

长裸眼井筒强化钻井液技术

潘丽娟, 刘彪

(中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 乌鲁木齐 830011)

摘要: X1 井区长裸眼钻井液技术难点集中在上部二叠系火成岩微裂缝发育易漏、下部志留系等硬脆性泥岩易塌, 同一裸眼钻井液维护处理难度大。该区 X1-1H 井二叠系 8 个漏点、井漏 25 次, 累漏钻井液 2 568 m³; X1 井志留系泥岩掉块阻卡划眼处理 22.1 d。使用聚合物胶凝堵漏剂和竹纤维等, 研发随钻防漏配方, 0.69 MPa/30 min 承压无漏失; 研发针对 1 mm、2 mm、3 mm 裂缝的随钻堵漏配方, 承压 6.9 MPa; 协同成膜隔离-抑制水化作用, 优化形成钾胺基成膜钻井液, 150 °C 高温高压滤失量 8.8 mL, 泥岩滚动回收率较 KCl 聚磺钻井液提高 15.1%。在 X1-5H、X1-6H 2 口井应用效果显著, 二叠系钻进及中完过程无漏失, 近 5 000 m 长裸眼无泥岩阻卡等复杂情况发生, 志留系平均井径扩大率仅 9.01%。长裸眼井筒强化钻井液技术对 X1 井区降本增效意义重大。

关键词: X1 井区; 长裸眼; 井筒强化; 聚合物凝胶堵漏剂; 竹纤维; 成膜钻井液

中图分类号: TE254

文献标识码: A

Strengthening wellbore fluid techniques for long open-hole

Pan Lijuan, Liu Biao

(Research Institute of Engineering Technology, SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The difficulty of strengthening wellbore fluid for long open-hole in X1 region is concentrated in the leakage in the upper Permian igneous rocks with developed micro fractures, and the shale collapse in the lower Silurian. Drilling fluid maintenance is difficult in the same open hole section. In well X1-1H, 8 leak points were found in Permian, and well leaked for 25 times, losing 2 568 m³ drilling fluid. In well X1, the treatment for mudstone blocking in Silurian took 22.1 days. Polymer gel plugging agent and bamboo fiber were applied to prevent leakage for 30 min at 0.69 MPa. Plugging agents for fractures of 1, 2, 3 mm were designed, which can prevent leakage at 6.9 MPa. We combined isolating membrane with hydration inhibition, introduced film-forming agent and polyamine inhibitor as key agents, and optimized form Amino potassium filming drilling fluid system for Silurian, which has a high pressure filtration volume of 8.8 mL at 150 °C. Compared with KCl-polymer sulfonated drilling fluid, shale recovery increased by 15.1%. Applications in wells X1-5H and X1-6H 2 showed a good effect. No leaking occurred when drilling and completing in Permian. Almost 5 000 meters long open-hole did not stick. The average hole enlargement of Silurian was only 9.01%. Strengthening wellbore fluid techniques for long open-hole are significant to cut cost and increase profit in X1 region.

Key words: X1 region; long open-hole; wellbore strengthening; polymer gel plugging agent; bamboo fiber; film-forming fluid

X1 井区是中国石化西北油田分公司 2016 年的主力勘探开发区块, 该区地层层系齐全、岩性复杂、埋藏深。为实现降本增效, 以同一开次揭示白垩系、三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系等多套地层, 近 5 000 m 的长裸眼井钻井液技术难点集中在上部二叠系火成岩易漏、下部志留系等泥岩易塌, 同一裸眼钻井液维护处理难。

基于复杂地层特征, 使用了聚合物胶凝堵漏剂和竹纤维, 研发二叠系随钻防漏堵漏配方; 协同成膜隔离-抑制水化作用, 优化形成钾胺基成膜钻井

液体系。随钻防漏和泥岩防塌钻井液技术加强复杂长裸眼井筒稳定性, 在 X1-5H、X1-6H 2 口井成功应用。单井二叠系钻进及中完过程无漏失, 泥岩井段无掉块阻卡等复杂情况发生, 志留系平均井径扩大率仅 9.01%。

1 长裸眼钻井液技术难点及对策

1.1 钻井液技术难点

X1 井区井身结构设计见表 1(以 X1-5H 井为例), 其中二开长裸眼段火成岩和泥岩的井壁稳定

表 1 X1-5H 井井身结构设计
Table 1 Hole structure design of well X1-5H

开次	钻头尺寸× 井深/(mm×m)	套管尺寸× 下深/(mm×m)	管鞋位置	水泥返深/m	备注
导眼	660.4×150	508×150		地面	
一开	346.1×2 000	273.1×1 999	N ₂ k	地面	一级固井
二开	250.8×6 755	193.7×6 753	O ₃ s	地面/3 800	双级固井
三开	165.1×7 463	139.7×7 460	O ₃ q		悬挂器位置 6 451 m
四开	120.65×7 995	造斜点 7 461.3 m			裸眼完井

决定该井身结构的成败。同一开次揭示白垩系到志留系等多套地层,近 5 000 m 的长裸眼井壁稳定给钻井液带来挑战,主要体现在 3 方面:

(1)二叠系火成岩微裂缝发育极易井漏。该区 X1-1H 井二叠系 8 个漏点、井漏 25 次,先后经历随钻桥堵、承压堵漏、打水泥塞、化学堵漏等 10 余次堵漏,钻井、下套管及固井过程分别漏失钻井液 2 245 m³、62 m³ 和 261 m³,处理复杂 45.9 d。

(2)志留系等硬脆性泥岩坍塌失稳风险大,威胁钻井安全、增加钻井周期。该区 X1 井志留系平均井径扩大率高达 25.36%,泥岩掉块阻卡频发,划眼处理 22.1 d。

(3)近 5 000 m 长裸眼上部火成岩易漏、下部泥岩易塌,同一裸眼段钻井液维护处理难度极大。

1.2 钻井液技术对策

通过对二叠系地层岩性特征分析(表 2),二叠系火成岩总厚 400 余米,上部以英安岩为主,厚约 160 m,具有厚度大、微裂缝发育的特点,下部以凝灰岩与泥岩互层为主。利用网状结构、微颗粒、变形粒子等复配形成低渗透封堵层的技术原理,使用聚合物凝胶堵漏剂和竹纤维,研发随钻防漏堵漏配方并配套封闭浆防漏工艺,强化井筒稳定^[1-3]。

通过对志留系泥岩全岩矿物和黏土矿物分析(表 3,4),石英含量 59%~65%,一定程度增加岩

表 2 X1 井区二叠系地层岩性

Table 2 Stratum lithology in Permian, X1 region

井号	二叠系井深及厚度/m			
	井深	厚度	英安岩 厚度	凝灰岩 厚度
X1	4 530~5 010	480	180	300
X1-1H	4 424~4 875	451	131	320
X1-2H	4 393~4 845	452	142	310
X1-3	4 543~4 963	420	157	263
X1-4H	4 420~4 870	450	134	316
X1-5H	4 408~4 858	450	137	313
X1-6H	4 475~4 885	410	135	275

表 3 X1 井志留系岩样全岩矿物分析

Table 3 Whole rock mineral analysis of rock samples from Silurian, X1 region

井深/ m	地 层	全岩定量分析/%					
		黏土 总量	石 英	钾长石	斜长石	方解石	白云石
6 166	S ₁ k	19	65	2	3	4	7
6 228	S ₁ k	26	59	2	10	2	1
6 350	S ₁ k	29	59	2	6	2	2

表 4 X1 井志留系岩样黏土矿物分析

Table 4 Clay mineral analysis of Silurian rocks, X1 region

井深/m	地 层	黏土矿物相对含量/%				
		K	C	I	I/S	%S
6 166	S ₁ k	12	3	42	43	20
6 228	S ₁ k	6	15	32	47	10
6 350	S ₁ k	10	8	36	46	10

石硬度,故出现掉块时易导致硬卡,黏土矿物含量最高值达到 29%,以伊/蒙间层和伊利石为主,易水化失稳,协同成膜隔离-抑制水化作用是硬脆性泥岩防塌的关键技术对策^[4-5]。

2 室内研究

2.1 二叠系防漏堵漏钻井液

通过室内实验,使用聚合物胶凝堵漏剂 PSD、高韧性植物竹纤维 SZD-1,优选各种堵漏处理剂的复配加量,优化形成随钻防漏配方和针对 1 mm、2 mm、3 mm 微裂缝的堵漏配方,并分别进行了砂床堵漏实验评价和缝板堵漏实验评价。其中聚合物凝胶 PSD 是一种高吸水、高保水膨胀树脂,能够吸收自身重量近百倍的水而使体积膨胀 5~10 倍,形成水凝胶^[6];竹纤维 SZD-1 是一种高强度、高韧性的改性植物复合纤维,起“拉筋”作用。

2.1.1 砂床堵漏实验评价

防漏配方:聚磺钻井液+2% PSD+1% SZD-1+2%随钻复合堵漏剂 FHD-1+2%弹性石墨 Rebound+1%超细碳酸钙 CSC-100(800目),经过 150 ℃/16 h

表 5 砂床堵漏实验结果

Table 5 Sand-bed plugging experiment results

序号	时间	侵入深度/cm	漏失状态
1	瞬时滤失	6.5	无漏失
2	10min	7.2	无漏失
3	20min	7.5	无漏失
4	30min	7.5	无漏失

注:实验承压为 0.69 MPa。



图 1 砂床表面封堵层

Fig.1 Sealing layer formed on the surface of sand bed

热滚后,在高温高压滤失仪中进行砂床堵漏实验。结果显示 0.69 MPa/30 min 承压无漏失,砂床表面快速形成致密封堵层致密(图 1),因此 30 min 滤液侵入深度与瞬时侵入深度差别小。

2.1.2 缝板堵漏实验评价

将不同缝宽对应的堵漏材料加入 4 000 mL 聚磺钻井液体系中,经 150 °C/16 h 热滚后,取出进行不同压力下的封堵性能评价。结果显示堵漏配方 1#、2#、3#能够分别有效封堵 1 mm、2 mm、3 mm 缝宽的缝板,且承压能力达到 6.9 MPa(图 2)。

现场应用时可根据地层情况和漏失情况酌量对堵漏材料加量增减。

2.2 志留系钾胺基成膜钻井液

通过优选成膜剂 CMJ-1、聚胺抑制剂 HPA、聚合物降滤失剂 RHPT-1 等关键处理剂及其与 KCl 聚磺钻井液的复配加量,优化形成了钾胺基聚磺成膜钻井液配方。其中成膜剂 CMJ-1 通过在井壁上形成半透膜,阻止滤液向地层渗透,从而减少泥岩水化、封堵裂隙层理;聚胺抑制剂 HPA 能吸附在泥岩表面形成涂层,阻止滤液的侵入,有效阻止泥岩水化^[7-8]。

钾胺基聚磺成膜钻井液体系经过 150 °C/16 h 热滚后性能基本稳定(表 6),抑制封堵性强,150 °C 高温高压滤失量 8.8 mL,志留系泥岩滚动回收率较 KCl 聚磺钻井液提高 15.1%,达到了 93.8%。

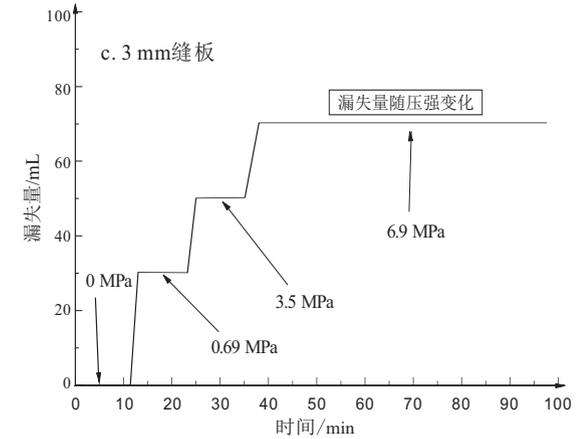
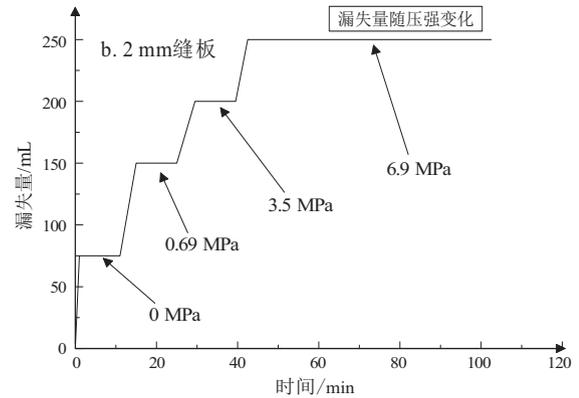
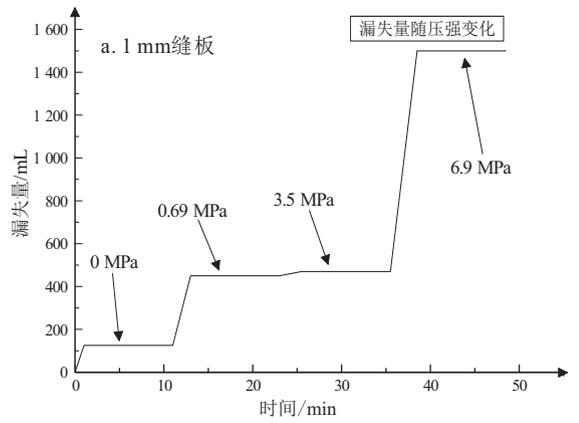


图 2 缝板堵漏实验

- 配方 1#: 聚磺钻井液体系+1% CSC(800 目)+2% PSD + 3% SZD-1 + 3.5% 复合随钻堵漏剂 FHD-1;
- 配方 2#: 聚磺钻井液体系+1% CSC(800 目)+2% PSD + 3% SZD-1 + 2% 复合随钻堵漏剂 FHD-1 + 3% FHD-2;
- 配方 3#: 聚磺钻井液体系+1% CSC(800 目)+2% PSD + 3% SZD-1 + 10% FHD-1 + 10% FHD-2 + 8% 颗粒架桥堵漏剂

Fig.2 Result of 1 mm slotted templet plugging

表 6 钾胺基成膜钻井液性能

Table 6 Properties of Amino potassium filming fluid

实验条件	密度/ (g · cm ⁻³)	黏度/ s	PV/ (mPa · s)	YP/ Pa	FLAPI/ mL	FLHTHP/ mL
热滚前	1.28	62	34	9.6	4.0	10.2
热滚后	1.28	46	25	4	3.6	8.8

注:体系配方 3% 膨润土+0.2% 纯碱+0.3% DS-301+1% RHPT-1+3% RHJ-3+0.5% DS-302+0.5% HPA+5% KCl+0.5% CMJ-1+2% SMP+3% SPNH+0.5% JM-1。

3 现场应用与评价

3.1 二叠系钻井液处理维护措施

二叠系坚持提前预防、封堵微裂缝原则,采用随钻封堵、打封闭浆、性能优化和工程措施四管齐下。钻井液性能维护方面,使用低分子量优质聚合物降滤失剂,降低体系的液相黏度,有效降低循环当量密度增加值,避免井漏的发生。具体如下:

(1)随钻封堵:进二叠系之前 50 m,一次性追加 2%超细碳酸钙+1%单项压力屏蔽剂,同时在胶液中复配 1%乳化沥青,强化钻井液封堵能力。

(2)打封闭浆:起钻前泵入浓度 12%封闭浆(配方:1%PSD+3%SZD-1+2%FT-1+2%PB-1+2%CXD+2%SQD-98),实现对漏层的二次保护。

(3)性能优化:综合地层孔隙压力与邻井实践,控制钻井液密度 1.23~1.25 g/cm³、塑黏 15~20 mPa·s,降低环空流动阻力和井壁冲刷。

(4)工程措施:严格控制排量和起下钻速度,减小井内压力激动。

3.2 志留系钻井液处理维护措施

长裸眼三叠系、石炭系、志留系泥岩段长,钻进时需强化抑制和封堵防塌性能,采用 KCl 聚磺防塌钻井液体系配伍聚胺 HPA、有机硅醇 DS-302 等强化抑制;采用成膜剂 CMJ-1、高软化点乳化沥青 RHJ-3 等强化封堵;同时古生界地层增强钻井液的抗温稳定性。具体如下:

(1)进石炭系之前 50 m,加 3%~5%KCl+0.5%~1%HPA,补充加入抗温材料 2%~3%SMC+2%~3%SPNH,将聚磺钻井液体系转为钾铵基聚磺体系。

(2)进入志留系,使用 0.3%~0.6%CMJ-1+2%~3%RHJ-3+2%超细碳酸钙配伍,增强体系成膜和封堵能力,控制 API 失水 ≤4 mL,HTHP 失水 ≤10 mL。

(3)以 0.1%~0.3%乳液聚合物 DS-301+0.5%~1%DS-302+0.3%~0.7%RHTP-1 为主配胶液,进行钻井液维护,根据体系黏切高低而使用不同浓度胶液。

(4)综合地层孔隙压力和邻井实践,合理控制钻井液密度 1.27~1.29 g/cm³,塑黏 22~32 mPa·s。

3.3 现场应用效果

通过随钻防漏堵漏和泥岩防塌钻井液技术,加强复杂长裸眼的井筒稳定。在 X1-5H、X1-6H 两口井现场应用,有效解决了火成岩和泥岩井壁失稳问题。

X1-5H 和 X1-6H 两井二叠系钻进及中完过

程均未发生漏失,对比 X1-1H 井节约堵漏钻井液 2 568 m³,减少复杂处理时间 45.96 d(表 7),其中, X1-5H 志留系钻进过程中由于工程发生断钻具事故,起下钻 15 次均无漏失,进一步证实二叠系防漏堵漏钻井液技术成效显著;单井泥岩段无掉块阻卡, X1-6H 志留系平均井径扩大率仅 9.01%,较同批次的邻井 X1-4H 降低 45.7%,长裸眼井筒稳定性强(表 8,图 3);X1-5H 因断钻具处理周期长,钻井液长时间浸泡,超过泥岩坍塌周期,故志留系平均井径扩大率偏大,但二开全井段未发生掉块卡钻等复杂状况。

4 结论

(1)使用聚合物胶凝、竹纤维堵漏剂,优化形成了二叠系随钻防漏配方和针对 1 mm、2 mm、3 mm 裂缝的堵漏配方,防漏配方 0.69 MPa/30 min 承压无漏失,堵漏配方承压 6.9 MPa。

(2)利用成膜隔离-抑制水化协同防塌,优化形成钾胺基成膜钻井液,体系抑制封堵性强,150 °C 高温高压滤失量 8.8 mL,泥岩滚动回收率较 KCl 聚磺钻井液提高 15.1%。

(3)二叠系采取随钻封堵、打封闭浆、性能优化和工程措施,志留系强化抑制和封堵性能,在 X1-5H、X1-6H 应用效果显著,单井二叠系钻进及中完过程无漏失,泥岩段无掉块阻卡等复杂发生,志留系平均井径扩大率仅 9.01%。

表 7 X1 井区长裸眼二叠系井漏情况

Table 7 Permian lost circulation of X1 region

井号	二叠系漏失量/m ³		
	钻井	下套管	固井
X1-1H	2 245	62	261
X1-2H	284.5	9	622.5
X1-3	0	55.14	378.14
X1-4H	423.29	453.68	451
X1-5H	0	0	0
X1-6H	0	0	0

表 8 X1 井区长裸眼平均井径扩大率情况

Table 8 Average hole enlargement for long open-holes in X1 region

井号	志留系厚度/m	平均井径扩大率/%		
		二开	石炭系	志留系
X1-2H	1 237	13.16	18.34	18.19
X1-3	1 109	12.28	15.46	15.43
X1-4H	1 201	13.62	16.77	16.60
X1-5H	1 207	16.66	17.84	24.18
X1-6H	1 214	11.25	17.02	9.01

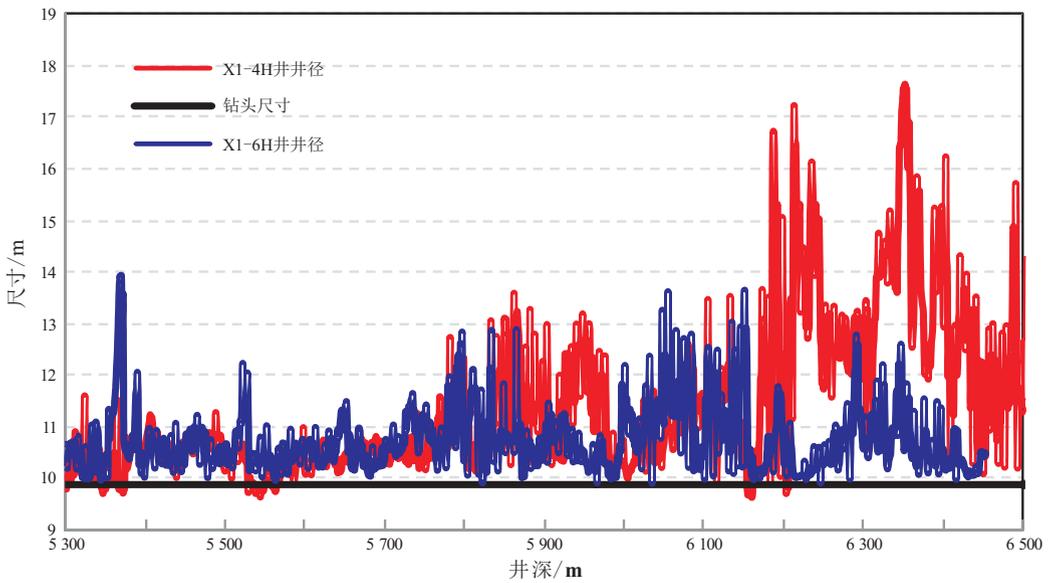


图 3 X1-6H 与 X1-4H 志留系井径曲线对比

Fig.3 Caliper curves of Silurian in wells X1-6H and X1-4H

参考文献:

[1] 邱春阳.商 848-1 井随钻堵漏钻井液技术[J]. 新疆石油科技,2014,31(5):5-6.

[2] 秦春.凤凰 X1 井钻井技术[J]. 石油钻采工艺,2013,35(4):31.

[3] 陈曾伟.塔河油田顺西 2 井二叠系火成岩裂缝性地层堵漏技术[J]. 钻井液与完井液,2014,31(1):41-42.

[4] 王伟吉.温压成膜封堵技术研究及应用[J]. 特种油气藏,2015,22(1):144-145.

[5] 魏殿举.鄂尔多斯地区防塌钻井液技术[J]. 钻井液与完井液,2014,31(4):90.

[6] 黄峥.水化膨胀型凝胶堵漏技术在伊拉克油田的应用[J]. 钻采工艺,2014,37(3):96.

[7] 张朔."协同增效"钻井液体系在淮北油气田的应用[J]. 钻井液与完井液,2013,30(3):21.

[8] 宋涛.井壁强化可成膜钻井液技术[J]. 钻井液与完井液 2014.31(5):25-27.

(编辑 叶德燎)

(上接第 77 页)

参考文献:

[1] 罗娟,陈小凡,涂兴万,等.塔河缝洞型油藏单井注水替油机理研究[J]. 石油地质与工程,2007,21(2):52-55.

[2] 熊艳梅,梅胜文,刘洪光,等.缝洞型稠油油藏注水指示曲线的研究与应用[J]. 石油实验地质,2013,35(S1):49-051.

[3] 丁磊,张世亮,海涛,等.注水指示曲线在塔河碳酸盐岩油藏深抽中的应用实践及认识[J]. 石油实验地质,2014,36(S1):77-80.

[4] 刘荣和,冯文光,龙玲,等.岩石孔隙体积压缩系数实验研究[J]. 石油钻采工艺,2009,31(4):79-82.

[5] 李传亮.裂缝性油藏的应力敏感性及产能特征[J]. 新疆石油地质,2008,29(1):72-75.

[6] 马国建,蒋林,程洪.塔河油田托普台区块碳酸盐岩油藏裂缝闭合认识与探索[J]. 石油实验地质,2014,36(S1):61-63.

[7] 张军,徐福华.有效应力下裂缝性岩石物性特征分析[J]. 太原理工大学学报,2005,36(5):27-28.

[8] 刘向君,刘战君,李允,等.裂缝闭合规律研究及其对油气田开发的影响[J]. 天然气工业,2004,24(7):39-41.

(编辑 徐文明)