



DEoRC Chemical

砥奥克油田化学

钻井液体系

Drilling Fluids System

# 钻井液体系

01. HRD/PRD 钻开液体系
02. FloPro 钻开液体系
03. EZFLOW 钻开液体系
04. 埕岛油田东区调整井钻完井液体系推荐
05. 无固相完井液体系

# 水平井钻井工程和储层保护面临的问题

## 钻井工程面临的问题

- 井眼清洁（岩屑床）
- 井壁稳定
- 摩阻控制和井眼润滑

## 储层保护面临的问题

- 如何防止钻井液固液相对储层的损害？
- 裸眼筛管完井时，如何解除储层井壁上的内外泥饼？
- 筛管下入过程中，如何防止钻井液与钻屑对筛管的堵塞？
- 如何防止储层井壁上脱落的泥饼对筛管的堵塞？

HRD/PRD水平井无粘土相钻开液体系

# HRD/PRD 钻开液体系

## ✓ 无粘土相

- 避免高分散的粘土颗粒侵入储层，有利于保护储层。
- 体系采用天然高分子与生物聚合物复配的HVIS增粘提切。大分子聚合物具有较强的吸附特性使钻屑、地层表面形成一层分子膜，**阻碍自由水的渗入，抑制粘土水化分散。**
- 比常规钻井液具有更好的抗污染能力，性能稳定，避免因性能大幅度变化而引起的井壁失稳。
- 具有较低的固相，能够提高机械钻速，缩短油层浸泡时间，并能够防止粘卡及井漏的发生。

## ✓弱凝胶

- HRD/PRD钻开液是一种快速弱凝胶体系，对成胶温度和成胶时间要求低。
- 高屈服值、高的动/塑比（1-1.5），具有优良的抗剪切稀释能力，动态携砂能力强。
- 粘弹性行为，与时间无关的假塑性流体，在井壁附近低剪切状态下形成高粘弹性区域，粘度高达50000 ~ 100000mPa.s，具有很好的动态悬砂能力。能有效地阻止大斜度井和水平井钻进时岩屑床的形成。
- 高的低剪切速率粘度(LSRV)，可有效地阻止固、液相侵入地层，避免对井壁的冲蚀。
- 静切力恢复迅速，无时间依赖性，静态悬砂能力强。

## ✓ 储层保护性

- 利用聚胺抑制剂HPA与KCl协同作用有效地抑制强水敏储层的水化膨胀和分散。
- 根据储层孔喉分布利用“**逐级拟合填充理论**”优选出粒径合理的酸溶性暂堵剂QWY对高孔渗实施暂堵。
- 在完井作业的后期，采用配套的**化学破胶/酸化增产**技术，解除井壁上形成的泥饼，疏通油流通道，有效的保护并改造储层，提高/释放油井产能。

## HRD/PRD钻开液体系

## 体系基本组成

淡水/海水+ 碱度调节剂+流型调节剂HVIS+降失水剂HFLO+KCl+暂堵剂+杀菌剂 +抑制剂+润滑剂，可根据需要用KCl、甲酸盐、石灰石等加重。

## HRD/PRD 钻开液体系

## 体系基本性能

实验条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	YP/PV	Φ6/Φ3	GEL	FL <sub>API</sub> ml	LSRV	ρ g/cm <sup>3</sup>
滚前	28.5	14	14.5	1.04	13/11	6/8.5		59587	1.10
100°C×16h 滚后	39	17	22	1.29	20/17	9/15	4.0	121000	

## HRD/PRD 钻开液体系

## 体系基本性能

温度 °C	实验 条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	YP/PV	Φ6/Φ3	FL <sub>API</sub> ml	LSRV
80	滚前	24	14	10	0.71	9/8		44391
	滚16h后	34	16	18	1.13	14/12	4.0	108000
100	滚前	24	14	10	0.71	9/8		44391
	滚16h后	31	14	17	1.21	15/13	5.0	97579
120	滚前	24	14	10	0.71	9/8		44391
	滚16h后	33.5	17	16.5	0.97	14/12	4.8	90381
140	滚前	27.5	16	11.5	0.72	10/9		41991
	滚16h后	30	17	13	0.76	10/8	4.4	52389

**具有较好的抗温性**

## HRD/PRD 钻开液体系

## 体系基本性能

时间 h	实验 条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	YP/PV	Φ6/Φ3	FL <sub>API</sub> ml	LSRV
	滚前	24	14	10	0.71	9/8		44391
16	100°C滚后	31	14	17	1.21	15/13	5.0	97579
32	100°C滚后	30	14	16	1.14	14/13	5.2	94670
64	100°C滚后	27.5	13	14.5	1.12	13/10	5.3	90381

**具有较好的抗老化性能**

## HRD/PRD 钻开液体系

## 体系基本性能

NaCl 加量	实验条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	YP/PV	Φ6/Φ3	FL <sub>API</sub> ml	LSRV
0%	滚前	24	14	10	0.71	9/8		44391
	100°C× 16h滚后	31	14	17	1.21	15/13	5.0	97579
5%	滚前	24	12	12	1.00	9/8		49190
	100°C× 16h滚后	34	16	18	1.13	15/12	4.2	106000
8%	滚前	26.5	14	12.5	0.89	10/8		47590
	100°C× 16h滚后	35	16	19	1.19	16/12	4.8	106000
10%	滚前	26	13	13	1.00	9/8		47589
	100°C× 16h滚后	33	14	19	1.36	15/12	4.4	106000
15%	滚前	27.5	16	11.5	0.72	9/7		49589
	100°C× 16h滚后	35.5	18	17.5	0.97	14/11	4.2	128000

**具有很好的抗NaCl污染的能力**

## HRD/PRD 钻开液体系

## 体系基本性能

CaCl <sub>2</sub> 加量	实验条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	YP/PV	Φ6/Φ3	FL <sub>API</sub> ml	LSRV
0%	滚前	24	14	10	0.71	9/8		44391
	100°C× 16h滚后	31	14	17	1.21	15/13	5.0	97579
0.5%	滚前	22.5	12	10.5	0.88	9/7		49190
	100°C× 16h滚后	34	16	18	1.13	14/11	5.0	120000
1.0%	滚前	22.5	12	10.5	0.88	9/8		46390
	100°C× 16h滚后	35	15	20	1.33	16/13	5.2	126000
1.5%	滚前	22.5	12	10.5	0.88	9/7		42391
	100°C× 16h滚后	36	17	19	1.12	15/13	5.0	137000
2.0%	滚前	22.5	12	10.5	0.88	8/7		48301
	100°C× 16h滚后	38	19	19	1.00	16/13	3.0	148000

**具有很好的抗CaCl<sub>2</sub>污染的能力**

## HRD/PRD 钻开液体系

## 体系基本性能

MgCl <sub>2</sub> 加量	实验条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	YP/PV	Φ6/Φ3	FL <sub>API</sub> ml	LSRV
0%	滚前	24	14	10	0.71	9/8		44391
	100°C× 16h滚后	31	14	17	1.21	15/13	5.0	97579
0.5%	滚前	24	11	13	1.18	10/9		40791
	100°C× 16h滚后	31	15	16	1.07	13/11	4.4	97980
1.0%	滚前	24	12	12	1.00	10/8		37592
	100°C× 16h滚后	32	15	17	1.13	14/11	4.0	96379
1.5%	滚前	24	12	12	1.00	10/8		37592
	100°C× 16h滚后	32	15	17	1.13	14/11	4.8	112000
2.0%	滚前	22.5	12	10.5	0.88	9/7		40391
	100°C× 16h滚后	31.5	15	16.5	1.10	13/11	4.4	108000

**具有很好的抗MgCl<sub>2</sub>污染的能力**

## HRD/PRD钻开液体系

## 体系基本性能

钻屑加量	实验条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	YP/PV	Φ6/Φ3	FL <sub>API</sub> ml	LSRV
0%	滚前	24	14	10	0.71	9/8		44391
	100°C× 16h滚后	31	14	17	1.21	15/13	5.0	97579
5%	滚前	25	14	11	0.79	10/8		37592
	100°C× 16h滚后	32	15	17	1.13	14/11	4.0	112000
10%	滚前	26.5	16	10.5	0.66	11/9		35592
	100°C× 16h滚后	35	17	18	1.06	15/12	4.8	105000
15%	滚前	27.5	16	11.5	0.72	11/9		35592
	100°C× 16h滚后	35	17	18	1.06	16/13	4.6	110000
20%	滚前	30	17	13	0.76	12/10		48790
	100°C× 16h滚后	37	17	20	1.18	16/12	4.0	103000

**具有很好的抗劣质土污染的能力**

## HRD/PRD钻开液体系

## 体系基本性能

岩屑滚动回收法	体系	滚动回收率 (%)	老化条件
	清水	30	100°C×16h
	HRD/PRD钻开液	91.2	100°C×16h

高温高压 膨胀法	钻井液类型	岩心初始高度, mm	膨胀量, mm	膨胀率, %
	清水	5.256	1.676	31.9
	HRD/PRD钻开液	5.321	0.430	8.1

激光粒度 分析法	实验 配方	粒度特征参数 (μm)				
		D10	D25	D50	D75	D90
	5%钻屑	1.21	1.86	2.74	9.27	11.89
清水 + 5%钻屑	1.2	1.74	2.52	7.66	10.07	
HRD/PRD+5%钻屑	2.7	5.55	11.03	18.54	28.06	

**具有较强的抑制性**

## HRD/PRD钻开液体系

## 体系基本性能

体系	泥饼粘滞系数	E-P极压值
HRD/PRD钻开液	0.0875	9-10

体系	上端密度 (g/cm <sup>3</sup> )	中端密度 (g/cm <sup>3</sup> )	下端密度 (g/cm <sup>3</sup> )
HRD/PRD钻开液	1.201	1.201	1.201

**具有良好的润滑性和悬浮稳定性**

## HRD/PRD钻开液体系

## 体系基本性能

API滤失量 (ml)	岩心静态滤失量 (ml)	岩心动态滤失量 (ml)
0.75MPa(30min)	0.75MPa(45min)	3.5MPa(125min)
4.8	0.8	5.4

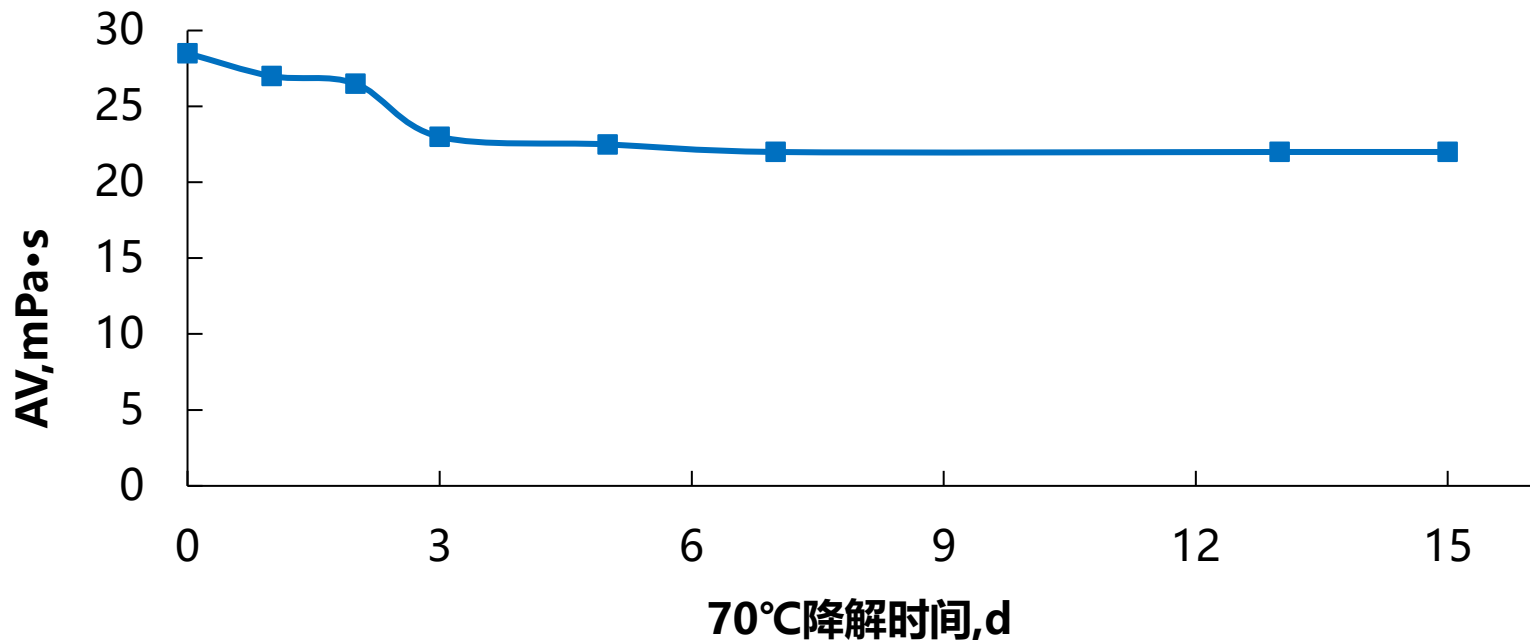
岩样	封堵率/%	渗透率恢复值/%		
		$K_{O2}/K_{O1}$	$K_{O3}/K_{O1}$	$K_{O4}/K_{O1}$ 1cm
45#	99.7	85.5	92	98
49#	99.9	81.4	94	97
G4#	100	89.8	93.3	99
LN2#	99	81.3	91.2	96

注： $K_{O2}/K_{O1}$ 为滤饼破胶前岩心渗透率恢复值； $K_{O3}/K_{O1}$ 为滤饼破胶后岩心渗透率恢复值； $K_{O4}/K_{O1}$ 为滤饼破胶后再截去岩心损害端1cm时的岩心渗透率恢复值。

**具有良好的失水造壁性和储层保护性**

## HRD/PRD 钻开液体系

## 体系基本性能



70°C, 静置	HRD/PRD
15d (360h) 降粘率, %	24

**自然降解性欠佳, 有专门的破胶技术**

# FloPro 钻开液体系

## FloPro 钻开液体系

## 体系基本配方

**淡水+MC-Vis+柠檬酸（聚合物分散剂）+ 降失水剂+  
抑制剂+ NaOH+ 润滑剂+甲酸钠+ ECF-611+杀菌剂+  
暂堵剂（不同粒径碳酸钙）。**

## FloPro 钻开液体系

## 体系基本性能

配方	热滚回收率%	备注
清水	30	
淡水 + 1%抑制剂	63.46	FloPro 钻开液用
淡水 + 1%抑制剂	62.77	HRD/PRD钻开液用

**单剂抑制性 - 均具有较好的抑制性**

## FloPro 钻开液体系

## 体系基本性能

配方	粘滞系数	备注
6%土浆 + 1%润滑剂	0.0875	FloPro 钻开液用
6%土浆 + 1%润滑剂	0.0875	HRD/PRD钻开液用
6%土浆 + 1.5%润滑剂	0.0699	

**单剂润滑性 - FloPro润滑性能与HRD/PRD相当**

## FloPro 钻开液体系

## 体系基本性能

钻开液	实验条件	AV mPa·s	PV mPa·s	YP Pa	YP/PV	Φ6/Φ3	GEL	FL <sub>API</sub> ml	LSRV
HRD/PRD 钻开液	滚前	28.5	14	14.5	1.04	13/11	6/8.5		59587
	100°C×16 h 滚后	39	17	22	1.29	20/17	9/15	4.0	121000
FloPro 钻开液	滚前	27	13	14	1.07	12/10	7/9		29200
	100°C×16 h 滚后	37.5	16	21.5	1.34	18/15	7.5/11.5	4.2	65291

**HRD/PRD 具有更优的低剪切速率粘度**

## FloPro 钻开液体系

## 体系基本性能

体系	滚动回收率/%	膨胀率/%
清水	30	31.9
HRD/PRD钻开液	91.2	8.1
FloPro 钻开液	87	10.3

激光粒度分析法	实验配方	粒度特征参数 (μm)				
		D10	D25	D50	D75	D90
	5%钻屑	1.21	1.86	2.74	9.27	11.89
	清水 + 5%钻屑	1.2	1.74	2.52	7.66	10.07
	HRD/PRD+5%钻屑	2.7	5.55	11.03	18.54	28.06
	FloPro +5%钻屑	1.31	2.65	4.89	10.19	15.2

**具有较强的抑制性**

## FloPro 钻开液体系

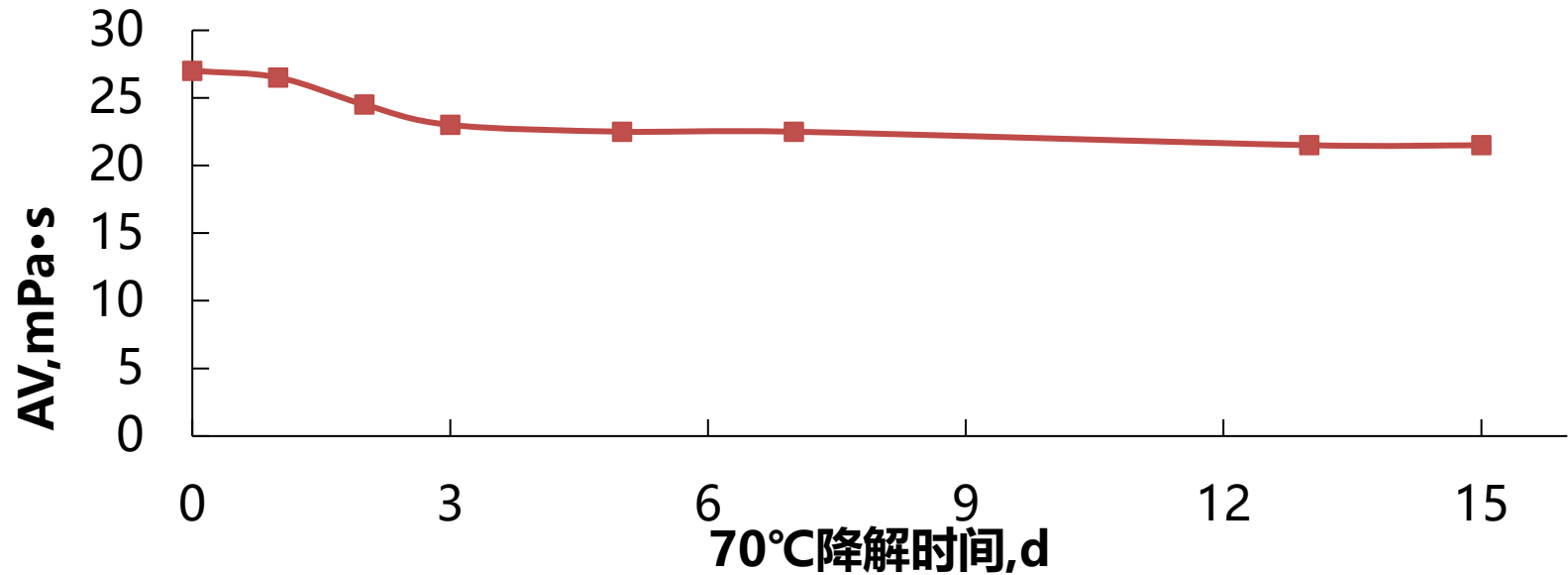
## 体系基本性能

体系	渗透率恢复值/%
HRD/PRD钻开液	94.6
FloPro 钻开液	95.1

**具有较好的储层保护性**

## FloPro 钻开液体系

## 体系基本性能



70°C, 静置	FloPro
15d (360h) 降粘率, %	20.3

**自然降解性欠佳, 需配套破胶/酸化技术**

# EZFLOW 钻开液体系

## EZFLOW 钻开液体系

## 构建理念



**生物处理剂，易降解**



## EZFLOW 钻开液体系

## 体系基本性能

热滚温度 (°C)	状态	pH	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ6/Φ3	GEL, 10"/10' (Pa)	LSRV (mPa·s)	FL <sub>API</sub> (mL)
70	滚前	9	28	11	17	18/16	8.5/10	71685	5.2
	滚后	8.5	24.5	10	14.5	14/12	6.5/8	53189	5
80	滚后	8.5	24	9	15	14/12	7/8.5	53412	5.4
90	滚后	8.5	23.5	9	14.5	13/11	6.5/8	56179	5.6
100	滚后	8.5	25	10	15	14/12	6.5/8	52148	5.6

**具有较好的抗温性**

## EZFLOW 钻开液体系

## 体系基本性能

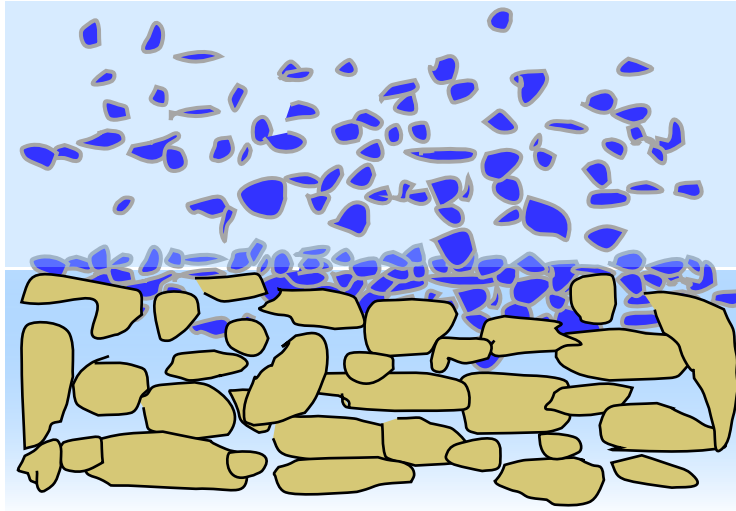
污染	加量 (%)	pH	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ6/Φ3	GEL, 10"/10' (Pa)	LSRV (mPa·s)	FL <sub>API</sub> (mL)
	0	9	25	10	15	14/12	6.5/8	53189	5.6
CaCl <sub>2</sub>	1	9	24	10	14	15/13	6.5/8	48090	6
	2	9	24	10	14	15/13	7/9	44091	5.5
钻屑	5	9	28.5	12	16.5	18/15	8/9.5	72284	5.4
	8	9	30.5	13	17.5	19/17	9/10.5	71785	5

**具有较好的抗钻屑和钙侵污能力**

## EZFLOW 钻开液体系

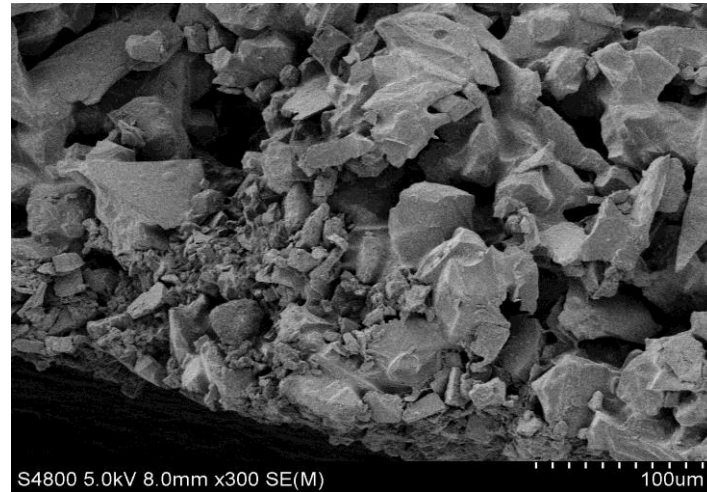
## 体系基本性能

人为的降低储层的渗透率，阻止滤液侵入，降低返排压力



迅速封堵渗流通道，  
降低近井壁地带渗透率，  
阻止固液相侵入。

瞬时滤失量, mL	2.4
滤失量, mL	20

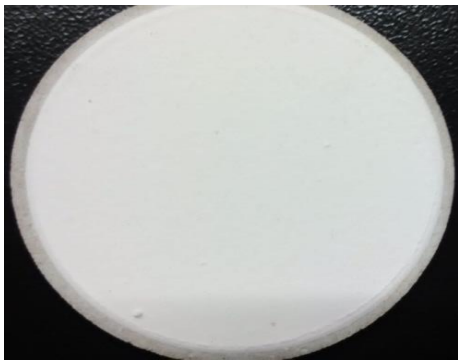
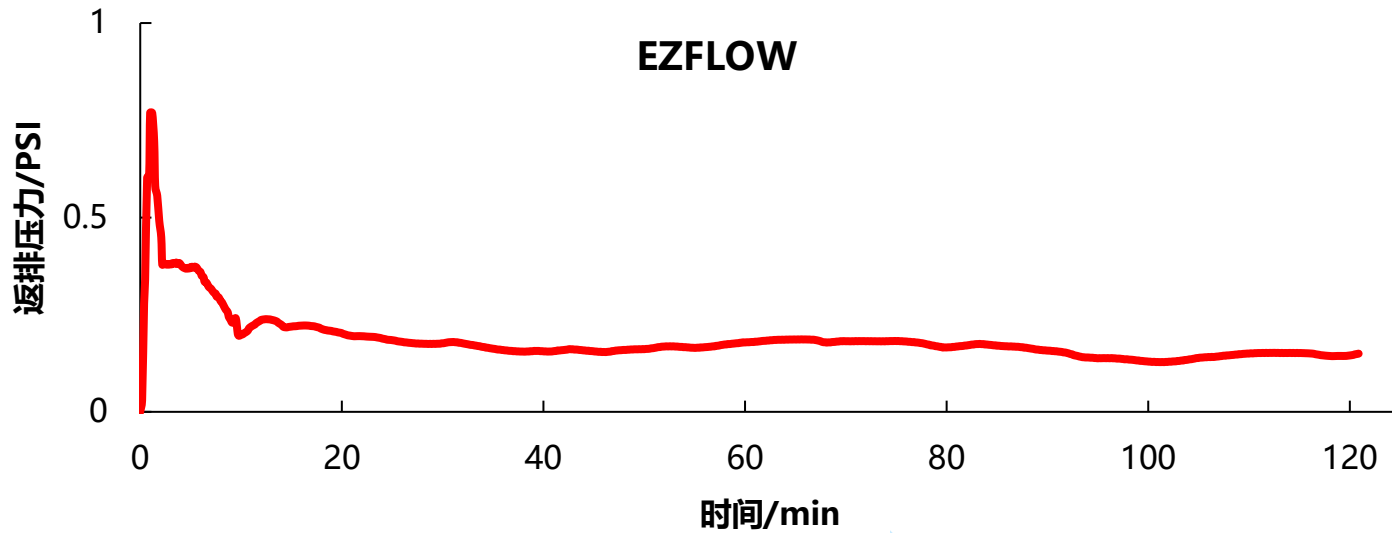


特殊结构聚合物填充碳酸钙孔隙，形  
成十分薄且致密外泥饼，易于返排

**具有较强的封堵性**

## EZFLOW 钻开液体系

## 体系基本性能



砂盘的滤饼返排后，  
表面出现部分孔洞

具有较好的返排能力



## EZFLOW 钻开液体系

## 体系基本性能

岩心准备

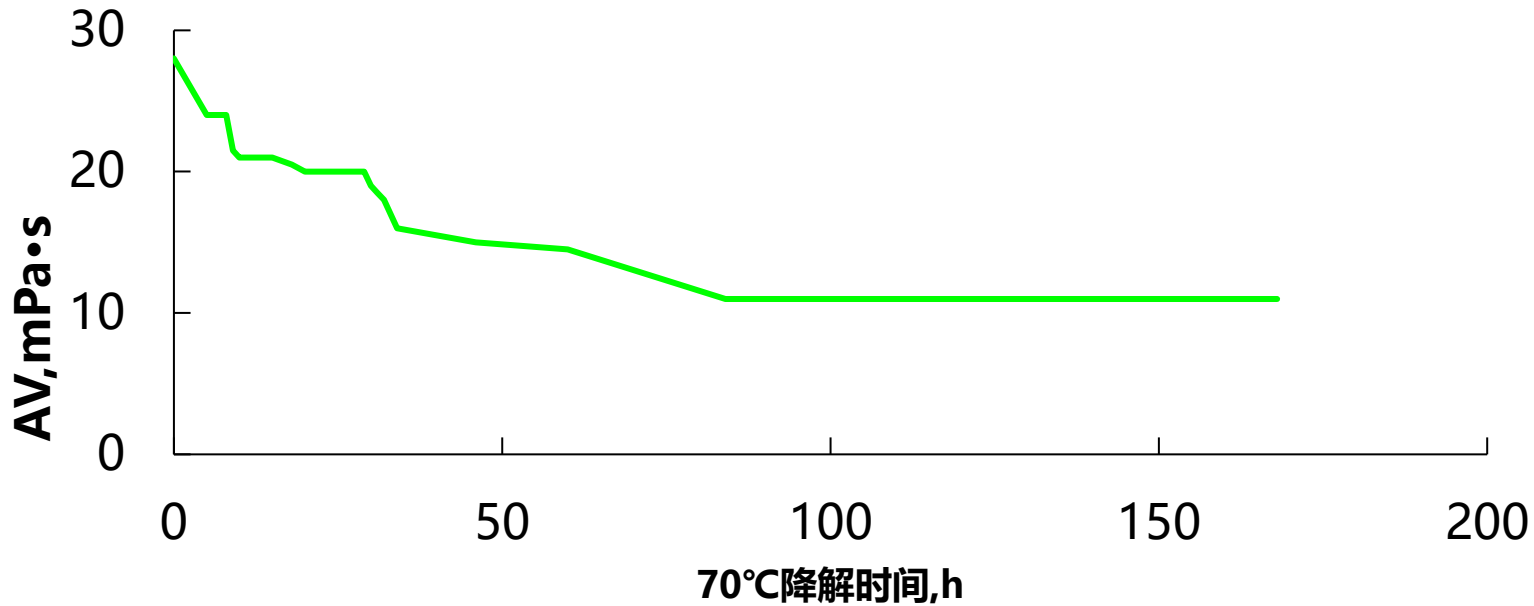
正向  
煤油渗透率 $K_o$ 反向  
动态污染正向  
煤油测渗透率 $K_{od}$ 

类型	$K_g$ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	$K_o$ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	$K_{od}$ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	$Rd, \%$
EZFLOW	731.9	44.9	39.7	88.5

**具有较好的储层保护性**

## EZFLOW 钻开液体系

## 体系基本性能



70°C, 静置	EZFLOW
7d (168h) 降粘率, %	60

**具有一定的自然降解性**

# 埕岛油田东区调整井钻完井液体系推荐

## 埕岛油田东区调整井钻完井液体系

## 应用效果

区块	钻开液及完井增产措施	调整井投产井名	产油量 (m <sup>3</sup> /d)	配产(m <sup>3</sup> /d)	超配产率
中海油 埕北油田	前期PRD+破胶液+隐形酸 完井液	XXX	41	36	85.7%
		XXX	105	70	
		XXX	290.8	57	
		XXX	16.02	46	
		XXX	67.75	38	
		XXX	83.9	45	
		XXX	39.44	36	
	后期EZFLOW+隐形酸完 井液	XXX	124.8	44	
		XXX	19.9	44	
		XXX	195.8	39	
		XXX	105.58	56	
		XXX	91.33	47.5	
		XXX	167.14	45	
		XXX	196.8	47.5	
康菲 蓬莱油田	ULTRADRIL无固相钻井液 + KCl/NaCl完井液 +HCl/HAC不动管柱酸化				100%

## 埕岛油田东区调整井钻完井液体系

## 应用效果

区块	钻开液及完井增产措施	调整井投产井名	产液量(m <sup>3</sup> /d)	产油量(m <sup>3</sup> /d)	配产(m <sup>3</sup> /d)	超配产率
中海油 曹妃甸油田	EZFLOW+隐形酸完井液	XXX	88.0	86.8	80	83.3%
		XXX	38.0	34.5	110	
		XXX	53.0	49.7	60	
		XXX	30.0	26.2	75	
		XXX	52.8	49.4	110	
		XXX	100.0	95.2	80	
		XXX	1040.0	294.3	120	
		XXX	42.0	19.3	100	
		XXX	136.0	108.8	90	
		XXX	137.0	80.8	110	
		XXX	49.0	48.3	60	
		XXX	390.0	54.6	100	
麦克巴 埕岛油田西区	Flopro + 酸化			均超配产		100%

## 埕岛油田东区调整井钻完井液体系

## 体系推荐

体系	HRD	Flopro	EZFLOW
低剪切速率粘度	优于Flopro	良好	适当
润滑性	与Flopro相当	良好	与Flopro相当
抑制性	与Flopro相当	良好	与Flopro相当
渤海湾应用占比	80%以上	约10%	约10%
常规完井方式	破胶+隐形酸	酸化	不破胶+隐形酸
施工时间	破胶5-7h	酸化5-7h	完井后需放置7d以上
完井增产方式	酸化破胶+隐形酸	酸化	再次实施酸化
施工时间	酸化破胶5-7h	酸化5-7h	酸化5-7h

# 埕岛油田东区调整井钻完井液体系

## 体系基本性能

体系+完井方式	HRD+常规破胶+隐形酸	Flopro+酸化	EZFLOW+隐形酸
适应井	常规井	常规井	能量充足的常规井批钻
体系+增产完井方式	HRD+酸化破胶+隐形酸	Flopro+酸化	EZFLOW+隐形酸
适应井	调整井	调整井	不太适合调整井

基于调整井具有油水分布已发生很大变化（含水率高）、地层能量可能不足、储层润湿发生改变等特点，推荐目标区块采取酸化破胶液替代常规破胶液的“**钻完井酸化破胶产能释放一体化**”的钻完井方式，在不增加施工时间的情况下实现提液增产。

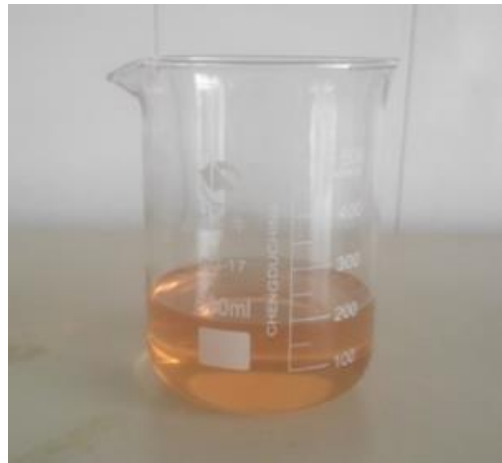
**HRD钻开液配方：淡水/海水+ 碱度调节剂+流型调节剂+降失水剂+KCl+暂堵剂+杀菌剂+抑制剂+润滑剂。**

## 埕岛油田东区调整井钻完井液体系

## 酸化破胶产能释放液


**降压增产射孔液：淡水/海水 + 孔道疏通剂 + 亲水调节剂 + 粘土稳定剂 + 缓蚀剂。**

**酸化破胶产能释放液：淡水/海水 + 双效型固体酸破胶剂 + 孔道疏通剂 + 亲水调节剂 + 粘土稳定剂 + 缓蚀剂。**



## 埕岛油田东区调整井钻完井液体系

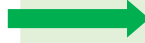
## 体系基本性能




酸化破胶  
产能释放液



**双效固体酸**：解除聚合物、固相堵塞，适度溶蚀储层矿物，深部酸化改造储层



**孔道疏通剂**：解除无机堵塞、适度溶蚀储层矿物，深部酸化改造储层



**亲水调节剂**：强亲水，改变储层岩石润湿性；降低近井地带含水饱和度；有利于地层能量不足储层降压返排释放产能



**粘土稳定剂**：解除水敏伤害、抑制强水敏储层粘土膨胀堵塞

酸化破胶产能释放液作用机理

# 埕岛油田东区调整井钻完井液体系

## 体系基本性能

- ✓ 与储层岩石配伍性好，不产生二次沉淀；
- ✓ 与钻完井液配伍性好；
- ✓ 鲜酸和残酸均与地层水配伍性好。

### 配伍性好

### 亲水性好 润湿性强 降压助排性好

- ✓ 油-液界面张力可降低至 0.01mN/m；
- ✓ 接触角可达到0°；
- ✓ 排液压力降低率可达 50%以上。

- ✓ 高温老化后，氢离子浓度和对岩屑溶蚀率保持稳定；
- ✓ 定向井射孔产能释放液 100°C × 72h 下腐蚀速率 ≤ 0.076mm/a；水平井产能释放液 100°C × 4h 下腐蚀速率均 ≤ 10g/m<sup>2</sup>.h。

### 高温稳定性好 腐蚀性小

### 储层改造性强 破胶增产效果好 解堵增产效果好

- ✓ 改造储层，渗透率恢复值 > 600%；
- ✓ 水平井破胶增产，渗透率恢复值 > 200%；
- ✓ 定向井解堵增产，渗透率恢复值 > 100%。

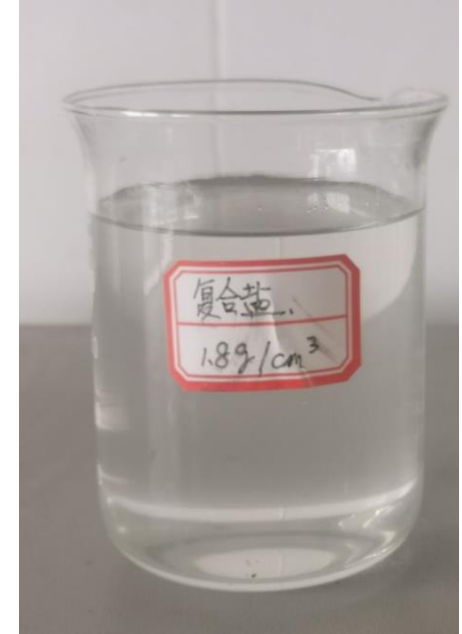
## 酸化破胶产能释放液基本性能

# 无固相完井液体系

## HTLC复合盐高密度无固相完井液体系

## 体系材料及功能

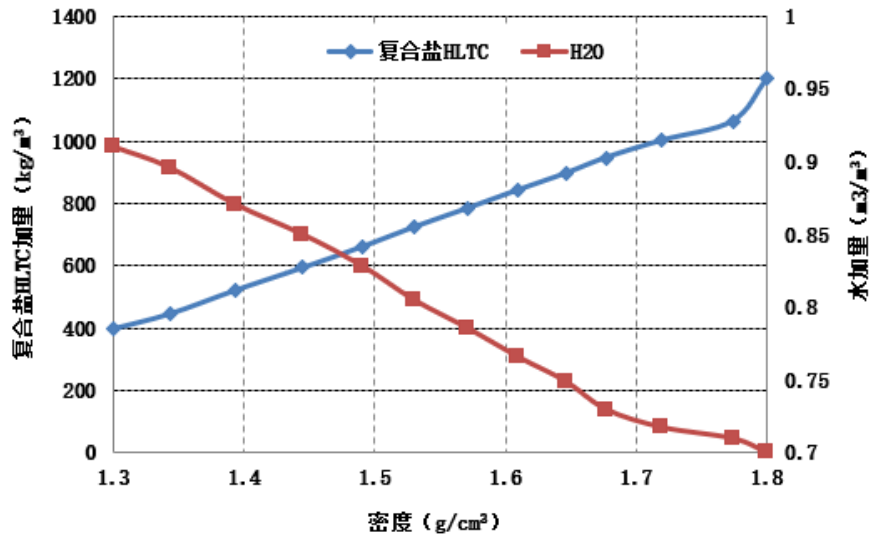
材料名称	代号	加量	功能和作用
淡水	/	视密度而定	配浆基液
复合盐	HLTC	视密度而定	调节密度
缓蚀剂	HSJ-L	30kg/m <sup>3</sup>	控制体系对井下工具的腐蚀
除氧剂	PF-OSY	3~5kg/m <sup>3</sup>	除去体系溶解氧, 降低腐蚀性



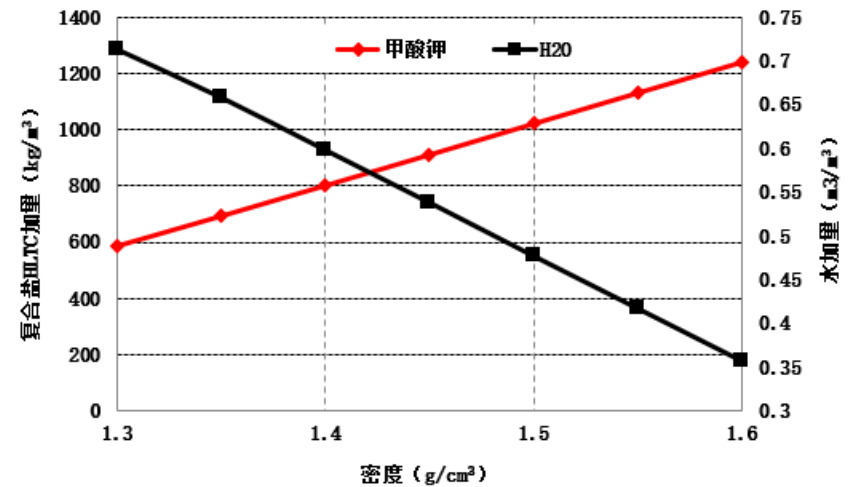
配方简单，易于操作，体系pH值10-12。

## HTLC复合盐高密度无固相完井液体系

## 体系特点



HTLC复合盐密度范围： $1.30\text{g/cm}^3$ - $1.80\text{g/cm}^3$



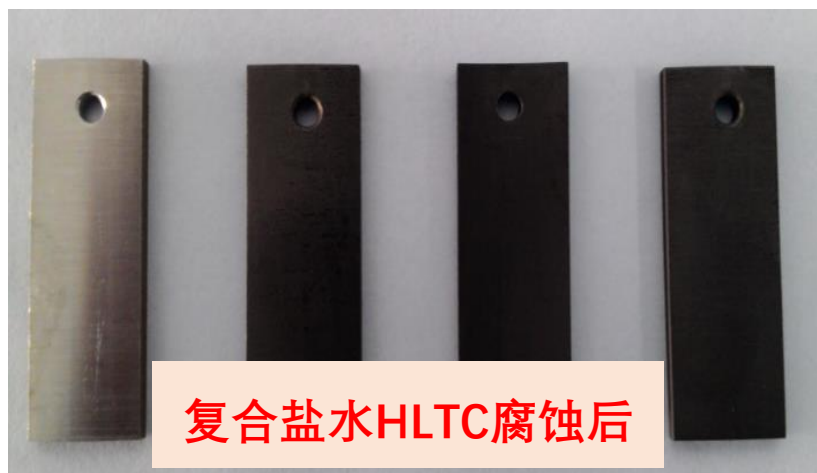
甲酸钾密度范围： $1.30\text{g/cm}^3$ - $1.60\text{g/cm}^3$

✓优势一：密度可调范围较甲酸钾更宽

## HTLC复合盐高密度无固相完井液体系

## 体系特点

加重盐种类	腐蚀速率 (mm/a)	腐蚀速率 (mm/a)	腐蚀速率 (mm/a)	平均腐蚀速率 (mm/a)	腐蚀形貌描述
复合盐水HLTC	0.059	0.072	0.061	0.064	均匀腐蚀、表面光滑
甲酸钾	5.415	4.793	5.018	5.076	坑蚀严重



✓优势二：抗CO<sub>2</sub>腐蚀性较甲酸钾强

## HTLC复合盐高密度无固相完井液体系

## 体系特点

钢材类型	钢片编号	试验条件	钢片失重 (g)	腐蚀速率 (mm/a)
3Cr-L80	1	120°C×3d	0.0052	0.040
	2		0.0038	0.029
BG80-3Cr	3		0.0043	0.033
	4		0.0044	0.033



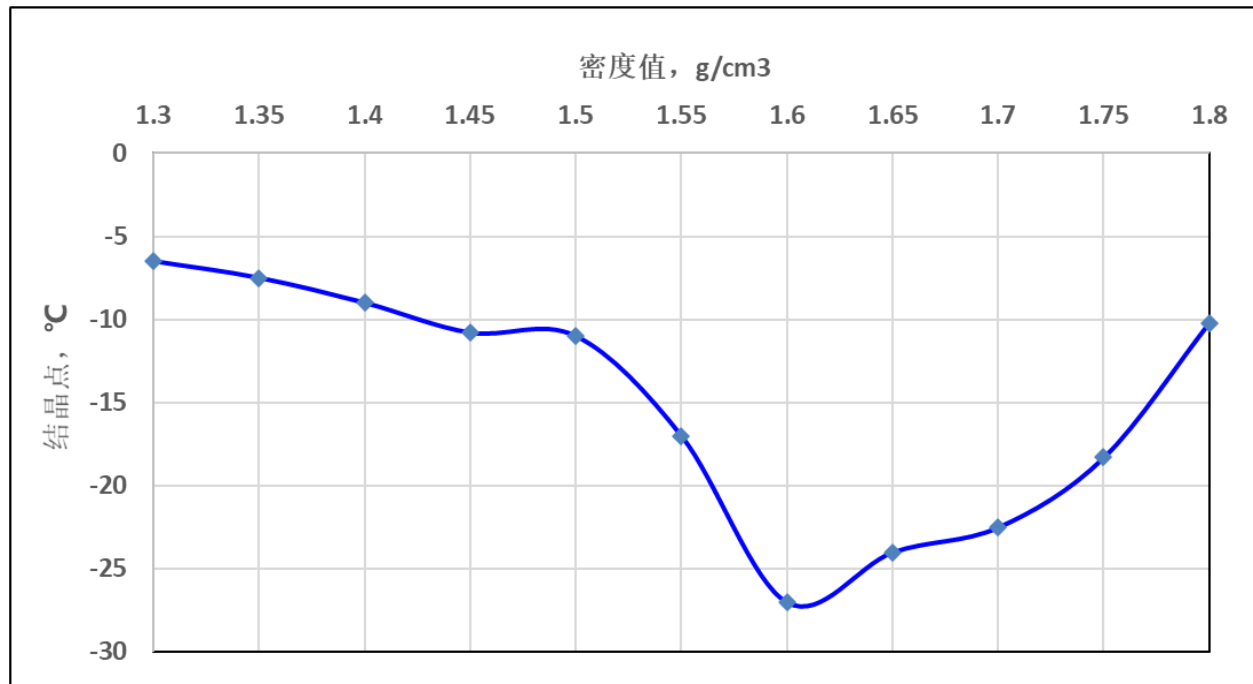
钢材类型	钢片编号	试验条件	钢片失重 (g)	腐蚀速率 (mm/a)
3Cr-L80	5	150°C×3d	0.0089	0.072
	6		0.0096	0.075
BG80-3Cr	7		0.0087	0.069
	8		0.0086	0.068



✓对现场管材腐蚀性小

## HTLC复合盐高密度无固相完井液体系

## 体系特点



结晶点均在-5°C以下。

✓结晶点低

## HTLC复合盐高密度无固相完井液体系

## 体系特点

体积比	9:1	8:2	7:3	6:4	5:5	4:6	3:7	2:8	1:9
完井液：地层水	10.5	8.7	8.4	7.8	12.6	12.0	14.8	16.7	20.6
完井液：海水	12.8	12.4	13.2	14.6	16.3	16.7	18.2	23.5	25.7
完井液：原油	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化
完井液：钻井液滤液	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化	不乳化



## 复合盐+增溶技术+助溶技术→络合盐

### 增溶助溶机理:

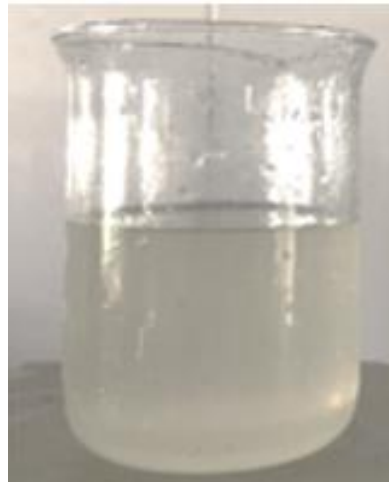
- 表面活性剂增溶——借助表面活性剂增加物质溶解度，依靠表面活性剂形成胶束；
- 低分子化合物助溶——提高水中的溶解度；
- 醇潜溶——某物质在水中不溶，但在水和醇混合溶液中溶解；
- 络合增溶——形成络合物，增大溶解性。

### 加重剂优选与研制

## HWCB络合盐高比重无固相完井液体系

## 体系配方

络合盐完井液+除氧剂HGD+杀菌剂HCA+缓蚀剂HWSJ,  
密度可加至**1.94 g/cm<sup>3</sup>**,体系pH值5-6。



## HWCB络合盐高比重无固相完井液体系

## 基本性能

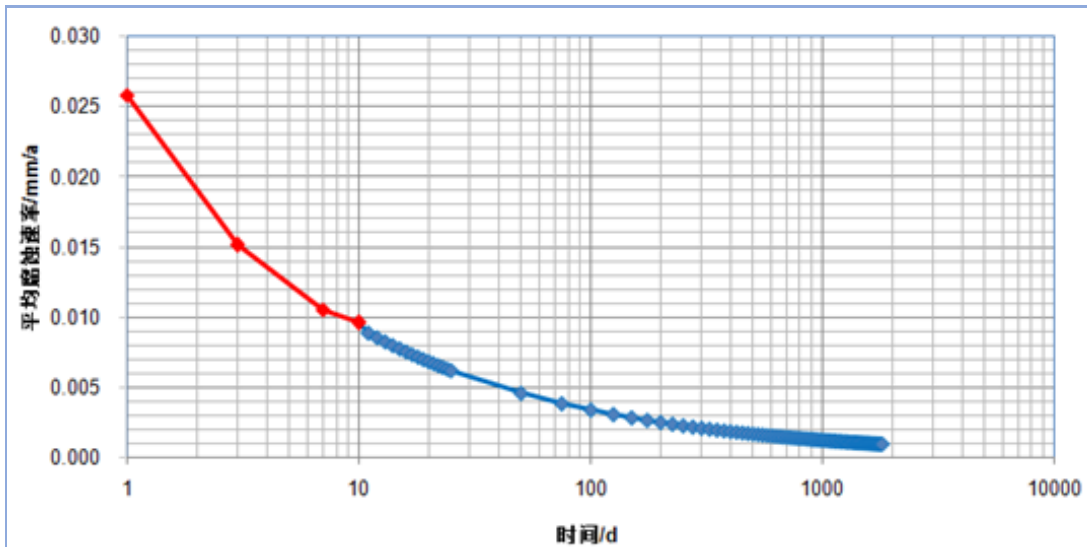
密度/g/cm <sup>3</sup>	结晶点/°C
1.70	-4
1.75	-5
1.80	-6
1.85	-8
1.90	-9
1.94	-11

结晶点低 - 完井液结晶点  $\leq -4^{\circ}\text{C}$

## HWCB络合盐高比重无固相完井液体系

## 基本性能

腐蚀时间/d	150°C平均腐蚀速率/mm/a	腐蚀描述
1	0.0258	均匀腐蚀
3	0.0151	均匀腐蚀
7	0.0105	均匀腐蚀
10	0.0096	均匀腐蚀



在150°C下腐蚀1d、3d、7d和10d后钢片外观

具有较好的长效防腐性

感谢！

不足之处，还请多多指正！期待深度合作！