

水平井修井液技术研究应用

班耀服

(中油辽河油田辽河工程技术分公司, 辽宁 盘锦 121209)

摘 要 本文针对辽河盆地深层地质特点和水平井施工中存在的问题, 研究解决辽河油田水平井修井中的井壁稳定、井眼净化、润滑防卡和防漏堵漏等关键技术难题。通过优选处理剂, 提高修井液的抑制性和润滑性; 通过优化流变参数, 提高携岩能力; 采用超低渗透技术及时封堵漏层, 达到防漏堵漏要求。成功施工四口井深超过 3000 米的深水平井修井打捞和一口较大位移侧钻井。

关键词 修井液 水平井 岩屑床 流变参数 井漏

中图分类号: TE2

文献标识码: A

文章编号: 1007-0745(2021)01-0021-05

1 前言

随着辽河盆地勘探开发向深层发展, 采用水平井技术开发和保护深层油藏。在大修井方面好的修井液能够控制境内漏失, 保护油气层, 使井内卡钻物体顺利返出井筒, 从而实现打捞的目的; 在侧钻方面要保证裸眼半径规则不坍塌、钻进速度快、井眼干净磨阻小。水平井修井液性质就成为技术人员一个新的研究课题。

水平井修井液除高温稳定性要达到深井修井液的要求外, 稳定井壁、井眼净化、润滑防卡以及防漏堵漏等都要有较高的技术要求。因此, 课题的研究内容主要针对提高修井液对泥页岩的抑制性、提高携岩能力、提高润滑性能和防漏堵漏能力而展开。

2 关键技术问题分析及对策

2.1 井壁稳定技术

辽河盆地深井钻井中井壁稳定问题一直是重点研究课题, 沈北地区、杜 813 区块都是一个比较典型的区块, 修深水平井比常规修井使得这些问题更加重要。造成井壁不稳定的主要因素为: (1) 裸眼井段长, 修井液与井壁接触时间长, 对井壁的浸泡时间长; (2) 钻遇的地层复杂。同一井筒存在不同压力层系, 沈北地区东营组软泥岩发育, 易缩径, 沙河街组沙一、二段有易塌的硬脆性泥岩地层, 开发古潜山油藏还面临潜山顶部风化带和裂缝性油藏特有的裂缝性漏失。

水平井的特点使得井壁稳定问题更加复杂: (1) 井斜大, 在同一层位中与直井相比井段较长; (2) 岩屑床的存在导致环空有效空间变小, 岩屑浓度大, 液流阻力变大; (3) 频繁短起下钻等作业造成井壁承受的压力在不断变化之中; (4) 钻速较慢, 延长了修井液对地层的浸泡时间, 增加了井壁不稳定性。

综合以上分析, 辽河盆地特别是沈北地区深水平井钻井需要同时解决力学不稳定问题和化学不稳定问题。所以, 沈北地区深水平井钻井的井壁稳定问题非常复杂。

2.2 技术对策

在井壁稳定的力学方面, 需要钻井液保持合适的密度,

同时施工操作上必须平稳; 在化学方面, 使用硅氟混油修井液, 优选添加剂, 降低滤失量并提高对泥页岩水化分散的抑制力。通过对目前常用的几种降滤失剂进行评价, 筛选出降滤失性能好, 有利于调整适合水平井特点的修井液流型的降滤失剂为硅氟混油修井液为主添加剂。

HA 树脂、KH-931、SMP 和 PSP 是目前广泛用于深井的降滤失剂, 与硅氟修井液有良好的配伍性。本课题针对水平井对修井液流型的要求, 在硅氟修井液中对以上降滤失剂进行评价。

(1) 降滤失性能评价。泥饼质量评价。采用清水渗透的方法评价各种降滤失剂在硅氟修井液中所形成泥饼的质量。在硅氟修井液中分别测量 HA 树脂、KH-931、SMP 和 PSP 的清水滤失量, 并进行对比, 结果见图 1、图 2。

从图 1、图 2 可知, KH-931 常温和加温到 95℃时的清水滤失量都最低, 形成的曲线在图的下部, 说明形成的泥饼质量优于其他三种降滤失剂。

(2) 抑制性评价:

1) 页岩抑制性评价。将山东土粉烘干, 在 4.0Mpa 压力下, 压制岩心。测定 2% 的 HA 树脂、SMP、KH-931、PSP 的膨胀量, 结果见图 3。

从图 3 中看出, 页岩抑制能力 KH-931 最强, PSP 最差, HA 树脂与 SMP 基本相同。

2) 岩屑回收试验。在 SF 井浆中按 1.5% 分别加入 PSP、KH-931、HA 树脂和 SMP, 用 40 目筛测试岩屑回收率, 结果见图 4。

从图 4 中看出, KH-931 岩屑回收率最高达 98.4%, 抑制性最强; 其余三种均未达到原井浆的 97%, 说明 KH-931 抑制性最好。

综合以上分析, 在硅氟钻井液中以 KH-931 为主降滤失剂是提高井壁稳定性能的最佳选择, 加量为 1-2%; HA 树脂、SMP 和 PSP 可以做为辅助降滤失剂使用。

2.3 井眼净化技术

2.3.1 岩屑床的成因

在水平井中由于“Boycott 效应”而引起修井液的“垂沉现象”只能减缓而不能消除, 造成修井液垂沉现象的影

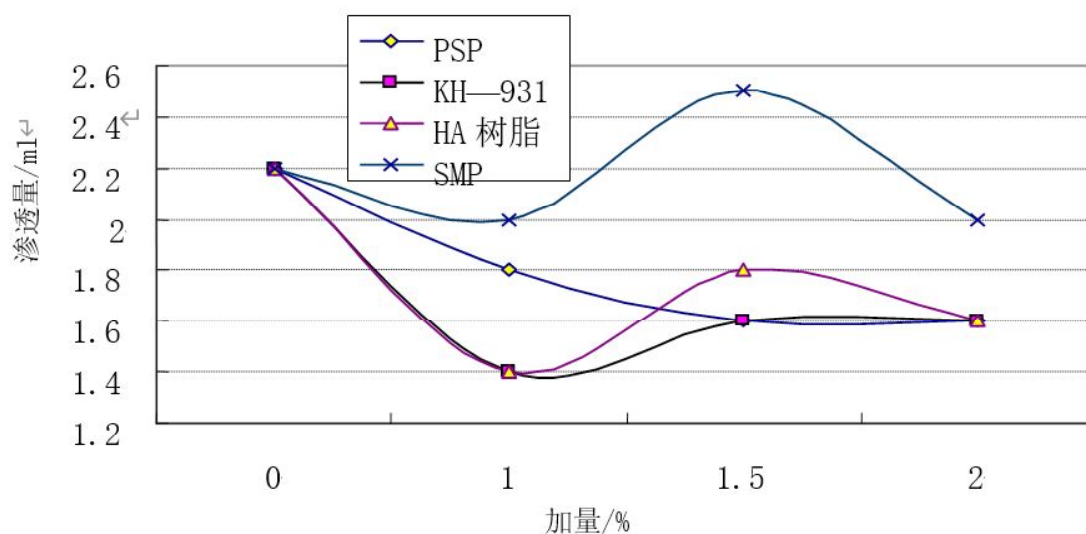


图1 常温清水渗透实验对比图

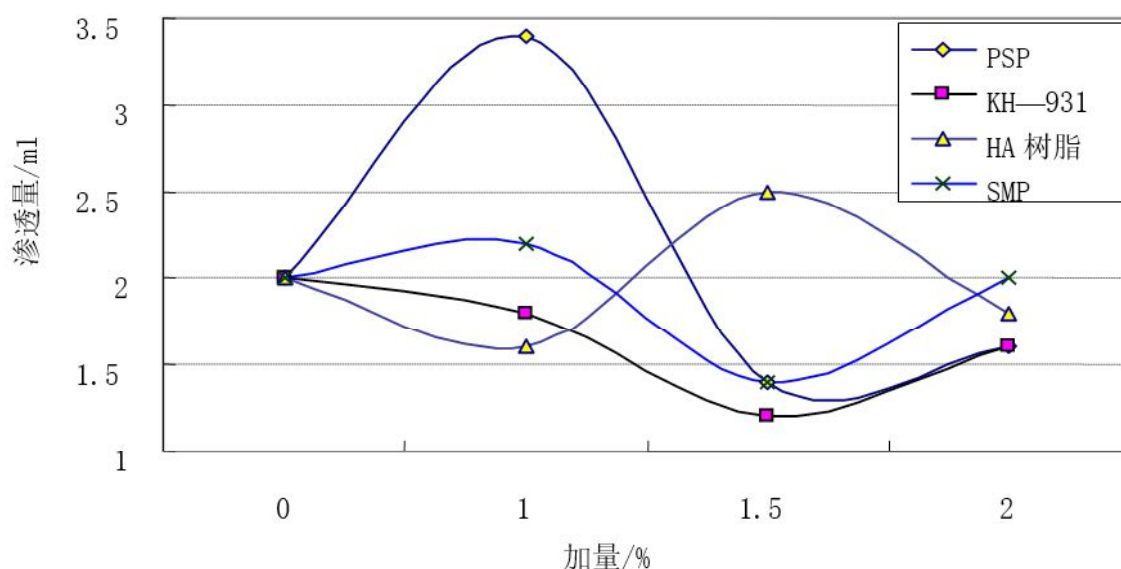


图2 加温 95℃清水渗透对比图

响因素有：井斜角、修井液性能、钻具在井筒中的偏心率等，其中起主导作用的是井斜角，并且钻井液在井筒中处于流动状态时会加剧垂沉现象。

水平井 30°~60°井段修井施工中携岩难度最大，是造成起钻遇卡、下钻遇阻、划眼及钻进时转盘扭矩增加的主要因素；保证斜井段岩屑床不发生下滑而呈相对稳定状态是水平井环空净化的最低要求。

2.3.2 技术对策

目前，减缓和破坏岩屑床的主要方法有：多采用旋转钻进、优选流变参数、大排量洗井、倒划眼起钻、泵入稠胶塞和稀胶塞、频繁短起下钻等。其中，主要由修井液方面做的工作是优选流变参数和泵入稠胶塞和稀胶塞。

(1) 优选流变参数。修井液在井筒中的流型可分为塞流、层流和紊流等几种。选择修井液流型主要是在保护井壁和

提高携岩能力之间进行权衡。

塞流和紊流携岩效果较好，但塞流由于需要修井液高粘度、强结构力，容易造成环空阻塞，诱发井漏；而且国外有实验显示，塞流携岩只有在井斜不大于 45°时才有效。紊流携岩存在以下问题：第一，紊流携岩要求环空返速高，排量大，对机泵条件要求较高；第二，紊流携岩对井壁冲刷严重，不利于井壁稳定。因此，在现场施工中长时间采用塞流或紊流携岩是不现实的。层流通常分为平板型和尖峰型两种，平板型携岩较好，且机泵条件容易满足，对井壁冲刷小，是实现大位移井及水平井携岩要求的理想选择。

为实现平板型层流，对流变参数进行了优选，具体要求为：①动塑比 (YP/PV) 保持在 500s⁻¹ 左右；②流性指数 (n) 小于 0.60；③ Φ6、Φ3 读数，Φ6：9~13 格，Φ3：6~8 格；在实践中，优选流变参数收到了满意的效果。

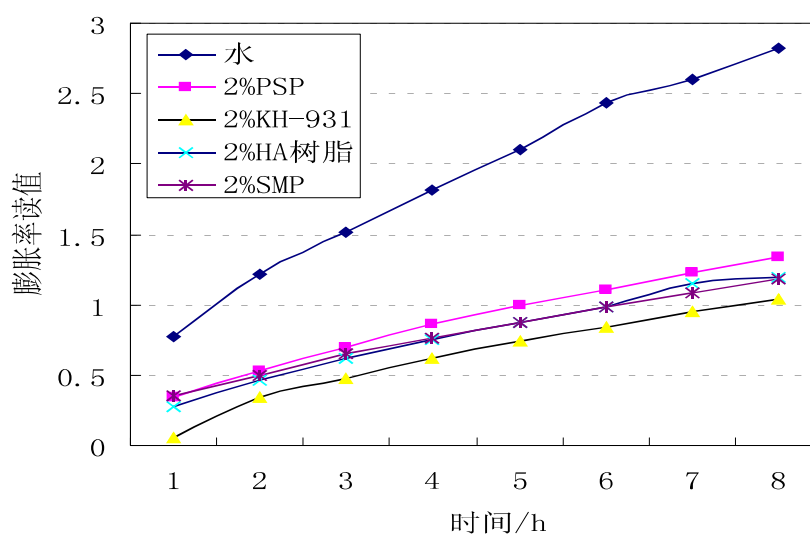


图 3 页岩膨胀率对比图

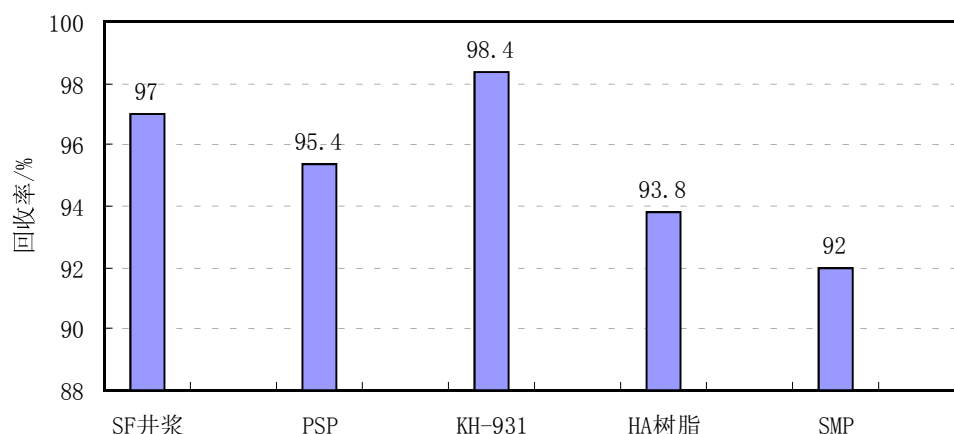


图 4 降滤失剂回收率对比图

(2) 泵入稠胶塞和稀胶塞。由于塞流和紊流携岩效果较好，在井下发生携岩困难，即环空钻屑浓度较高时，可以采用泵入一段塞流或一段紊流的方法来解决，也就是稠胶塞和稀胶塞。

稠胶塞在常规井中应用普遍。有实验证明，井斜小于 45° 时稠胶塞携岩效果好，以打稠胶塞为主。打稠胶塞的另一个好处是，可以减少对井壁的冲蚀，对浅井段钻速较快时泥饼基础不好的情况尤为适用。稠胶塞一般保持漏斗粘度高于井浆 20s 以上，配制方法为：在部分井浆中加入一定量的土粉、XC 生物聚合物、HV-CMC 等材料，使塑性粘度和动切力同时提高。

稀胶塞要保证达到紊流时的环空临界返速小于同排量井浆的环空返速，配制时通过在水和降粘剂来实现。

2.4 润滑防卡技术

水平井中，摩阻从造斜段开始随井斜角度的增大而不断增加，由于修井设备能力有限，钻具的抗拉强度、抗扭强度都有极限，摩阻力超过设备和钻具的最大负荷时，就会导致卡钻，甚至会造成钻具事故。

2.4.1 高摩阻产生的原因

高摩阻是在钻具与井壁接触后产生的。水平井中钻具与井壁接触是不可避免的，高摩阻的产生与泥饼质量、岩屑床厚度、修井液密度、修井液对泥岩的抑制性、含砂量及润滑剂性能有很大关系。因此，控制摩阻应从改善修井液性能入手。

2.4.2 技术对策

在水平井控制摩阻的各项技术中，减缓和破坏岩屑床及提高修井液抑制性问题前面已分析。本节主要叙述改善修井液润滑性能技术。

2005 年施工的水平井以柴油与机油配合为主，以固体润滑剂为辅提高润滑性能，SF 修井液柴油与机油加入比例为 2:1 和 3:2。另外，发展了一种抗高温水基润滑剂，该剂对环境影响极小，通过海洋环境评测，符合海洋排放标准。在沈 625-H3 和沈 625-H6 两口深水平井和部分探井中应用，取得了成功。下面是抗高温水基润滑剂的评测数据。

(1) 对 SF 修井液性能影响及润滑性评价。把抗高温水基润滑剂与目前用量最大的聚醇和极压润滑剂进行对比，评价其对 SF 修井液性能及润滑性能的影响（结果见表 1）。

表 1 润滑性能及对 SF 修井液性能影响评价

项目	加量 /%	极压系数	测试条件 /℃	FV/S	FL/ml	Φ 600	Φ 300	PV /mpa.s	YP/pa	n	K /mpa.s ⁿ
SF 井浆	0	0.172	常温	125	0.8	170	103	67	18	0.72	561
			100	33	2.4	57	35	22	6.5	0.7	215
抗高温水基润滑剂	1.0	0.188	常温	115	0.5	151	90	61	14.5	0.75	404
			100	31.5	2.8	50	30	20	5	0.74	143
	1.5	0.088	常温	102	1	141	84	57	13.5	0.75	377
			100	30	2.5	47	28	19	4.5	0.75	126
	2.0	0.085	常温	107	1.6	145	86	59	13.5	0.75	388
			100	28	2.8	47	28	19	4.5	0.75	126
极压润滑剂	1.0	0.157	常温	109	1	156	95	61	17	0.72	515
			100	31	2.3	60	37	23	7	0.7	227
	1.5	0.135	常温	121	2	158	96	62	17	0.72	521
			100	30	3	53	33	20	6.5	0.68	231
	2.0	0.128	常温	116		157	93	64	14.5	0.76	390
			100	35	2.4	58	35	23	6	0.73	180
聚合醇	1.0	0.206	常温	142	2.2	165	102	63	19.5	0.69	670
			100	35	2.8	58	37	21	8	0.65	313
	1.5	0.123	常温	110	2	148	89	59	15	0.73	460
			100	38	2.8	62	38	24	7	0.71	219
	2.0	0.145	常温	95	2.2	138	83	55	14	0.73	118
			100	39	3	58	36	22	7	0.69	236

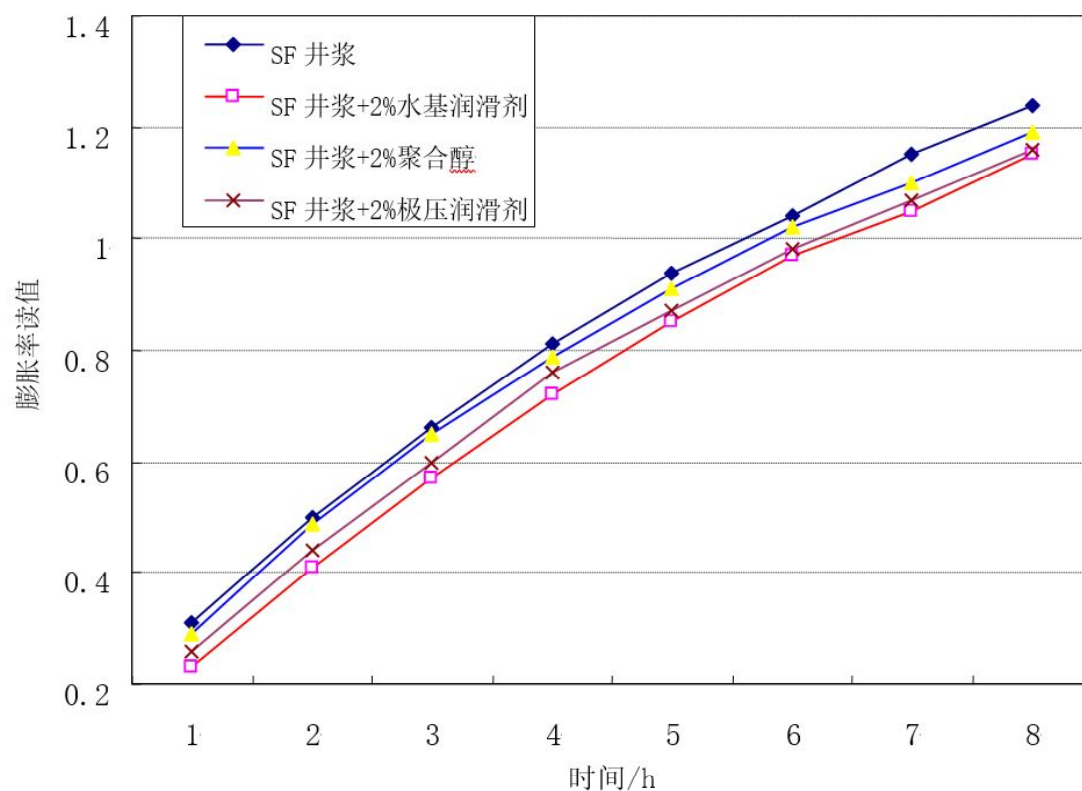


图 5 页岩膨胀性能对比

表 2 超低渗透处理剂在 SF 钻井液中超低渗透试验结果

处理剂	加量 /%	砂床渗入深度 /cm
SF 修井液	基浆	28s 全失
基浆加入 JYW-1	1.5	3.2
基浆加入 JYW-2	1.5	3.5
基浆加入 JYW-1 和 JYW-2 各	0.75	3.5
复合堵漏剂	1.5	5

表 3 超低渗透处理剂对 SF 修井液性能的影响

试验浆	加量 /%	T/℃	FV/s	n
SF 修井液	基浆	常温	143	0.53
		95	42	0.53
基浆加入 JYW-1	0.5	常温	滴流	0.48
		95	81	0.47
基浆加入 JYW-2	0.5	常温	滴流	0.5
		95	71	0.5
基浆加入 JYW-1 和 JYW-2 各	0.25	常温	滴流	0.53
		95	92	0.51

从表 1 中看出，抗高温水基润滑剂、聚合醇和极压润滑剂对 SF 修井液性能影响很小，三者处于同一水平；润滑性能上，抗高温水基润滑剂在加量 1.5% 后明显优于另外两种。因此，抗高温水基润滑剂与 SF 修井液配伍性良好，适合于在深井中应用。

（2）抑制性评价。使用页岩膨胀仪分别对 SF 修井液和分别加入 2% 三种润滑剂后的 SF 修井液进行抑制性评价，结果见图 5。

从图 5 中看出，SF 修井液中加入 2% 抗高温水基润滑剂后抑制性增强比加入其他两种润滑剂效果明显。说明抗高温水基润滑剂对泥页岩的抑制能力优于聚合醇和极压润滑剂。

综合 a、b 两组数据，可以认为抗高温水基润滑剂性能优良，与 SF 修井液配伍良好，适合于在深井中应用。

2.5 防漏堵漏技术

超低渗透防漏堵漏技术（国外称零渗透技术）已在辽河盆地多口井中应用，对多种漏失都有防堵效果，对潜山油藏的裂缝性漏失堵漏效果较好。

2.5.1 超低渗透试验

在可视式中压砂床滤失仪（也称作 FA 型无渗透修井液滤失仪）的圆柱筒中加入 350cm³ 粒径为 0.45 ~ 0.90mm 和粒径为 0.90 ~ 2.0mm 经清水洗净后烘干的砂子，压实铺平，慢慢加入 500ml SF 钻井液（加温 95℃后），按测试 API 滤失量同样方法加压测试 7.5min 滤失量或测量滤液渗入砂床的深度，结果见表 2。

2.5.2 超低渗透处理剂对 SF 钻井液性能的影响

将超低渗透处理剂加入 SF 修井液中，进行超低渗透处理剂的配伍性研究、评价及超低渗透处理剂的优选，结果见表 3。

3 现场应用

深水平井修井液技术共应用 4 口深水平井和 1 口较大位移井，所实施的 5 口井平均井深达到 3812.6m，最大井深达到 4140m，最大井斜达到 96°，均是目前辽河油田深水平井之最。小 22- 平 1 和沈北 3 口水平井在三开井段都发生了严重的井漏，使用超低渗透堵漏技术堵漏成功，很好地保护了油层。其中，小 22- 平 1 井投产后产油 120t/d，是邻井的 3 ~ 5 倍，经济效益显著。5 口井没有发生泥浆原因的事故，复杂情况仅 43h，固井质量合格，实现了甲方勘探开发生产的目的。

4 结论

- 1. 深水平井修井液技术是井壁稳定、携岩、润滑防卡、防漏堵漏等几项技术的综合，因此是一项综合性技术。
- 2. 深水平井修井液技术的研究与应用是针对辽河盆地地质状况开展的，适用于辽河盆地深层油藏的开发需求。

参考文献：

[1] 吴琦. 井下作业工程师 [M]. 北京：石油工业出版社，2020.
[2] 周金葵. 钻井液工艺技术 [M]. 北京：石油工业出版社，2009.