

延安东部气田成膜防塌钻井液体系优选和应用

罗红芳¹, 张文哲^{2*}, 何小曲¹, 李国荣¹

(1. 延安职业技术学院, 陕西 延安 716000; 2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 陕西 西安 710075)

摘要:延安东部气田石千峰组、石盒子组和山西组具有强硬脆性、地层裂缝发育、泥岩泥质含量高,在钻进过程中常发生井塌、井漏现象,使得钻井成本大大增加。通过对延安东部气田上古生界地层特性、井壁失稳机理和储层特性等因素分析,开展了具有强抑制、强封堵的成膜钻井液体系研究。通过筛选降滤失剂RHPT-1及成膜剂CMJ-2,确定成膜钻井液配方并完成了体系的性能评价。结果表明,该体系润滑系数0.0659、岩屑滚动回收率95.94%、16 h线性膨胀率8.18%,表现出了较好的润滑性和抑制性。抗粘土污染3%、抗盐7%、抗钙2%,100℃热滚钻井液性能保持稳定,具有很好的抗污染和热稳定性能。现场3口水平井的应用中,有效地解决了延安东部气田上古生界地层井壁易失稳的技术难题。

关键词:延安东部气田;成膜钻井液;井壁稳定;封堵防塌;失水造壁性

中图分类号:TE254;P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2021)09-0065-07

Optimization and application of film-forming and anti-collapse drilling fluid in the Yan'an east gas field

LUO Hongfang¹, ZHANG Wenzhe^{2*}, HE Xiaoqu¹, LI Guorong¹

(1. Yan'an Vocational & Technical College, Yan'an Shaanxi 716000, China;

2. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum Co., Ltd., Xi'an Shaanxi 710075, China)

Abstract: The Shiqianfeng, Shihezi and Shanxi formations in the Yan'an eastern gas field are hard and brittle, with well-developed fractures and high mudstone content. Well collapse and lost circulation often occur during drilling, which greatly increases drilling costs. By analyzing the characteristics of the Upper Paleozoic strata in this area, the mechanism of borehole failure, and the characteristics of the reservoir, a research on a film-forming drilling fluid system with strong inhibition and strong sealing was carried out. With the selection of fluid reducer RHPT-1 and film-forming agent CMJ-2, the formula of film-forming drilling fluid was determined and the system performance evaluation was completed. The results showed that the extreme pressure lubrication coefficient of the system was 0.0659, the cuttings rolling recovery rate was 95.94%, and the 16h linear expansion rate was 8.18%, showing good lubricity and inhibition. It can provide 3% resistance to clay pollution, 7% salt resistance, and calcium resistance 2% with stable performance in 100℃ hot rolling drilling fluid, indicating good anti-pollution and thermal stability. It was successfully applied in three horizontal wells, effectively solving well failure in the upper Paleozoic strata in the Yan'an eastern gas field.

Key words: Yan'an eastern gas field; film-forming drilling fluid; well wall stabilization; plugging and anti-collapse; water loss and wall building

收稿日期:2020-11-10; 修回日期:2021-02-02 DOI:10.12143/j.ztgc.2021.09.007

基金项目:国家“十三五”重大专项课题三“陆相页岩气水平井高效低成本钻完井技术”(编号:2017ZX05039-003);延长石油集团项目“延安气田水基钻井液防塌堵漏技术研究”(编号:YCSY2019KY-A-16)

作者简介:罗红芳,女,汉族,1983年生,讲师,地质工程专业,硕士,从事油气田开发技术工作,陕西省延安市宝塔区枣园路555号,271481512@qq.com。

通信作者:张文哲,男,汉族,1987年生,工程师,油气井工程专业,硕士,主要从事致密气藏开发工作,陕西省西安市唐延路61号,eagle.1983@163.com。

引用格式:罗红芳,张文哲,何小曲,等.延安东部气田成膜防塌钻井液体系优选和应用[J].钻探工程,2021,48(9):65-71.

LUO Hongfang, ZHANG Wenzhe, HE Xiaoqu, et al. Optimization and application of film-forming and anti-collapse drilling fluid in the Yan'an east gas field[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(9): 65-71.

1 延安东部气田地层井壁失稳机理分析

1.1 地层特征分析

延安东部气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡,横跨延长县、宜川县和延川县。通过对延安东部气田上古生界地层矿物组分分析,粘土矿物以伊利石及伊蒙混层为主,属硬脆性泥页岩地层^[1-2]。由于地层内部微裂隙比较发育(见图1),井眼钻开后,若钻井液的封堵性不高、失水造壁性不强,钻井液及其滤液高温高压下处于紊流状态,极易顺着裂缝层理面发生渗流,造成地层水化而强度降低,最终导致井壁失稳,发生坍塌、掉块和卡钻等复杂情况。该区地层不存在强构造应力,但存在扭转,层理裂缝发育明显;该区古生界地层属于晚成岩时期,含易坍塌的多套煤层和炭质泥岩,易水化膨胀和分散,发生缩径阻卡,需加强钻井液的抑制水化膨胀作用^[3-4]。

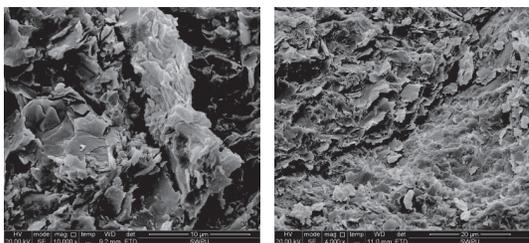


图1 裂缝发育的盒子组地层(垂深2103m)扫描电镜图
Fig.1 SEM image of Shihezi formation with developed fractures (vertical depth: 2103m)

1.2 井壁失稳机理研究

延安气田“双石组”泥页岩渗透率最高仅为 $100 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,属特低渗地层。由于泥页岩孔隙很小,属于微纳米级,毛细管效应突出,比表面大,表面吸附水,吸水能力较强,钻井液中含有可水化的阳离子水化并伴随阳离子释放,削弱岩石之间的联结,加之水化不均匀,导致地层岩石局部强度下降而发生剥落掉块。由此可见,必须强化钻井液封堵能力,最大程度减少钻井液滤液渗入地层,从而避免或削弱孔隙压力二次传递,降低原状地层坍塌压力增量。针对延安东部气田泥页岩地层理化特性的研究表明^[5],造成延安气田上古生界地层井壁失稳的主要原因是钻井液沿泥页岩层理裂缝面渗入,导致岩石强度降低和井下复杂。

成膜水基钻井液^[6-9]又称隔离膜钻井液,是将交联聚合物改性,通过物理吸附或一系列化学反应在井壁表面形成一层隔离膜,这种隔离膜可有效防止

钻井液滤液侵入地层内部,强化钻井液封堵性、抑制性和失水造壁性,有效实现泥页岩易坍塌层的井壁稳定,对气层保护至关重要^[10-11]。

2 成膜钻井液体系研发

针对上述情况,通过对核心处理剂评价和优选,研发出了密度合理的具有强抑制性的成膜防塌钻井液体系。该钻井液体系既能有效防止井壁坍塌,也能够很好地解决延安东部气田钻进时经常遇到的井壁失稳等复杂问题。

2.1 处理剂评价

2.1.1 降滤失剂RHPT-1的评价

抗温抗盐两性离子降滤失剂RHPT-1是聚合物自由基改性后的产物,除了良好的降滤失作用外,提切效果好且增粘有限,保证钻井液具有很强的空间网状结构和较好的剪切稀释性,有效地维护钻井液性能的稳定^[12]。实验对RHPT-1的加量进行确定,配置粘土含量4%的膨润土浆,预水化24h,加入1.5%SMC、3%SMP-II搅拌30min,加入7%KCl搅拌30min后,分别加入0.1%、0.3%、0.5%、0.7%和0.9%的RHPT-1,搅拌1h后装罐,在100℃下热滚16h,在50℃测定6个转速的读值(并计算AV、PV、YP、YP/PV)和高温高压失水量大小(见表1)。

从表1可以看出,随着RHPT-1加量增加,钻井液越来越稠,动塑比一直增加,当RHPT-1加量为0.5%的时候,表观粘度和塑性粘度均不大,且动塑比为0.50,能够使钻井液有效地携带岩屑并且其内部结构不过强,当RHPT-1加量超过0.5%后,钻井液粘度急剧增大,但HTHP失水量却减幅很小。因此确定RHPT-1最优加量为0.5%。

2.1.2 封堵型降滤失剂CMJ-2的评价

封堵型降滤失剂CMJ-2具有较好的膜结构(见图2),高温高压封堵性和失水造壁性强,配伍性好,可有效保证钻井液体系抗温、抗盐能力,在高、低密度下均有较好的配伍性和稳定性。封堵型降滤失剂CMJ-2已在国内气井广泛应用,具有易调配、加量少等优点,且使用效果良好^[13-15]。

室内对封堵型降滤失剂CMJ-2的加量进行了优化,配置4%钠膨润土的基础浆,预水化24h,加入1.5%SMC、3%SMP-II搅拌30min后,加入7%KCl搅拌30min,加入0.5%RHPT-1,搅拌30min后,分

表1 加入RHPT-1后钻井液基浆性能参数

Table 1 Performance parameters of base drilling mud added with RHPT-1

RHPT-1 含量/%	φ_{600}	φ_{300}	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV	FL _{HTHP} /mL	K _{HTHP} /mm
0.1	23	15	11.5	8	3.5	0.44	40.0	5.0
0.3	38	25	19	13	6.0	0.46	31.0	5.0
0.5	51	34	25.5	17	8.5	0.50	21.0	5.0
0.7	81	58	40.5	23	17.5	0.76	19.5	5.0
0.9	103	76	51.5	27	24.5	0.91	20.0	5.0

注:(1)表中数据均为热滚后测量,热滚条件:100℃/16h;(2)流变性测温:50℃;(3)FL_{HTHP}—高温高压失水量,K_{HTHP}—高温高压泥饼厚度;(4)HTHP失水测量条件:100℃/3.5MPa/30min。下同

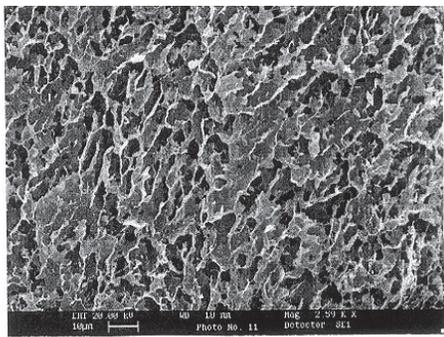


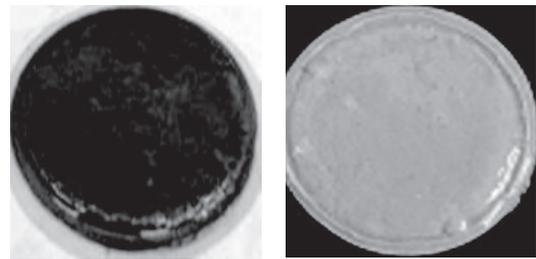
图2 CMJ-2膜结构(×2590)

Fig.2 CMJ-2 membrane structure (×2590)

别加入1.0%、1.5%、2.0%、2.5%、3.0%CMJ-2,搅拌1h后装罐,在100℃下热滚16h,在50℃高温条件下测定体系流变性能和高温高压失水量大小(见表2)。

由表2可以看出,当加入CMJ-2以后,泥饼变

得很薄很致密(见图3),且HTHP失水量大幅度减少,相比现场常用聚磺钻井液体系性能提升很高。当CMJ-2加量超过2.0%以后钻井液粘度继续增加但失水量基本不变,所以确定其最优加量为2.0%。



(a)成膜钻井液(致密) (b)现场聚磺钻井液(虚厚)

图3 HTHP泥饼质量对比

Fig.3 Quality HTHP mud cake

表2 加入CMJ-2后钻井液基浆性能参数

Table 2 Performance parameters of base drilling fluid added with CMJ-2

CMJ-2 含量/%	φ_{600}	φ_{300}	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV	FL _{HTHP} /mL	K _{HTHP} /mm
1.0	75	46	37.5	29	8.5	0.29	18.5	1.5
1.5	87	55	43.5	32	11.5	0.35	16.5	1.5
2.0	99	63	49.5	36	13.5	0.37	15.0	1.5
2.5	115	74	57.5	41	16.5	0.40	15.0	1.5
3.0	135	88	67.5	47	20.5	0.43	14.5	1.5

2.2 成膜钻井液配方确定

根据优选出的RHPT-1和CMJ-2处理剂,设计出了适用于延长气井的成膜钻井液体系,体系配方:4%土浆+0.15%~0.20%XC+0.50%RHPT-1+2.0%CMJ-2+7%KCl+1.5%~3.0%SMP-2+1.5%~2.0%SMC+2.0%~5.0%EP-2+1.0%~3.0%白沥青+0.5%~1.5%JN-303+CaCO₃(120~

200目,密度1.25g/cm³)。该体系经100℃热滚16h后,其不同温度下性能见表3。

2.3 成膜钻井液性能评价

实验就该体系润滑性、抑制性、抗污染能力(抗土侵、抗钙、抗盐)、抗温能力、热稳定性等性能进行了评价。

表3 成膜钻井液配方体系性能参数

Table 3 Performance parameters of the film-forming drilling fluid system

温度/ ℃	ρ / (g·cm ⁻³)	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	YP/PV	φ_{200}	φ_{100}	φ_6	φ_3	$G_{10^7}/G_{10^5}/$ Pa	$FL_{HTHP}/$ mL	$K_{HTHP}/$ mm	pH值
30	1.25	77.0	55.0	22.0	0.40	75	48	10	8	5.5/14.5	13.0	1.5	8.8
50	1.25	66.0	47.0	19.0	0.40	66	44	10	8	5.5/15.0	13.0	1.5	8.8
100	1.25	49.5	31.0	18.5	0.60	55	40	14	12	8.0/13.5	13.0	1.5	8.8

2.3.1 润滑性

室内通过测定泥饼粘滞系数、润滑系数和极压膜强度来综合表征体系润滑性。采用粘滞系数测定仪测量泥饼粘滞系数,钻井液极压润滑测试仪测定润滑系数和极压膜强度。实验结果见表4。

表4 成膜钻井液体系润滑性评价结果

Table 4 Lubricity evaluation results of the film-forming drilling fluid system

API泥饼摩 阻系数	HTHP泥饼 摩阻系数	极压润 滑系数	极压膜强度/ MPa
0.0624	0.0745	0.0659	117

注:HTHP测试条件为100℃/3.5 MPa

由表4可知,该体系的API、HTHP泥饼摩阻系数和极压润滑系数均较低,且滑块无任何划痕迹象,膜强度高。这归功于体系中润滑剂JN-303和CMJ-2协同作用的结果。因此,该水基钻井液体系具有很好的润滑性能,能有效降低摩阻、防止泥包,减少井下复杂事故发生,为安全顺利钻井提供保障。

2.3.2 抑制性

钻井液抑制性主要考察其滚动回收率和线性膨胀率,其结果见表5和表6。

表5 成膜钻井液体系滚动回收率测试结果

Table 5 Test results of the rolling recovery rate of the film-forming drilling fluid system

体系 配方	测试条件	回收质 量/g	滚动回 收率/%
清水+50 g红层土	100℃/16 h	5.41	10.82
清水+50 g岩屑	100℃/16 h	21.54	43.08
成膜钻井液+50 g红层土	100℃/16 h	45.99	92.10
成膜钻井液+50 g岩屑	100℃/16 h	47.97	95.94

注:红层土、岩屑均为6~10目,回收前质量50 g,回收率为过40目的回收率

表6 成膜钻井液体系线性膨胀性测试结果

Table 6 Test results of linear expansion of the film-forming drilling fluid system

体系	线性膨胀率/%	
	2 h	16 h
清水浸泡岩心	9.65	39.48
成膜钻井液	4.03	8.18

注:(1)岩心为膨润土(配浆土)压制成形;(2)滤液为该体系热滚100℃/16 h后压出的滤液

由表5可以看出,新建立的成膜钻井液体系对红层土的滚动回收率达到92%以上,比红层土在清水浸泡条件下效果优异很多;对岩屑的滚动回收率保持在95%以上,对比清水浸泡岩心数据,表明该成膜钻井液体系能有效抑制粘土水化分散。

由表6可以看出,浸泡后,成膜钻井液体系滤液线性膨胀率均低于10%,可见该体系能够很好地抑制粘土水化膨胀。结合滚动回收率实验结果,该体系可有效抑制粘土水化膨胀和水化分散,具有很强的抑制性,可有效保证井壁稳定。

2.3.3 抗污染能力

2.3.3.1 抗粘土污染

延安气田上古生界地层粘土矿物含量高,室内就该成膜钻井液体系抗粘土污染能力进行了评价,结果见表7。

表7 成膜钻井液体系抗粘土污染情况

Table 7 Anti-clay pollution of the film-forming drilling fluid system

膨润土 加量/%	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	YP/ PV	$G_{10^7}/G_{10^5}/$ Pa	pH 值
0	77.0	55.0	22.0	0.40	5.5/14.5	8.8
3.0	77.0	55.0	22.0	0.40	5.5/14.5	8.8
5.0	78.0	54.5	23.5	0.43	6.0/15.5	8.8
7.0	100.0	56.0	44.0	0.79	18.0/29.0	8.8
9.0	128.0	69.0	59.0	0.86	23.0/38.0	8.8

由表7可知,当体系加入粘土量在5.0%以内时,该体系流变性几乎不受粘土影响,体系很稳定;粘土加量超过5.0%时,该体系粘切增加幅度较大,泥浆增稠,剪切稀释性较差。表明该体系抗粘土侵

不超过5.0%,仍具有较强的抗粘土污染能力。

2.3.3.2 抗盐污染

该体系抗盐污染能力评价结果见表8。

表8 成膜钻井液体系抗盐污染情况

Table 8 Salt pollution resistance of the film-forming drilling fluid system

NaCl/ %	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	YP/PV	$G_{10^5}/G_{10^6}/$ Pa	$FL_{API}/$ mL	$K_{API}/$ mm	$FL_{HTHP}/$ mL	$K_{HTHP}/$ mm	pH值
0	77.0	55.0	22.0	0.40	5.5/14.5	4.0	0.5	13.0	1.5	8.8
1.0	77.0	55.0	22.0	0.40	5.5/14.5	3.4	0.5	12.8	1.5	8.7
3.0	78.0	54.5	23.5	0.43	6.0/15.5	4.0	0.5	13.4	1.5	8.8
5.0	79.5	53.5	26.0	0.49	7.0/17.0	4.6	0.5	13.8	1.5	8.9
7.0	81.0	56.5	24.5	0.43	8.5/19.5	4.4	0.5	13.0	1.5	8.3

注: FL_{API} —API失水量; K_{API} —API泥皮厚度。下同

由表8可以看出,当NaCl含量从1.0%增加到7.0%时,该体系流变性能基本保持不变,具有较好的抗盐能力。

2.3.3.3 抗钙污染

该体系抗钙污染能力评价结果见表9。

表9 成膜钻井液体系抗钙污染情况

Table 9 Anti-calcium pollution of the film-forming drilling fluid system

CaSO ₄ / %	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	YP/PV	$G_{10^5}/G_{10^6}/$ Pa	$FL_{API}/$ mL	$K_{API}/$ mm	$FL_{HTHP}/$ mL	$K_{HTHP}/$ mm	pH值
0	77.0	55.0	22.0	0.40	5.5/14.5	4.0	0.5	13.0	1.5	8.1
0.5	77.0	55.0	22.0	0.40	5.5/14.5	4.0	0.5	13.0	1.5	8.5
1.0	78.5	56.5	22.0	0.39	7.0/15.5	5.5	0.5	14.5	1.5	8.1
1.5	80.5	57.0	23.5	0.41	8.0/17.5	6.0	0.5	16.0	1.5	8.4
2.0	82.0	57.5	24.5	0.43	8.5/19.0	6.4	0.5	16.5	1.5	8.4

由表9可以看出,当CaSO₄含量从0.5%增加到2.0%时,该体系性能稳定,具有较好的抗钙能力。

2.3.4 热稳定性

该体系的热稳定性评价结果见表10。

表10 成膜钻井液体系热稳定性评价

Table 10 Thermal stability evaluation of the film-forming drilling fluid system

条件	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	YP/PV	$G_{10^5}/G_{10^6}/$ Pa	$FL_{API}/$ mL	$K_{API}/$ mm	$FL_{HTHP}/$ mL	$K_{HTHP}/$ mm	pH值
100 °C/16 h	77.0	55.0	22.0	0.40	5.5/14.5	4.0	0.5	13.0	1.5	8.2
100 °C/32 h	77.0	55.0	22.0	0.40	6.0/16.0	5.0	0.5	14.0	1.5	8.2
100 °C/48 h	79.0	56.0	23.0	0.41	7.5/18.5	6.0	0.5	15.5	1.5	8.3
100 °C/72 h	82.0	59.5	22.5	0.37	9.0/20.5	7.4	0.5	16.0	1.5	8.2

由表10可知,在100 °C下,随着热滚时间延长,该体系流变性能和失水造壁性能保持不变,证明该体系具有良好的热稳定能力。

3 现场应用

2019年,该成膜防塌钻井液体系在延长县张家滩区3口天然气水平井中进行了应用。钻井施工过

程中,井壁稳定、有效携岩和润滑减阻效果好,现场 钻井液性能测试结果如表 11 所示。

表 11 现场钻井液性能测试结果
Table 11 Drilling fluid performance field test results

井号	开次	钻井液体系	井深/m	密度/(g·cm ⁻³)	FL _{API} /mL	FL _{HHP} /mL	渗透率 降低率 Kr/%
YYP-3	二开	聚合物体系	1996	1.10	6.0	28.0	28.2
	三开	成膜钻井液	2592	1.20	2.8	10.6	73.4
			3433	1.23	2.6	9.8	78.2
YYP-4	二开	低固相聚合物	2074	1.05	5.2	20.4	32.6
	三开	成膜钻井液	2615	1.27	3.0	10.8	71.8
			3494	1.30	2.4	9.2	79.4
YYP-6	二开	聚磺体系	2028	1.15	4.8	19.6	33.2
	三开	成膜钻井液	2605	1.18	3.0	11.2	71.6
			3225	1.18	2.2	8.8	79.8

从 3 口水平井现场钻井情况可知,二开使用的聚合物体系或聚磺体系,在钻井过程中失水量均较大,经测定渗透率降低率都在 30% 左右,封堵地层能力较差,导致 YYP3、YYP6 两口井二开钻至 2400~2500 m 石盒子组泥岩段时出现掉块、坍塌等复杂情况,不能有效稳定井壁。而三开转化为成膜防塌水基钻井液体系后,抑制、封堵作用增强,API 失水量控制在 3.0 mL 以内,渗透率降低率 >70%,防塌能力显著增强。施工过程中井壁始终保持稳定,无掉块、坍塌等复杂情况发生,证明了该体系的有效性和适用性,具有一定的推广价值。

4 结论

(1) 根据对延安东部气田地层井壁失稳机理分析,延安东部气田泥页岩地层理化特性显著,地层粘土矿物含量高、层理裂缝发育,钻井液沿裂缝面的侵入,粘土水化膨胀和分散加剧,导致地层强度的降低,是造成泥页岩井壁失稳的主要原因。

(2) 通过对主要处理剂 RHPT-1 和 CMJ-2 的优选,研发出了密度、粘度合理的成膜防塌钻井液体系,该体系流变性和失水造壁性较好,且具有很好的抗污染和热稳定能力。

(3) 现场成功应用 3 口水平井,有效解决了延安东部气田石千峰组和石盒子组地层易井壁失稳等问题,优快钻井效果显著,具有很好的推广价值。

参考文献(References):

- [1] 王涛.致密气水平井固井技术——以延安气田东部上古生界气藏开发实践为例[J].天然气技术与经济,2019,13(1):25-29,82.
WANG Tao. Tight gas horizontal well cementing technology: Taking the development practice of upper paleozoic gas reservoirs in eastern Yan'an gas field as an example[J]. Natural Gas Technology, 2019,13(1):25-29,82.
- [2] 王香增,乔向阳,米乃哲,等.延安气田低渗透致密砂岩气藏效益开发配套技术[J].天然气工业,2018,38(11):43-51.
WANG Xiangzeng, QIAO Xiangyang, MI Naizhe, et al. Technologies for the benefit development of low-permeability tight sandstone gas reservoirs in the Yan'an gas field, Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2018,38(11):43-51..
- [3] 王群.东胜气田井壁稳定技术研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2018,45(1):39-43.
WANG Qun. Research on borehole stability technology in Dongsheng gas field [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2018,45(1):39-43.
- [4] 李波,周隆超,马飞.延安气田钻井液体系优化试验研究[J].石化技术,2017,24(4):23-25.
LI Bo, ZHOU Longchao, MA Fei. Experimental research on optimization of drilling fluid system in Yan'an gas field[J]. Petrochemical Industry Technology, 2017,24(4):23-25.
- [5] 谢建华,杨保海,蒋立宏.延长气田井壁失稳机理研究[J].辽宁化工,2014,43(7):911-913,916.
XIE Jianhua, YANG Baohai, JIANG Lihong. Mechanism of borehole instability in Yanchang gas field[J]. Liaoning Chemical Industry, 2014,43(7):911-913,916.
- [6] 王骁男.塔河油田二叠系井壁失稳机理及防塌强抑制钻井液体系研究[D].北京:中国地质大学(北京),2019.
WANG Xiaonan. Research on instability mechanism of permian

- wellbore in Tahe Oilfield and anti-collapse strong inhibition drilling fluid system [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2019.
- [7] 王平全,孙金声,李晓红,等.成膜(隔离膜)水基钻井液体系实验研究[J].西南石油学院学报,2004,26(6):60-63,101.
WANG Pingquan, SUN Jinsheng, LI Xiaohong, et al. Experimental study of membrane water based drilling fluid system [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2004, 26 (6) : 60-63,101.
- [8] 王波.页岩微纳米孔缝封堵技术研究[D].成都:西南石油大学,2015.
WANG Bo. Research on shale micro-nano pores and cracks plugging technology [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [9] 孙金声,汪世国,刘有成,等.隔离膜水基钻井液技术与应用[J].钻井液与完井液,2005,22(3):5-8.
SUN Jinsheng, WANG Shiguo, LIU Youcheng, et al. Study and application of water based membrane drilling fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2005,22(3):5-8.
- [10] 白小东,蒲晓林.水基钻井液成膜技术研究进展[J].天然气工业,2006,10(8):75-77,166-167.
BAI Xiaodong, PU Xiaolin. Evolution of membrane forming technology of water-based mud [J]. Natural Gas Industry, 2006,10(8):75-77,166-167.
- [11] 郑伟娟,徐同台,董晓军,等.延长气田石千峰组与石盒子组井壁失稳机理的研讨[J].钻井液与完井液,2015,32(1):34-37,41.
ZHENG Weijuan, XU Tongtai, DONG Xiaojun, et al. Study on the instability mechanism of the Shiqianfeng formation and Shihezi formation in Yanchang gas field [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015,32(1):34-37,41.
- [12] 刘云,于小龙,张文哲.延长油田东部浅层水平井钻井液体系优化应用[J].非常规油气,2018,5(1):106-110.
LIU Yun, YU Xiaolong, ZHANG Wenzhe. Optimized application of drilling fluid system in shallow horizontal wells in the east of Yanchang Oilfield [J]. Unconventional Oil & Gas, 2018,5(1):106-110.
- [13] 王建龙.延长气田煤层井壁失稳机理及钻井液技术研究[D].成都:西南石油大学,2019.
WANG Jianlong. Research on instability mechanism and drilling fluid technology of coal seam borehole wall in Yanchang gas field [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [14] 李攀义,单文军,徐兆刚,等.成膜防塌无固相钻井液体系在金鹰矿区ZK1146井中的应用研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2015,42(10):26-30.
LI Panyi, SHAN Wenjun, XU Zhaogang, et al. Research and application of solid free film-forming and anti-sloughing drilling fluid system in Well ZK1146 of Jinying mining area [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2015,42(10):26-30.
- [15] 刘俊辉.成膜防塌无固相冲洗液在广西向阳坪地区复杂地层中的应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(12):36-41.
LIU Junhui. Drilling fluid technology for complex formation drilling in the Xiangyangping area of Guangxi [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020,47(12):36-41.

(编辑 荐华)