.52	68/32~70/30	61~65	820~890	37~40	12.5~14.0	2.4~3.6

现场应用表明,焦页 54-3HF 井三开井段油基钻井液的油水比控制在 70/30~60/40,与该气田原油基钻井液平均油水比 85/15~80/20 相比,基础油用量节约超过 50 t,成本降低显著;油基钻井液乳化性能稳定,破乳电压维持在 500~900 V;流变性能良好,塑性黏度与动切力分别维持在 30~40 mPa · s 与 8.0~14.0 Pa;携岩返砂正常,起下钻通畅,套管下入顺利;随钻封堵效果好,钻井液消耗量降至 7.8 m³/100m,较该气田平均消耗量 9.8 m³/100m 大幅下降,大大降低了钻井液成本。

4 结 论

1) 基于页岩储层特征、水平井施工要求和降低钻井液成本的目的,依据亲水亲油平衡原理、表面活性剂构效关系和堆积架桥理论,提出了页岩气水平井用低油水比油基钻井液的体系构建方法。

2) 研制了一套性能稳定的低油水比油基钻井液体系,在密度低于 2.00 g/cm³ 时的油水比最低可达 60/40,并形成了低油水比胶液维护、固相控制和

随钻封堵等配套关键施工工艺。

3) 涪陵页岩气田5口井的现场应用表明,低油水比油基钻井液密度在 $1.45\sim 1.60\text{ g/cm}^3$ 时油水比可控制在70/30以下,比该气田以往油基钻井液所用基础油用量降低15%,取得了良好的降本效果。

4) 为了进一步降低页岩气商业开发成本,建议开展油基钻井液防漏堵漏技术研究,着力“量身定做”高性能水基钻井液技术,实现页岩气田低成本、绿色开发。

参 考 文 献

References

- [1] 王中华. 国内外油基钻井液研究与应用进展[J]. 断气块气田, 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.
- [2] 林永学, 王显光. 中国石化页岩气油基钻井液技术进展与思考[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 7-13.
LIN Yongxue, WANG Xianguang. Development and reflection of oil-based drilling fluid technology for shale gas of Sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 7-13.
- [3] 艾军, 张金成, 臧艳彬, 等. 涪陵页岩气田钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 9-15.
AI Jun, ZHANG Jincheng, ZANG Yanbin, et al. The key drilling technologies in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 9-15.
- [4] 陶怀志, 吴正良, 贺海, 等. 国产油基钻井液 CQ-WOM 首次在页岩气威远 H3-1 井试验[J]. 钻采工艺, 2014, 37(5): 87-90.
TAO Huaizhi, WU Zhengliang, HE Hai, et al. Tests of oil-base drilling fluid CQ-WOM made in China in Weiyuan H3-1 shale gas well[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(5): 87-90.
- [5] 刘明华, 孙举, 王阳, 等. 油基钻井液在中原油田非常规油气藏开发中的应用[J]. 中外能源, 2013, 18(7): 38-41.
LIU Minghua, SUN Ju, WANG Yang, et al. Application of oil-based drilling fluid in unconventional oil-gas reservoirs, Zhongyuan Oilfield[J]. Sino-Global Energy, 2013, 18(7): 38-41.
- [6] 吴彬, 王荐, 舒福昌, 等. 油基钻井液在页岩油气水平井的研究与应用[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(2): 101-104.
WU Bin, WANG Jian, SHU Fuchang, et al. Study and application of oil-based drilling fluids for horizontal well drilling[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(2): 101-104.
- [7] 李建成, 杨鹏, 关键, 等. 新型全油基钻井液体系[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 490-496.
LI Jiancheng, YANG Peng, GUAN Jian, et al. A new type of whole oil-based drilling fluid[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(4): 490-496.
- [8] 李学庆, 杨金荣, 尹志亮, 等. 油基钻井液含油钻屑无害化处理工艺技术[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(4): 81-83.
LI Xueqing, YANG Jinrong, YIN Zhiliang, et al. Novel harmless treating technology of oily cuttings[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30(4): 81-83.
- [9] 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.
- [10] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 东营: 石油大学出版社, 2001: 240-260.
YAN Jienian. Drilling fluid technology[M]. Dongying: Petroleum University Press, 2001: 240-260.
- [11] 肖进新, 赵振国. 表面活性剂应用原理[M]. 北京: 化学工业出版社, 2003: 51-52.
XIAO Jinxin, ZHAO Zhenguo. Application principle of surfactants[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2003: 51-52.
- [12] LOEPPKE G E, GLOWKA D A, WRIGHT E K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments[J]. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42(3): 328-337.

[编辑 滕春鸣]

胜利油田采用泵下旋流降黏技术开发稠油取得实效

稠油黏度高,在井筒中不易流动,导致杆柱阻力大、泵效低。因此,开发稠油油藏时,需要采取降黏措施,而最常用的降黏措施是添加降黏剂。目前,降黏剂从油套环空加入,无法实现泵下搅拌,导致降黏剂与原油混合均匀性差、降黏效果不稳定、泵效低。为此,胜利油田开展了稠油井过泵旋流降黏高效举升技术研究。该技术的核心是一种旋流混合装置,降黏剂通过地面注入系统与过泵系统在泵下得到均匀释放,且旋流混合系统还可随柱塞运动产生搅拌作用,使泵下原油与降黏剂充分混合,从而有效降低泵下原油黏度,提高泵效。

该技术目前已在滨南油田、孤岛油田应用20口井,应用后平均泵效提高11%,平均日增油0.8 t,累计增油2 304 t,日节约降黏剂达30%,累计节约降黏剂3.2 t,有效解决了井筒原油黏度大、提液难的问题。

[供稿 石 钻]