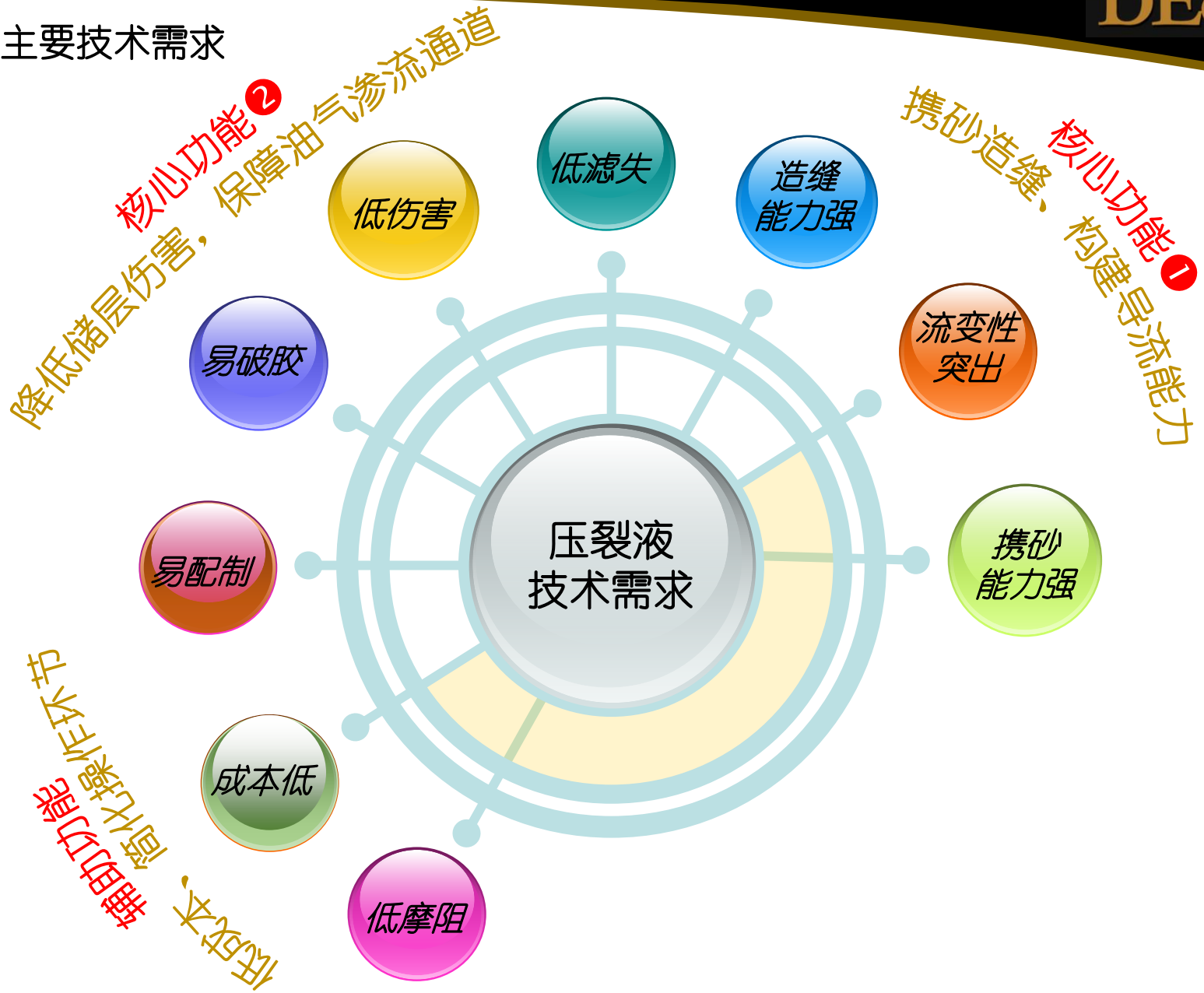




DEoRC Chemical  
砥奥克油田化学

压裂液体系

# 压裂液主要技术需求



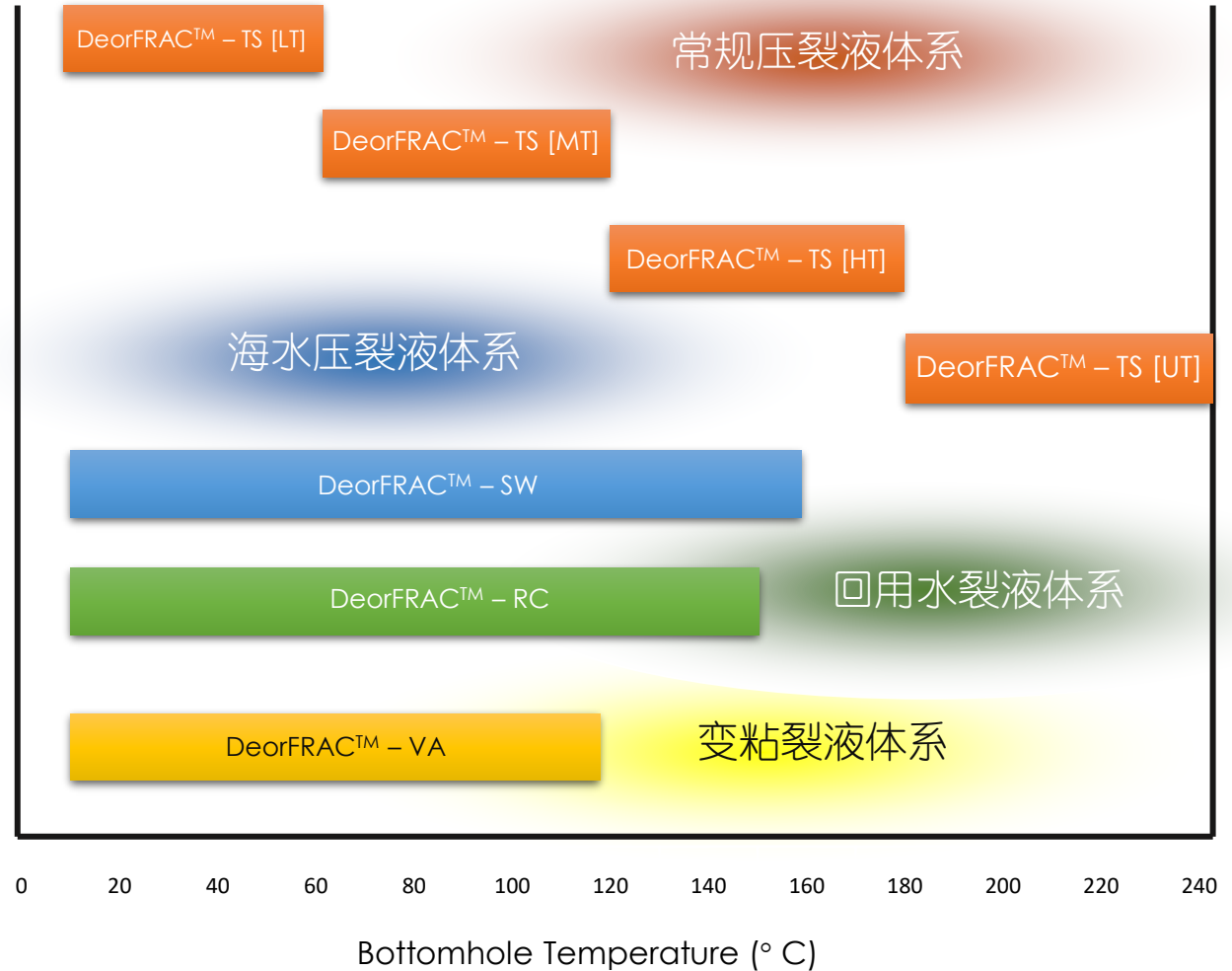
## 迪奥油田化学公司裂液体系

Fracturing  
Stimulation  
Fluids

Designed for Tight Rocks

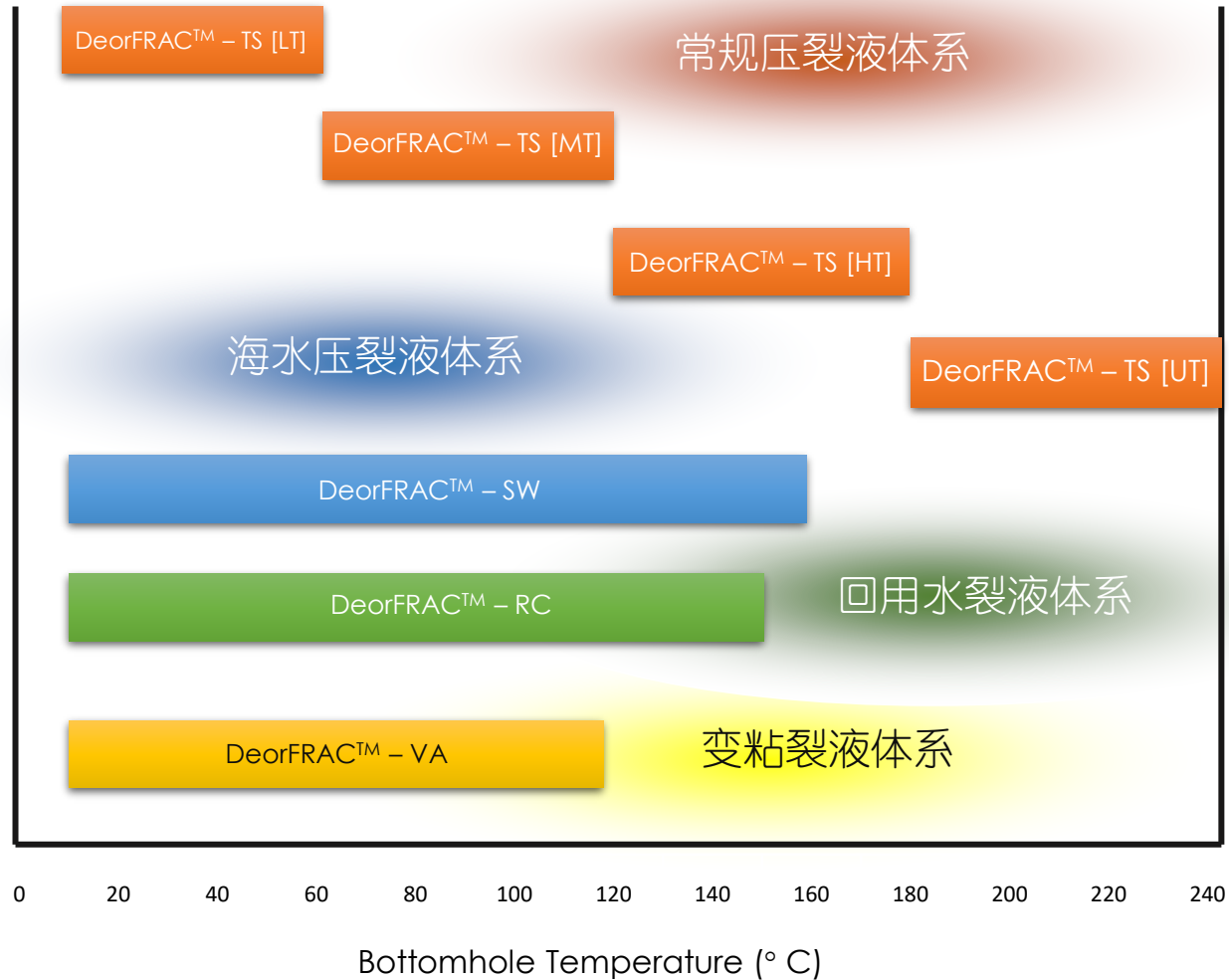
DEoRC Chemicals has wide range of fracturing fluid systems that cater the right application. The fluid technology is designed to suit different temperature profile of the formation.

迪奥油田化学公司拥有广泛的压裂液体系，适应不同的地层温度，可以满足油气田的应用需求。

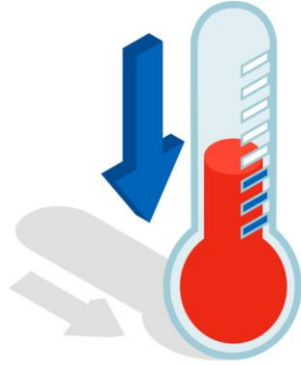


# 压裂液体系介绍

## 迪奥油田化学公司裂液体系



## DeorFRAC™-TS[LT] 低温冻胶压裂液



- 适合60°C以下储层
- 快速水合瓜胶，满足连续混配需要
- 硼交联系统，冻胶携砂性能突出
- **超高效生物酶，破胶剂加量低至0.2ppm**
- 储层伤害率低，操作简便。

## 典型压裂液体配方 (50°C)

添加剂	商品名	添加量
稠化剂	DXGEL001	2.5 kg/m <sup>3</sup>
粘土稳定剂	DXCLA003	1.0 L/m <sup>3</sup>
	DXCLA003	1.0 L/m <sup>3</sup>
高效助排剂	DXSUR002	1.0 L/m <sup>3</sup>
微乳解水锁剂	DXSUR003	1.0 L/m <sup>3</sup>
pH调节剂	DXSTA002	0.5 L/m <sup>3</sup>
杀菌剂	DXBIO001	0.05 L/m <sup>3</sup>
瞬时交联剂	DXCLI006	0.2 L/m <sup>3</sup>
延迟交联剂	DXCLI007	0.8 L/m <sup>3</sup>
破胶激活剂	DXBRK004	0.5 L/m <sup>3</sup>
氧化破胶剂	DXBRK001	0.2 kg/m <sup>3</sup>
生物酶破胶剂	DXBRK003	0.5 ppm

## DeorFRAC™-TS[MT] 中温冻胶压裂液

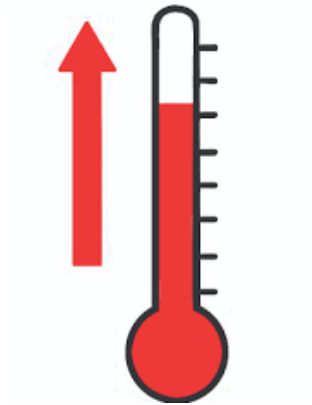


- 适合60~120°C储层
- 使用超级HPG，满足连续混配需要
- 超级多头有机硼交联剂，冻胶粘温、携砂性能突出
- 储层伤害率低，经济性好。

## 典型压裂液体配方 (86°C)

添加剂	商品名	添加量
羟丙基瓜胶	DXGEL002	3.0 kg/m <sup>3</sup>
粘土稳定剂	DXCLA003	5.0 L/m <sup>3</sup>
破乳助排剂	DXSUR002	3.0 L/m <sup>3</sup>
pH调节剂	DXSTA002	0.2 L/m <sup>3</sup>
杀菌剂	DXBIO001	0.1 L/m <sup>3</sup>
延迟交联剂	DXCLI007	3.0 L/m <sup>3</sup>
氧化破胶剂	DXBRK001	0.2 kg/m <sup>3</sup>

## DeorFRAC™-TS[HT] 高温冻胶压裂液

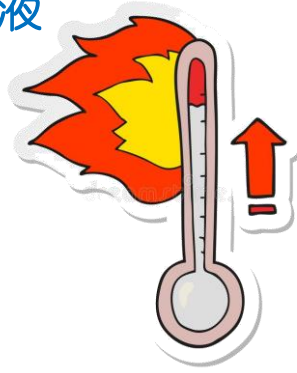


- 适合120~180°C储层
- 超级HPG，满足连续混配需要
- 双有机硼交联系统，满足耐温的同时，大幅度降低泵送磨阻。
- 储层伤害率低，经济性好。

## 典型压裂液体配方 (140°C)

添加剂	商品名	添加量
羟丙基瓜胶	DXGEL002	4.5 kg/m <sup>3</sup>
粘土稳定剂	DXCLA001	10.0 kg/m <sup>3</sup>
	DXCLA003	5.0 L/m <sup>3</sup>
破乳助排剂	DXSUR002	3.0 L/m <sup>3</sup>
pH调节剂	DXSTA002	5.0 L/m <sup>3</sup>
温度稳定剂	DXSTA003	2.0 L/m <sup>3</sup>
杀菌剂	DXBIO001	0.1 L/m <sup>3</sup>
常规延迟交联剂	DXXLI002	1.0 L/m <sup>3</sup>
温控延迟交联剂	DXXLI003	6.0 L/m <sup>3</sup>
胶囊破胶剂	DXBRK002	0.5 kg/m <sup>3</sup>

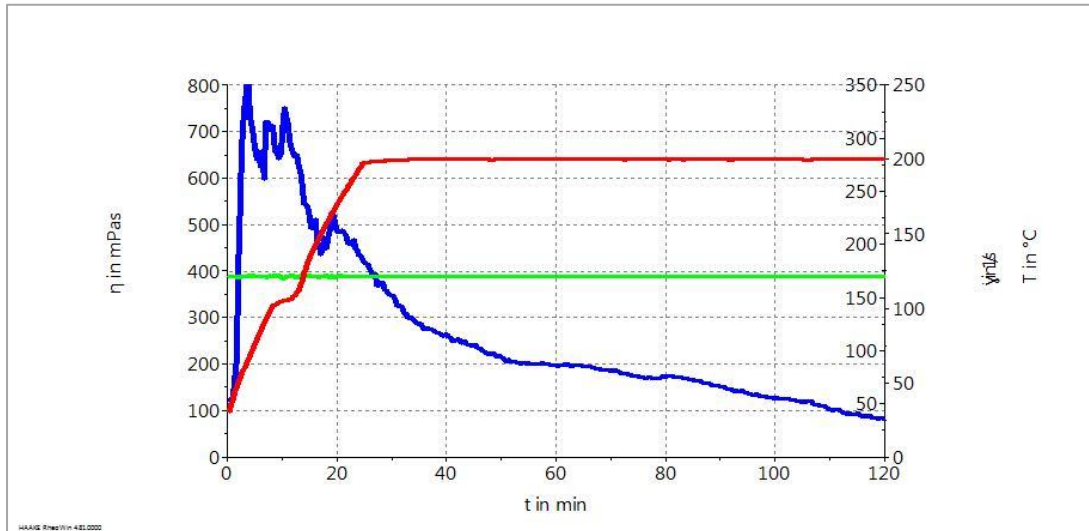
## DeorFRAC™-TS[UT] 超高温冻胶压裂液



- 适合180~240°C超高温储层
- 使用抗温抗盐聚合物稠化剂，配合温控有机锆交联剂。

## 典型压裂液体配方)

添加剂	商品名	添加量
稠化剂	DXGEL005	6.0 kg/m <sup>3</sup>
粘土稳定剂	DXCLA003	5.0 L/m <sup>3</sup>
高效助排剂	DXSUR002	2.0 L/m <sup>3</sup>
破乳剂	DXFOA004	1.0 L/m <sup>3</sup>
温度稳定剂	DXSTA003	3.0 L/m <sup>3</sup>
有机锆交联剂	DXCLI008	10.0 L/m <sup>3</sup>
胶囊破胶剂	DXBRK002	2.0 kg/m <sup>3</sup>



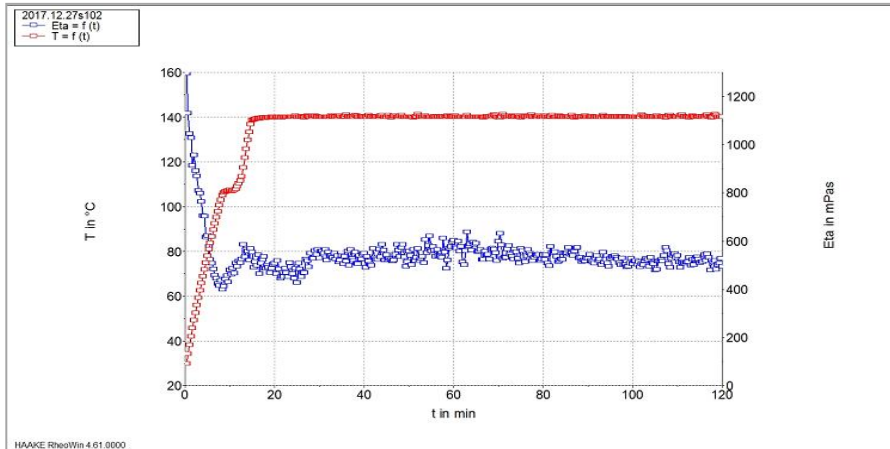
# 交联剂



**Crosslinker DXXLI002:** 常规延迟交联剂，在提高粉比后，延迟能力不足，在高温深井作业中磨阻表现差。

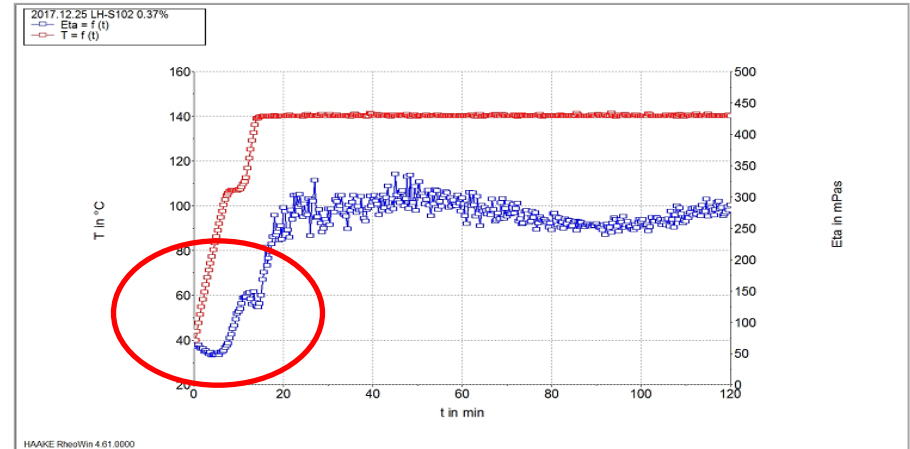


**Crosslinker DXXLI003:** 温控延迟交联剂，在80°C以上起效，从而赋予体系杰出的耐温和降低磨阻表现。



常规高温压裂液

基液: DXXLI002 = 100 : 0.80



双交联高温压裂液

基液: DXXLI002 : DXXLI003 = 100 : 0.10 : 0.60

## DeorFRAC™-SW[MT] 海水基冻胶压裂液



- 适合10~120°C储层
- 配液水为地层水（约10%氯化镁）
- 使用CMHPG（制备油基瓜胶），满足连续混配需要
- 硼/锆交联系统，冻胶携砂性能突出

## 典型压裂液体系（80~120°C）

添加剂	商品名	添加量
油基瓜胶	DXGEL004	10.0 L/m <sup>3</sup>
粘土稳定剂	DXCLA003	1.0 L/m <sup>3</sup>
高效助排剂	DXSUR002	1.0 L/m <sup>3</sup>
破乳剂	DXFOA004	1.0 L/m <sup>3</sup>
交联调节剂	DXSTA002	2.0 L/m <sup>3</sup>
杀菌剂	DXBIO001	1.0 L/m <sup>3</sup>
硼锆交联剂	DXCLI009	5.0~7.0 L/m <sup>3</sup>
胶囊破胶剂	DXBRK002	0.4 kg/m <sup>3</sup>

## DeorFRAC™-SW[HT] 海水基冻胶压裂液

- 适合120~180°C储层
- 配液水为中海油湛江基地海水
- 使用CMHPG，亦可使用油基瓜胶系统
- 有机锆交联剂，冻胶携砂性能突出

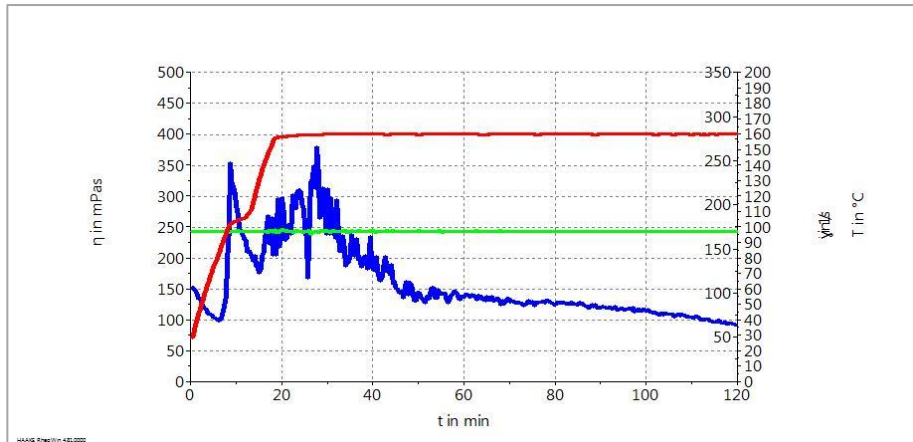
## 典型压裂液体系（160°C）

添加剂	商品名	添加量
稠化剂	DXGEL003	6.0 kg/m <sup>3</sup>
粘土稳定剂	DXCLA003	1.0 L/m <sup>3</sup>
高效助排剂	DXSUR002	1.0 L/m <sup>3</sup>
破乳剂	DXFOA004	1.0 L/m <sup>3</sup>
交联调节剂	DXSTA002	5.0 L/m <sup>3</sup>
离子稳定剂	DXSTA004	5.0 L/m <sup>3</sup>
杀菌剂	DXBIO001	1.0 L/m <sup>3</sup>
有机锆交联剂	DXXLI008	6.5 L/m <sup>3</sup>
胶囊破胶剂	DXBRK002	0.4 kg/m <sup>3</sup>

## DeorFRAC™-GHD[HT] 瓜胶基高温加重压裂液



- 适合120~180°C储层
- 采用甲酸钾加重至1.30g/cm<sup>3</sup>
- 使用CMHPG，配合有机锆交联剂



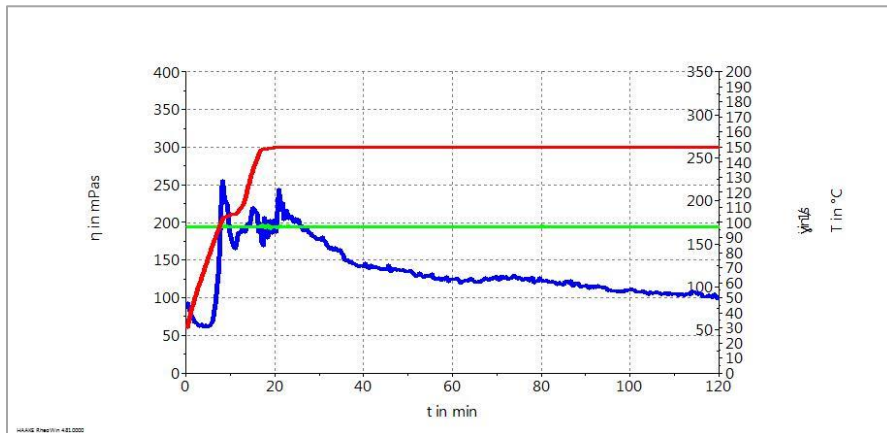
## 典型高温加重压裂液 (160°C)

添加剂	商品名	添加量
清水	清水	650 kg/m <sup>3</sup>
加重剂	甲酸钾	650 kg/m <sup>3</sup>
稠化剂	DXGEL002	6.0 kg/m <sup>3</sup>
粘土稳定剂	DXCLA003	3.0 L/m <sup>3</sup>
高效助排剂	DXSUR002	2.0 L/m <sup>3</sup>
破乳剂	DXFOA004	1.0 L/m <sup>3</sup>
pH调节剂	DXSTA002	3.0 L/m <sup>3</sup>
有机锆交联剂	DXCLI008	10.0 L/m <sup>3</sup>
胶囊破胶剂	DXBRK002	0.5 kg/m <sup>3</sup>

## DeorFRAC™-PHD[HT] 聚合物基高温加重压裂液

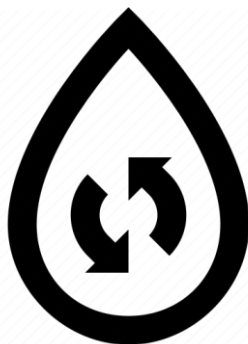


- 适合120~180°C储层
- 采用氯化钙加重至1.32g/cm<sup>3</sup>
- 使用聚合物稠化剂，配合有机锆交联剂



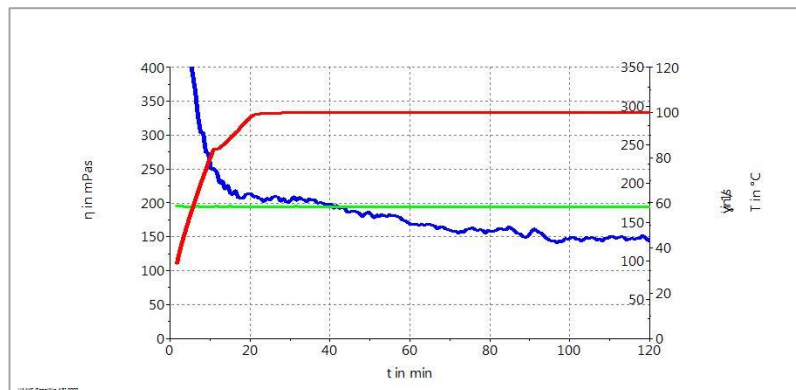
添加剂	商品名	添加量
清水	清水	900 kg/m <sup>3</sup>
加重剂	无水氯化钙	450 kg/m <sup>3</sup>
稠化剂	DXGEL005	5.0 kg/m <sup>3</sup>
粘土稳定剂	DXCLA003	3.0 L/m <sup>3</sup>
高效助排剂	DXSUR002	2.0 L/m <sup>3</sup>
破乳剂	DXFOA004	1.0 L/m <sup>3</sup>
有机锆交联剂	DXCLI008	10.0 L/m <sup>3</sup>
胶囊破胶剂	DXBRK002	1.5 kg/m <sup>3</sup>

## DeorFRAC™-RC 压裂返排液回用体系



- 适合60~180°C储层
- 配液水为新疆油田返排液（210万方污水池、风南处理站等）
- 使用聚合物稠化剂，配合有机锆交联剂。

添加剂	商品名	添加量
稠化剂	DXGEL005	2.5 kg/m <sup>3</sup>
破乳助排剂	DXSUR002	1.0 L/m <sup>3</sup>
有机锆交联剂	DXXLI008	6.5 L/m <sup>3</sup>
氧化破胶剂	DXBRK001	0.5 kg/m <sup>3</sup>

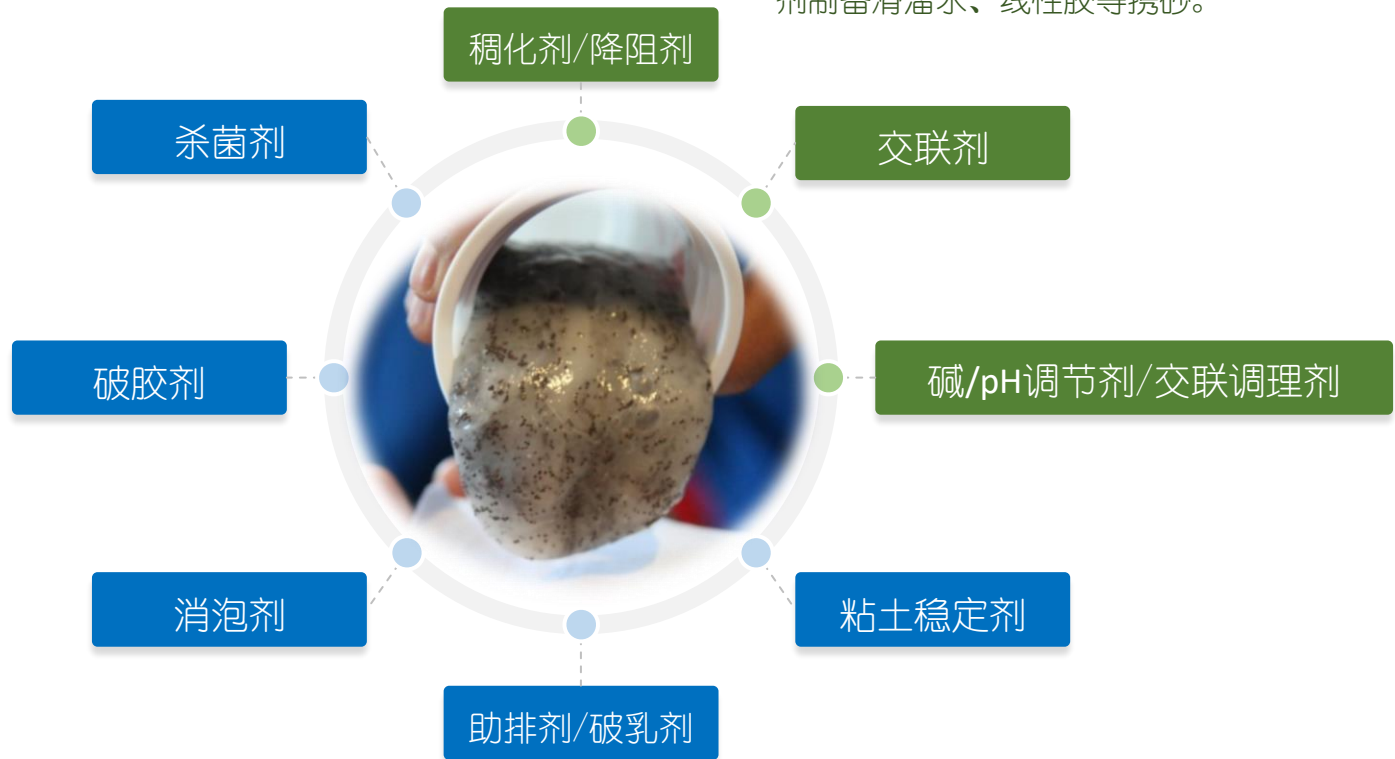


## DeorFRAC™-VA 变粘压裂液体系

传统压裂中，人们多使用瓜胶冻胶作为压裂液携砂造缝，近年来，随着设备能力的提升，页岩气、页岩油开发中广泛使用以聚合物乳液为代表的变粘压裂液体系，为携砂造缝提供了新的压裂液选择。

降低储层伤害：破胶  
降低冻胶粘度提高返排效率，防止粘土矿物的膨胀和运移，降低毛细管力，调节接触角，避免油水乳化，促进入井流体高效返排，从而为油气生产提供高导流通道。

稠化液体，在一定的pH液体（交联环境）下，与交联剂反应形成冻胶携砂；也可以单独使用稠化剂制备滑溜水、线性胶等携砂。



## DeorFRAC™-VA 变粘压裂液

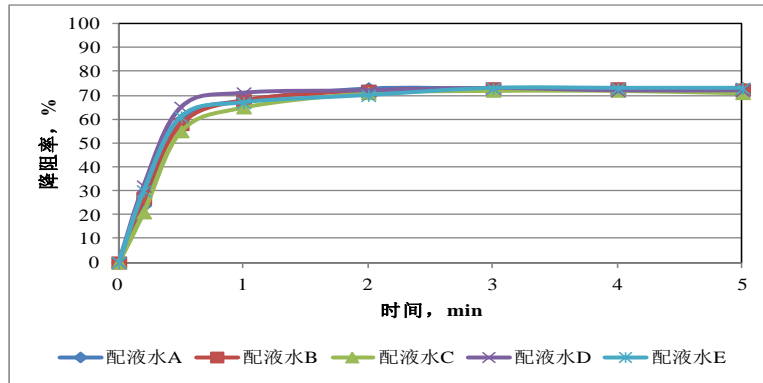


	低粘滑溜水	中粘线性胶	高粘胶液
变粘稠化剂	0.05~0.15%	0.20~0.50%	> 0.50%
复合增效剂	0.20~0.30%	0.20~0.30%	0.20~0.30%
过硫酸铵	0.01%	0.02~0.04%	0.05~0.10%

## 变粘压裂液体系特点：

- 体系调整灵活，通过改变稠化剂用量可在低粘滑溜水，中粘线性胶和高粘胶液间灵活调整；
- 溶胀迅速，配制简单：快速起粘（< 30s），免配液；
- 抗盐能力突出，可使用矿化度盐水、返排液配液，耐受20000mg/L矿化度，大于2000mg/L钙镁；
- 粘弹性携砂：采用缔合型聚合物结构，典型的假塑形流体，分子量小，动力粘度相对较低，但是结构粘度高，高速泵送过程中摩阻低，低剪切（缝内）表观粘度大，携砂能力突出。

## DeorFRAC™-VA 变粘压裂液



2. HVFR 添加量：千分之五，砂比 360 kg/m<sup>3</sup>



开始状态

10分钟状态

30分钟状态

1个小时状态

2个小时状态

4. HVFR 添加量：千分之八，砂比 600 kg/m<sup>3</sup>



开始状态

10分钟状态

30分钟状态

1个小时状态

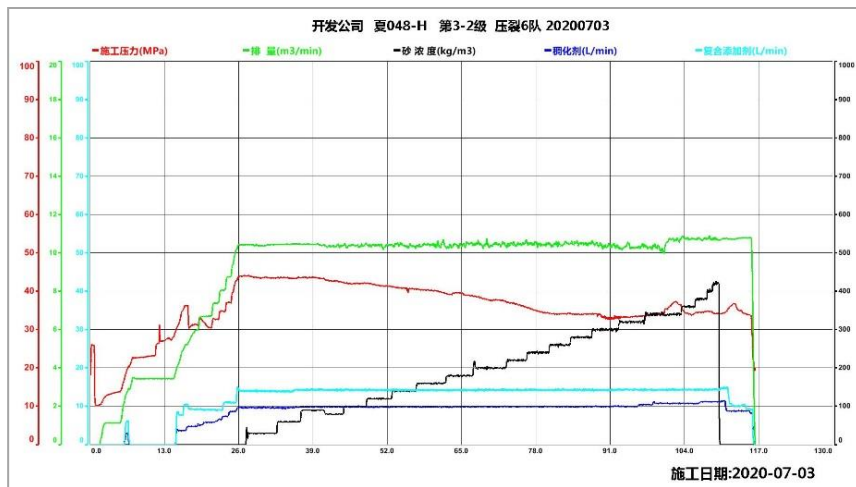
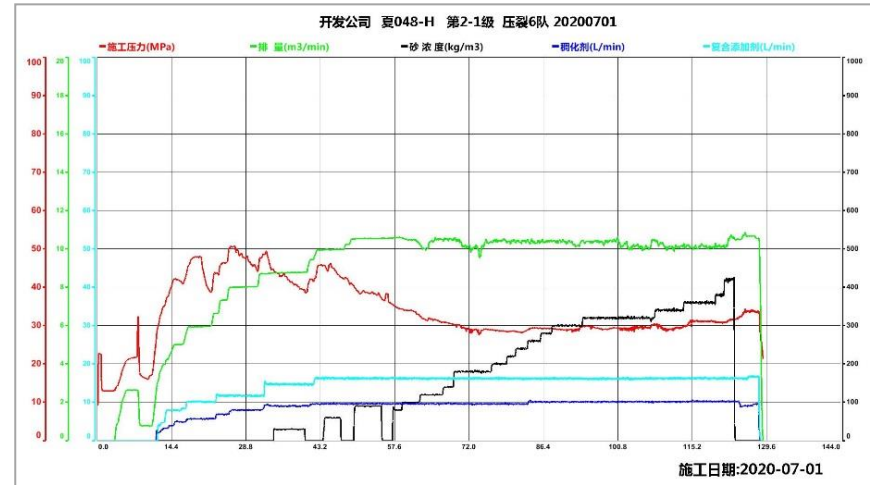
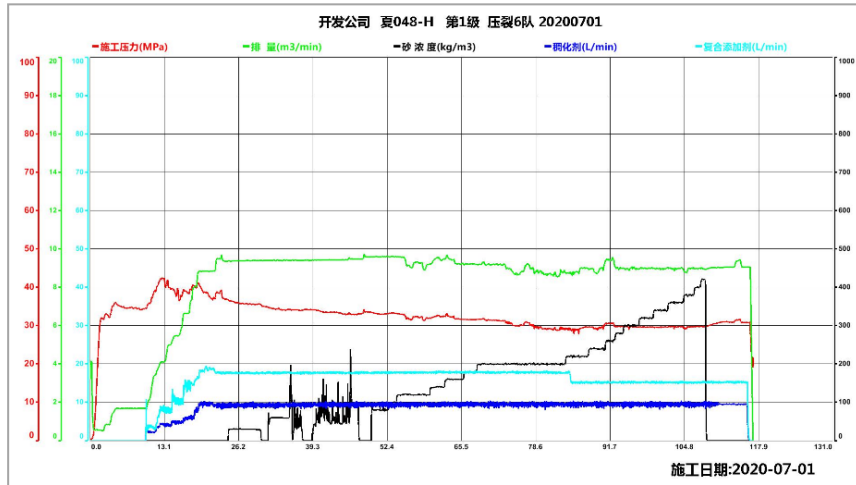
2个小时状态

乳液稠化剂 加量, %	表观粘度, mPa.s@25°C, 170s <sup>-1</sup>	
	平行1	平行2
0.10	6	8
0.20	19.5	22
0.30	29	34
0.40	40	43
0.50	52	54
0.60	61	63
0.70	69	71
0.80	92	96
0.90	111	118
1.00	138	147

应用变粘度压裂液体系，需注意的问题：

- 中低粘度下通过排量-粘度协同携砂，高粘度时利用粘度携砂；
- 储层伤害应予以充分的考虑和重视，特别是滤饼、粘土等影响的。

## DeorFRAC™-VA 变粘压裂液



我公司变粘压裂液体系已在中石油新疆油田、大庆油田、大港油田、吐哈油田、延长油田等规模应用200+余井次，作业3000层以上，取得了良好的储改和增油效果。

# 压裂液添加剂

## 稠化剂

商品名	功能
DXGEL001	快速水合瓜胶（原粉），速溶高粘
DXGEL002	羟丙基瓜胶，使用环氧丙烷改性而成，速溶、高粘，抗盐，交联冻胶稳定，低残渣低伤害。
DXGEL003	羧甲基羟丙基瓜胶，与锆系交联剂交联
DXGEL004	油基瓜胶/HPG/CMHPG
DXGEL005	聚合物粉末，可直接配液增稠或可与金属交联剂（铝/锆系交联剂）交联成冻胶
DXGEL006	聚合物乳液，可免混配施工，满足连续作业需要

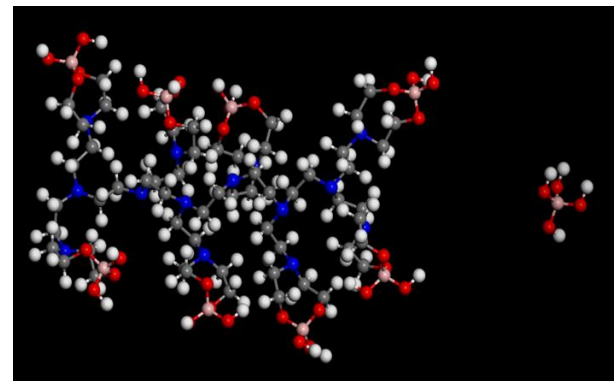
- 粉末25/500/1000kg包装，乳液200/1000L/桶；
- 阴凉，避光，通风良好处保存；
- 有效期12个月。



# 交联剂

商品名	功能
DXXLI001	无延迟硼系交联剂，适用于低温储层
DXXLI002	延迟型硼系交联剂，适用于中高温储层
DXXLI003	温度激活型硼系交联剂，适用于超高温储层
DXXLI004	酸性交联体系，有机锆交联剂
DXXLI005	碱性交联体系，有机锆交联剂

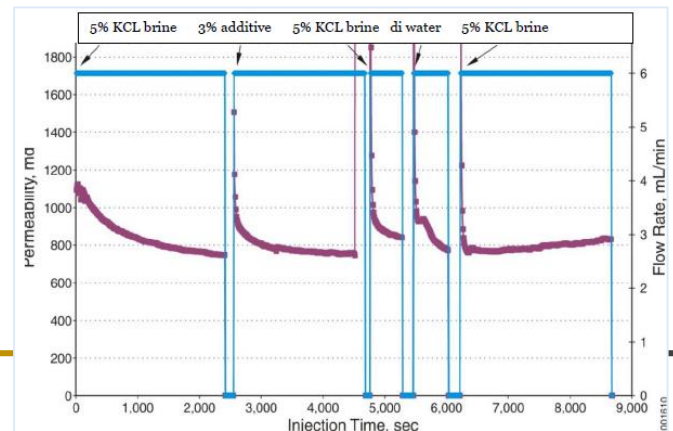
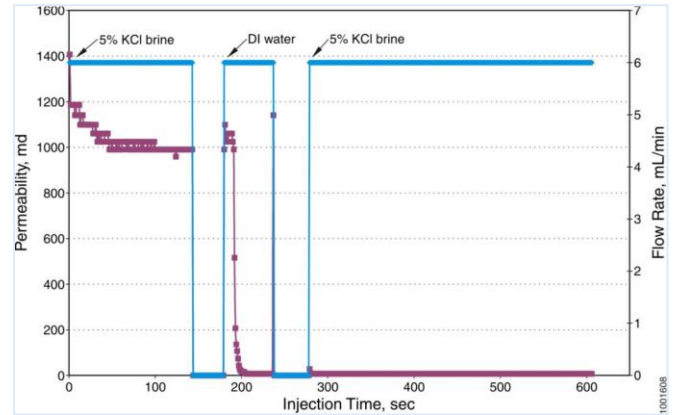
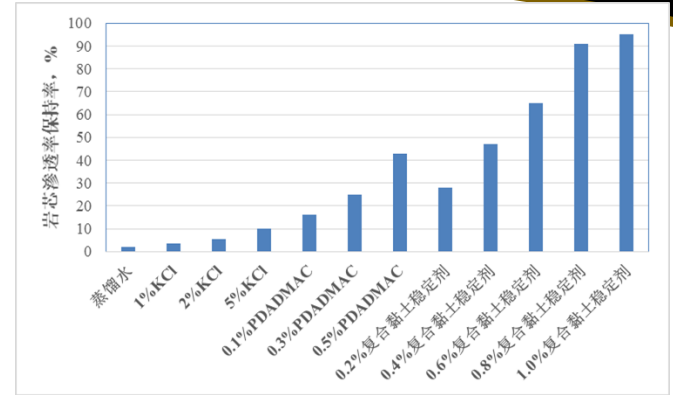
- 包装：200/1000L/桶；
- 阴凉，避光，通风良好处保存；
- 有效期12个月。



## 黏土稳定剂

商品名	功能
DXCLA001	氯化钾
DXCLA002	聚季铵盐-防止粘土矿物运移, 兼顾防膨
DXCLA003	复配产品, 根据储层粘土矿物含量和类型调整

- 固体25/500/1000kg包装, 液体200/1000L/桶;
- 阴凉, 避光, 通风良好处保存;
- 有效期24个月。



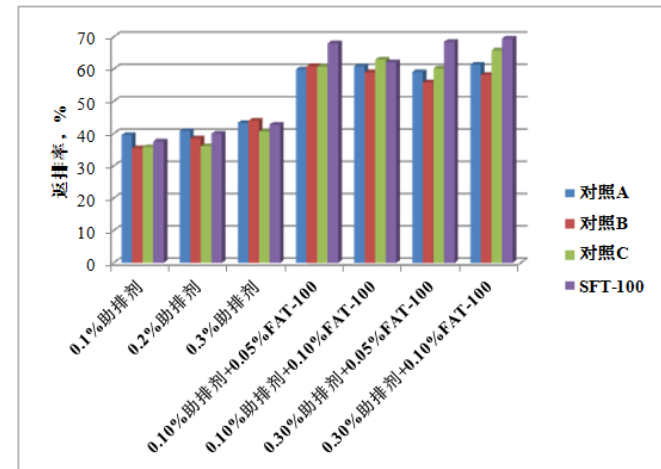
## 助排剂/破乳剂

商品名	功能
DXSUR001	降低表面张力, 调整接触角, 用于气井
DXSUR002	降低表/界面张力, 水性润湿, 用于油井
DXFOA001	非离子型破乳剂, 兼容性好
DXFOA002	发泡剂, 用于氮气/CO <sub>2</sub> 泡沫
DXFOA003	消泡剂, 防止配液中泡沫过多冒罐

- 包装: 200/1000L/桶;
- 阴凉, 避光, 通风良好处保存;
- 有效期12个月。

毛管力公式: 
$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

Item	Value
SFT	<25mN/m
IFT	<2mN/m
Contact angle	90 ± 10°



## 破胶剂

商品名	Function
DXBRK001	过硫酸铵，中低温储层使用
DXBRK002	胶囊破胶剂 APS 中温/高温/溴酸钠
DXBRK003	生物酶破胶剂，低温储层使用
DXBRK004	破胶激活剂，低温储层中与APS复配使用

- 胶囊破胶剂20/25kg包装，生物酶破胶剂1L/瓶；
- 阴凉，避光，通风良好处保存；
- 有效期12个月。



## 其他辅剂

商品名	功能
DXSTA001	碳酸钠/氢氧化钠-调节pH
DXSTA002	液碱，调节pH
DXBIO001	杀菌剂，防止瓜胶降解造成基液粘度下降
DXSTA003	温度稳定剂，提高冻胶抗温能力

- 粉末25/500/1000kg包装，液体200/1000L/桶；
- 阴凉，避光，通风良好处保存；
- 有效期12个月。



# 针大庆页岩油压裂液体系

## 页岩油/致密油压裂液主要挑战



1

超高黏土敏感



- 粘土矿物含量高
- 水敏、速敏等伤害严重



2

压裂液回收使用



- 用量大，单井用量3、4万方
- 液体可以循环重复使用

3

现场连续混配



- 井数多，施工排量大，所有药品都必需在线加入，无法使用传统黏土防膨剂(氯化钾)

解决方案：一体化变粘压裂液技术

## 页岩油气开发中滑溜水/线性胶为代表的压裂液 主要依赖排量-粘度“协同效应”携砂

NB/T 14003.3-2017

体系	特点
滑溜水	依靠排量携砂，15%砂比以内
线性胶	依靠排量/粘度携砂，砂比15%以上。
高粘胶液或交联冻胶	高砂比段 (需结合储层情况确定)

**表 3 连续混配滑溜水压裂液技术指标**

序号	项目	指标	
1	溶解时间 <sup>a</sup> , s	≤ 40	
2	溶解时间 <sup>b</sup> , min	≤ 5	
3	pH 值	6 - 9	
4	运动黏度, mm <sup>2</sup> /s	≤ 5.0	
5	表面张力, mN/m	< 28.0	
6	界面张力, mN/m	< 2.0	
7	结垢趋势	无	
8	细菌含量	SRB, 个/mL	< 25
		FB, 个/mL	< 10 <sup>4</sup>
		TGB, 个/mL	< 10 <sup>4</sup>
9	与地层水配伍性	无沉淀, 无絮凝	
10	破乳率, %	≥ 95	
11	降阻率, %	≥ 70	
12	排出率, %	≥ 35	
13	CST 比值	< 1.5	

注 1: 界面张力、破乳率; 不含凝析油的页岩气藏不评价。  
注 2: 助排性能可任选表面张力和排出率评价。

<sup>a</sup> 直接抽吸加入混砂车的液剂类降阻剂。  
<sup>b</sup> 利用连续混配罐类装置进行配制的粉剂类或溶解时间较长类的降阻剂。

**表 1 连续混配线性胶压裂液技术指标**

序号	项目	指标	
		植物胶线性胶	合成聚合物线性胶
1	表观黏度, mPa·s	≥ 15	
2	增黏速率, %	≥ 85	
3	破胶液性能	破胶液表观黏度, mPa·s	≤ 5.0
		破胶液表面张力, mN/m	≤ 28.0
		破胶液与煤油界面张力, mN/m	≤ 2.0
4	残渣含量, mg/L	≤ 400	≤ 50
5	与地层水配伍性	无沉淀, 无絮凝	
6	破乳率, %	≥ 95	
7	降阻率, %	≥ 60	
8	排出率, %	≥ 35	
9	CST 比值	< 1.5	

注 1: 破胶液与煤油界面张力、破乳率; 不含凝析油的页岩气藏不评价。  
注 2: 助排性能可任选表面张力和排出率评价。

## 变粘压裂液体系：



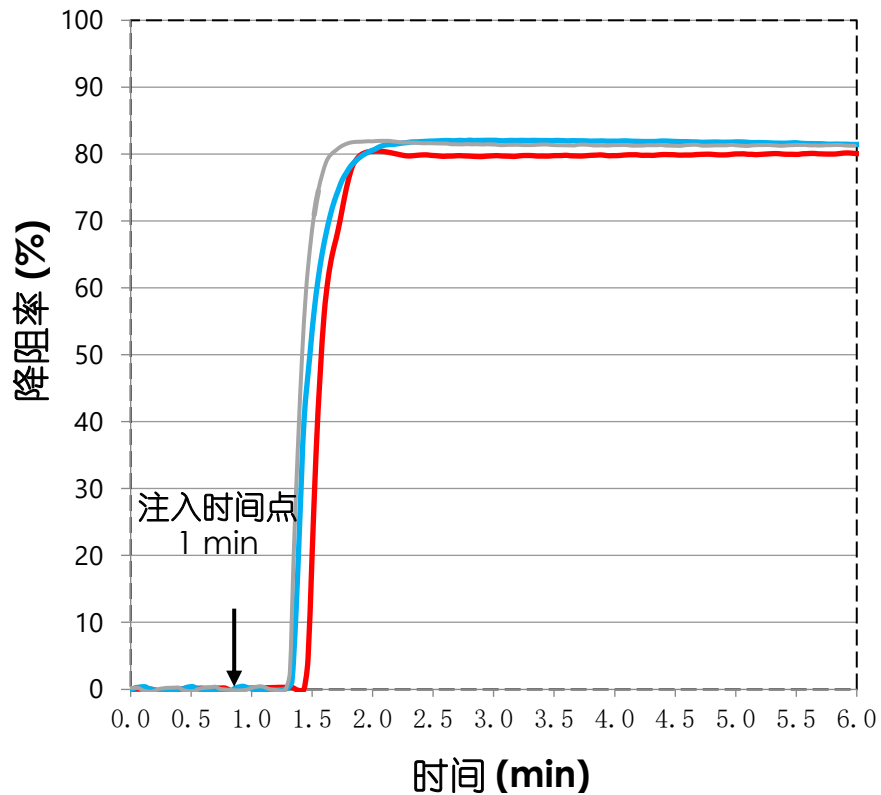
### 变粘稠化剂特点：

- 体系调整灵活，通过改变稠化剂用量可在低粘滑溜水，中粘线性胶和高粘胶液间灵活调整；
- 溶胀迅速，配制简单：快速起粘（<30s），免配液；
- 抗盐能力突出，耐受20000mg/L 矿化度，大于2000mg/L 钙镁，可使用盐水、返排液配液；
- 粘弹性携砂：采用缔合型聚合物结构，典型的假塑形流体，分子量小，动力粘度相对较低，但是结构粘度高，高速泵送过程中摩阻低，低剪切（缝内）表观粘度大，携砂能力突出。

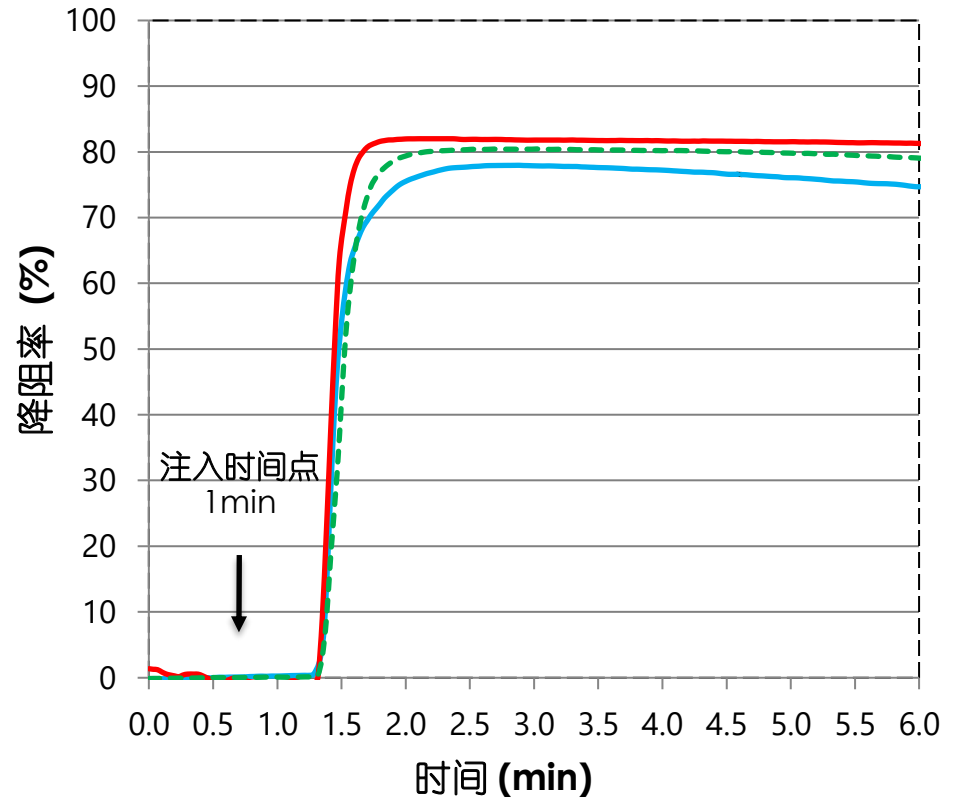
	用量，%
低粘滑溜水	0.05~0.20%
中粘线性胶	0.20~0.40%
高粘胶液	> 0.50%

## 降阻率-耐温耐剪切能力:

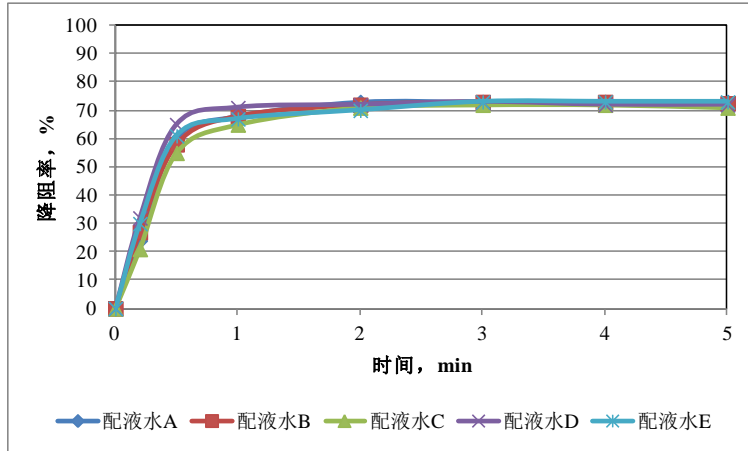
在清水中的降阻性能



在1.0%KCl盐水中的降阻率



## 降阻率-耐温耐剪切能力

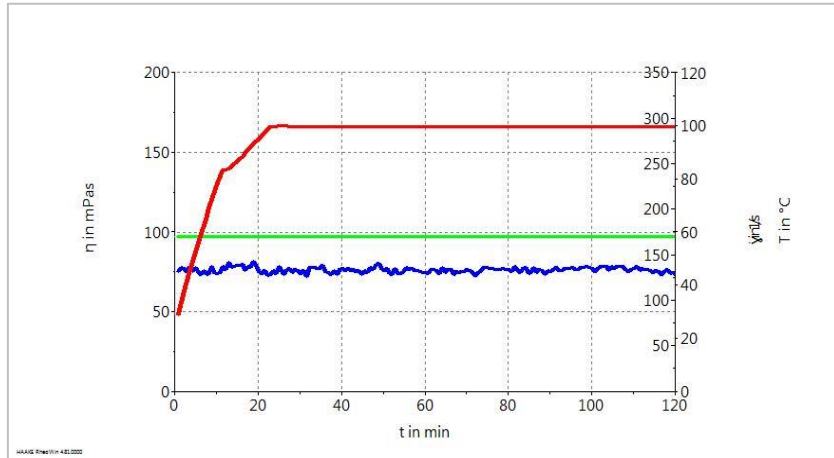


乳液稠化剂 加量, %	表观粘度, mPa.s@25°C, 170s <sup>-1</sup>	
	平行1	平行2
0.10	6	8
0.20	19.5	22
0.30	29	34
0.40	40	43
0.50	52	54
0.60	61	63
0.70	69	71
0.80	92	96
0.90	111	118
1.00	138	147

变粘稠化剂特点:

- ◆ 降阻率高 (>70%), 起粘迅速 (1min起粘率 >90%), 粘度表现突出 (0.5%稠化剂用量下, 粘度 >50mPa.s)

## 降阻率-耐温耐剪切能力

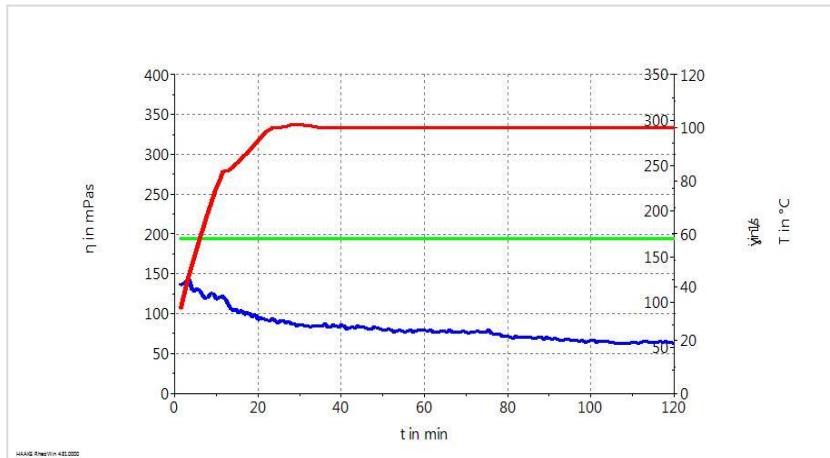


条件	结构粘度	动力粘度	表观粘度	粘弹性
浓度 ↗	↗	↗	↗	↗
缔合温度之上 ↗	↘	↘	↘	↘
缔合温度之下 ↗	—	↘	—	—
矿化度 ↗	↗	↘	↘	↗
剪切速度 ↗	↘	—	↘	—
破胶后	↘	↘	↘	↘

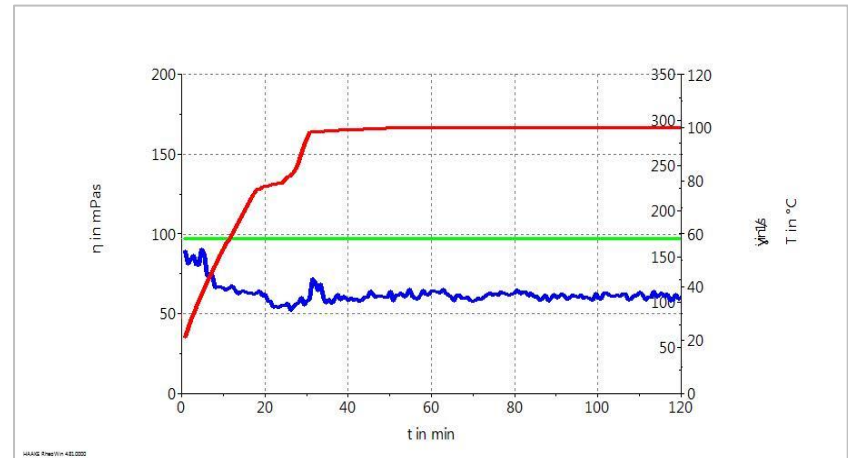
## 变粘稠化剂特点：

- ◆ 耐温性能突出（0.8~1.5%完全满足携砂造缝需求）；典型的假塑性流体，高剪低粘，低剪高粘，抗剪切性能突出，悬砂性能佳。

## 抗硬水、抗矿化度性能优异



油田净化水（风南处理站），1.0%加量



高矿化度配液水（玛18水源井），1.2%加量

变粘稠化剂特点：

- ◆ 耐受矿化度、硬水性能突出，可使用油田污水、返排液及高矿化度地下水、海水等配液。

## 中粘线性胶-高粘胶液静态携砂能力

0.4%稠化剂加量，砂浓度 $240\text{kg}/\text{m}^3$



开始状态

10 分钟状态：

30 分钟状态

2 个小时状态

0.5%稠化剂加量，砂浓度 $360\text{kg}/\text{m}^3$



开始状态

10 分钟状态

30 分钟状态

1 个小时状态

2 个小时状态

## 中粘线性胶-高粘胶液静态携砂能力

0.6%稠化剂加量，砂浓度 $480\text{kg}/\text{m}^3$



开始状态

10 分钟状态

30 分钟状态

1 个小时状态

2 个小时状态

0.8%稠化剂加量，砂浓度 $600\text{kg}/\text{m}^3$



开始状态

10 分钟状态

30 分钟状态

1 个小时状态

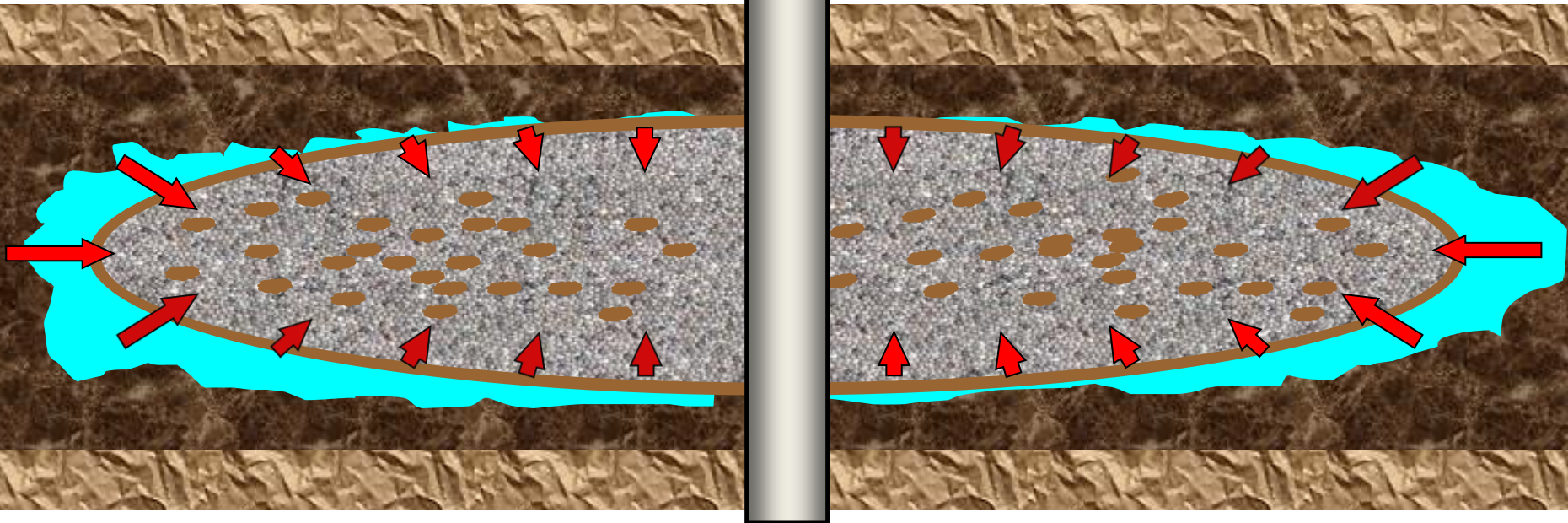
2 个小时状态

## 压裂液伤害与微观渗流机制

压裂液破胶残渣形成的絮状堵塞物，降低支撑裂缝（含缝面）的导流能力。



基质渗透率伤害主要源自压裂液滤失造成的外来流体对储层的伤害。伤害的控制主要依靠压裂液中的降滤失剂、粘土稳定剂、助排剂、破乳剂等实现。



## 压裂液滤液伤害分析

伤害类型	具体表现	压裂液
物理作用	粘土颗粒（其他岩土矿物）：膨胀和运移	✓✓
	界面效应，贾敏效应，毛细力的影响	✓✓
	机械伤害：剪切、压实损害	✓
化学作用	有机垢：石蜡、胶质、沥青质沉积	酸液尤为严重
	无机垢：过饱和盐水，水型不配伍的沉淀作用	✓
生物作用	菌体、胞外聚合物堵塞，BSR-H <sub>2</sub> S产生等	✓
热化学作用	矿物熔融转化，TSR效应等	

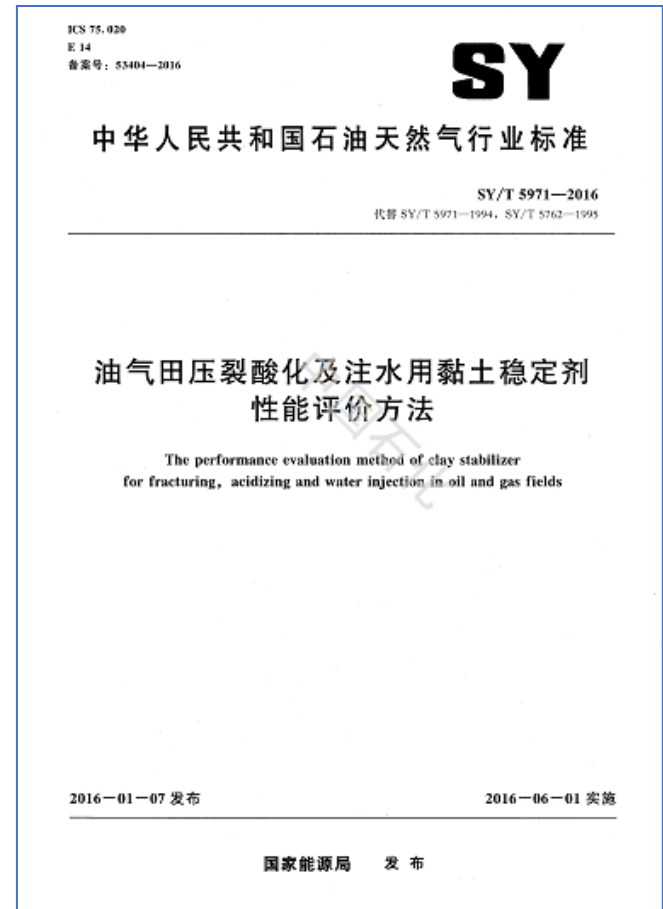
## 粘土膨胀和运移造成的伤害

粘土矿物含量高，水敏、速敏等伤害严重。应剖析不同粘土矿物伤害机理入手，采取针对性技术手段，最大程度的控制外来流体造成的粘土矿物伤害，从而保证基质渗透率。

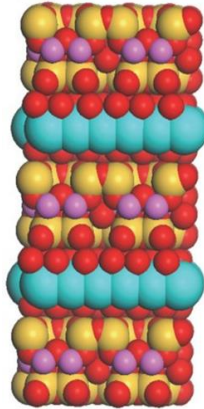
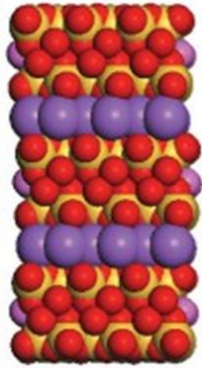
泥岩损失率主要与矿物胶结强度有关；膨胀体积、耐水洗能力主要反映蒙脱石类矿物的伤害特性（水敏膨胀），**现行行业标准是否能代表真实储层的伤害特点？值得商榷！**

核心指标：

- 3.1 泥岩损失率
- 3.2 膨胀体积（防膨率）
- 3.3 耐水洗能力



# 压裂液伤害与微观渗流机制

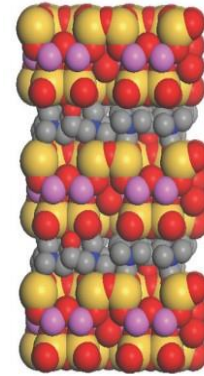


蒙脱石类黏土矿物

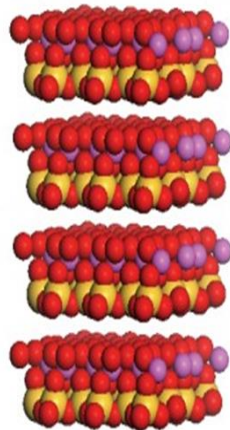
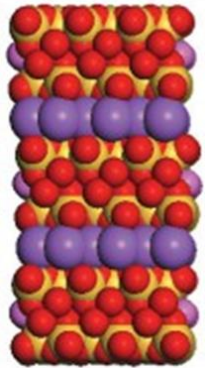
吸水膨胀



宏观上表现为水敏



黏土稳定剂应用原则  
氯化钾或季铵盐  
阳离子吸附抑制膨胀

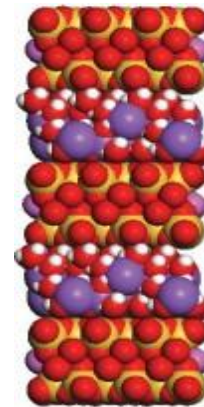


伊利石、高岭土  
类黏土矿物

遇水分散呈层片状

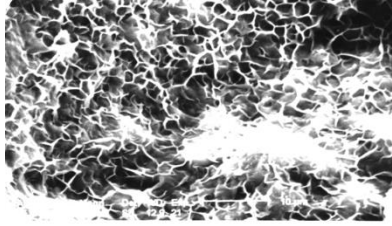


宏观上表现为速敏

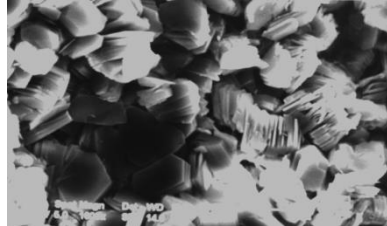


黏土稳定剂应用原则  
聚季铵盐锚定捆扎  
黏土结构抑制运移  
但分子量忌过高  
滤液形成滤饼  
无法进入储层

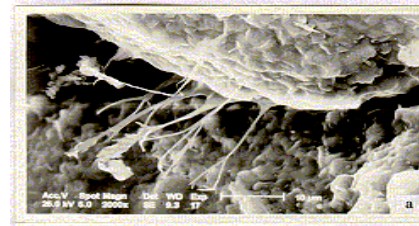
## 压裂液伤害与微观渗流机制



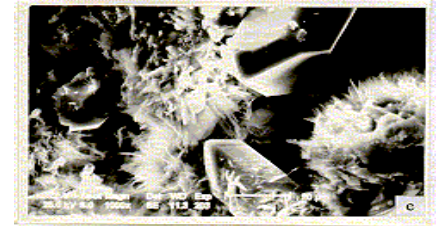
蜂窝状蒙托石



书本状高岭石



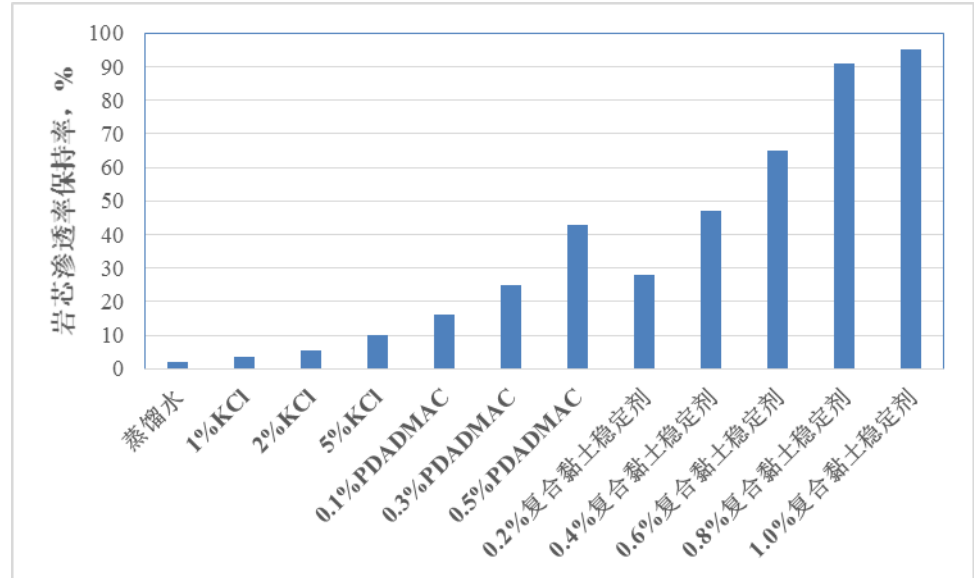
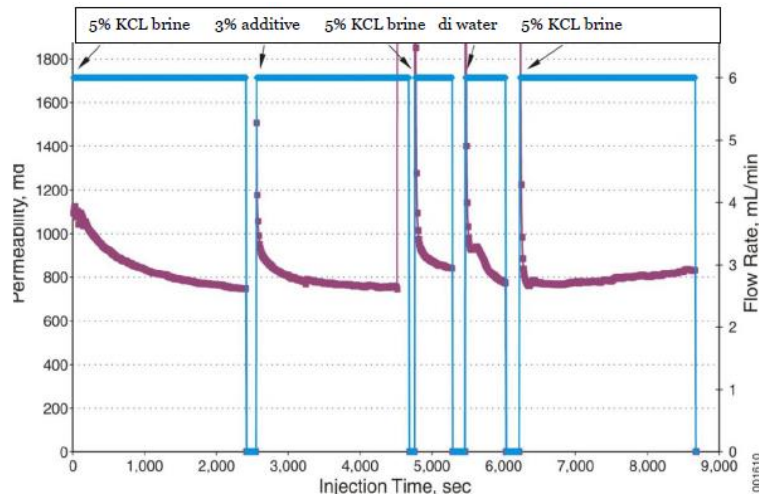
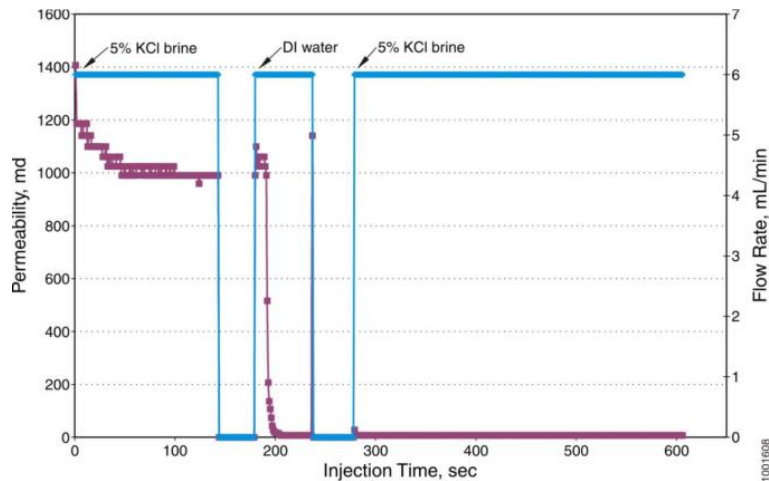
丝状伊利石



绒状伊利石

岩土矿物	伤害机制	宏观伤害表现	添加剂类型	工艺目标
蒙脱土	矿物膨胀	水敏	KCl, 季铵盐	防膨为主
高岭土	部分膨胀, 部分运移	水敏、速敏	复配KCl, 季铵盐	防膨、防运移
伊利石	层片状运移	速敏	聚季铵盐	防运移为主
绿泥石	含铁矿物酸环境沉淀	酸敏		
云母, 长石, 石英	胶结差, 运移			

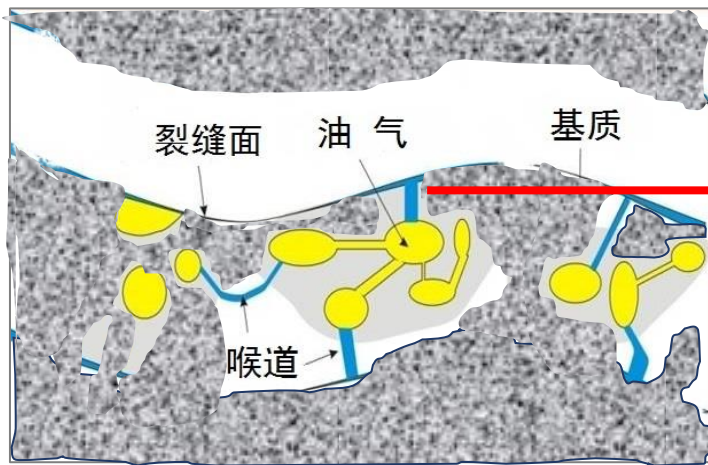
# 压裂液伤害与微观渗流机制



- 使用80% sand + 20% 复合黏土制备填砂岩芯，使用不同添加剂驱替测试其水驱伤害率，室内实验表明：单独使用防膨剂（氯化钾）或防运移剂（八头寡聚季铵盐）均无法获得满意的低伤害效果，而复合黏土稳定剂作用前后的岩芯渗透率保持率最优。

# 入井流体的液锁造成的基质渗透率伤害

入井流体会造成附加毛管力，以液锁的形式影响油气（特别是天然气）的生产。现行行业标准核心指标为表、界面张力，相当多的工程人员对毛细管力的认识严重不足！！



填砂裂缝

孔隙喉道  
(毛细管)

含油气  
孔隙

ICS 75.020  
E 14  
备案号: 53397—2016

**SY**

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 5755—2016  
代替 SY/T 5755—1995

压裂酸化用助排剂性能评价方法

The performance evaluation method of cleanup additive  
for fracturing and acidizing

核心指标:

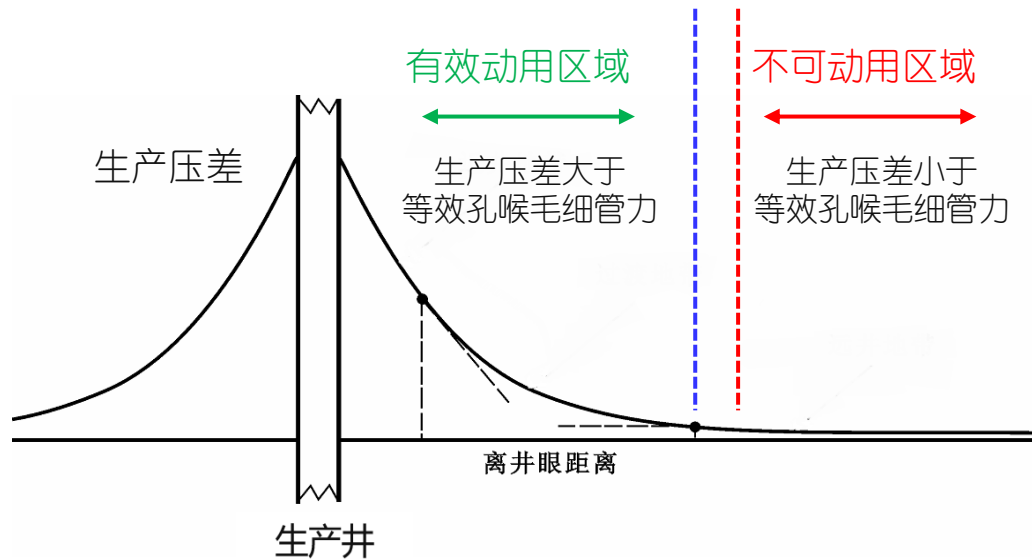
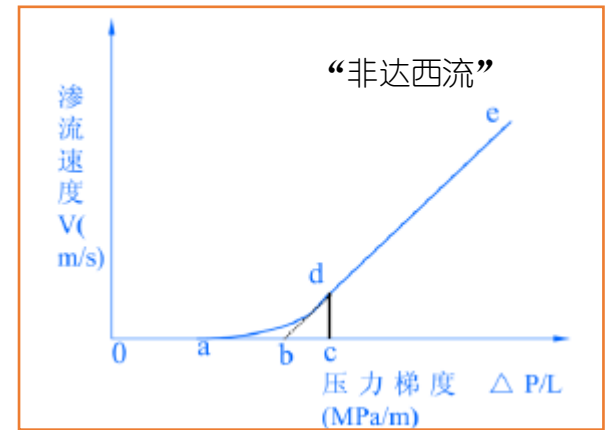
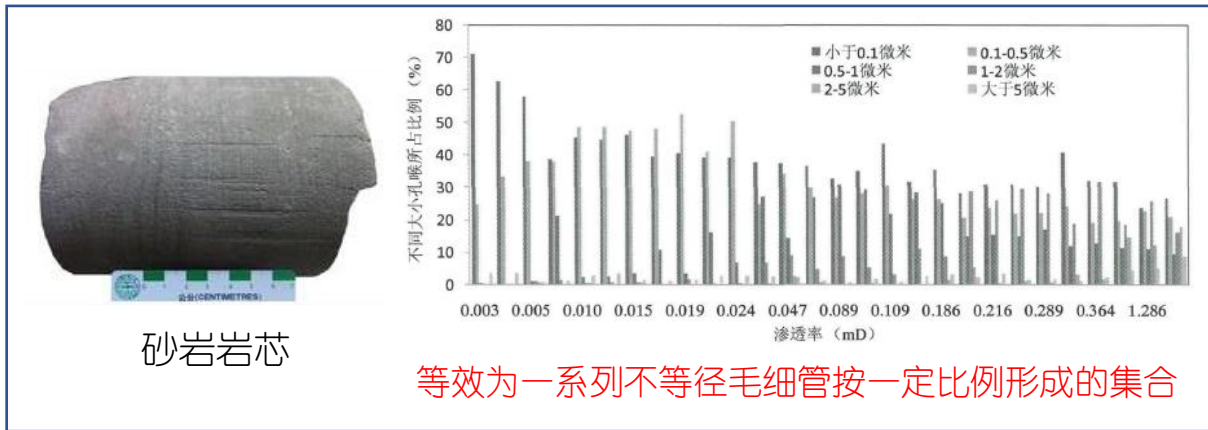
- ❑ 6.1 水溶性
- ❑ 6.2 酸溶性
- ❑ 6.3 表面张力、界面张力
- ❑ 6.4 润湿性能 (2016年新增)
- ❑ 6.5 体系配伍性

2016-01-07 发布

2016-06-01 实施

国家能源局 发布

## 井流体的液锁造成的基质渗透率伤害



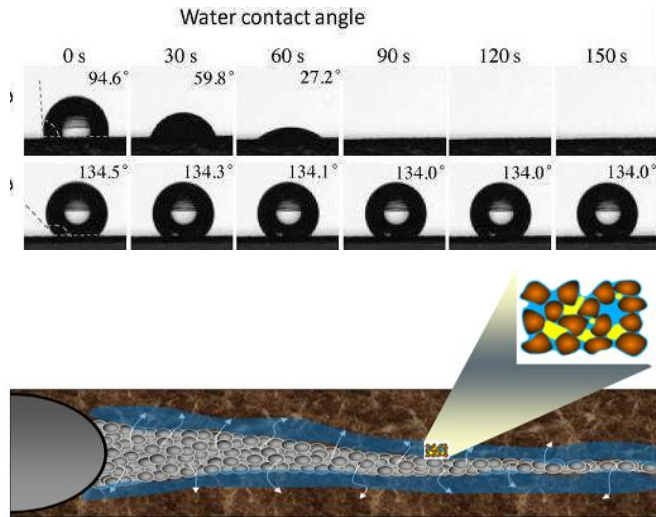
毛管力：如何减小？

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

降低表界面张力  
对减小毛管力作用有限。

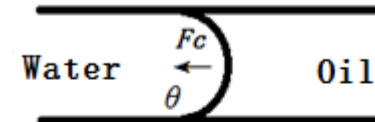
通过调整接触角  
能够极大降低毛管力，直至趋近于“零”。

## 致密油井开采的关键——增加地层能量，调节亲水润湿，自渗吸驱油

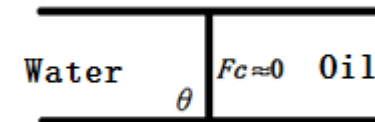


将砂岩表面调节为强水润湿，能够促使入井流体自发的驱替毛细孔隙的原油进入大孔道，从而使储层改造不仅仅是渗流通道建设的手段，更是提高原油采收率重大技术。

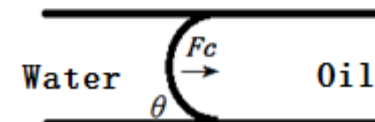
疏水砂岩表面：



中性润湿砂岩表面：



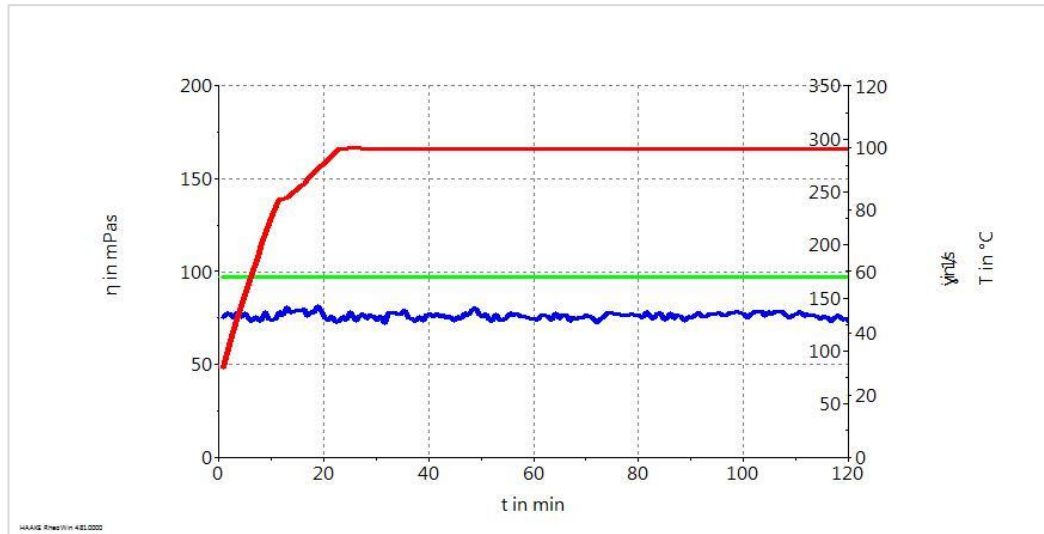
亲水砂岩表面：



润湿性	水相接触角	毛管力与渗流	产生影响
疏水	$\theta > 105^\circ$	渗流阻力	大孔道中的油相可采出，微小孔隙内原油无法有效动用。
中性润湿	$75^\circ < \theta < 105^\circ$	~	
亲水	$\theta < 75^\circ$	自渗吸驱油	入井水相自发进入小孔道，驱替原油进入大孔道后采出。

## 致密油气改造需求及推荐压裂液体系

	低粘滑溜水	中粘线性胶	高粘胶液
变粘稠化剂	0.05~0.15%	0.20~0.50%	> 0.50%
复合增效剂	0.20~0.30%	0.20~0.30%	0.20~0.30%
过硫酸铵	0.01%	0.02~0.04%	0.05~0.10%

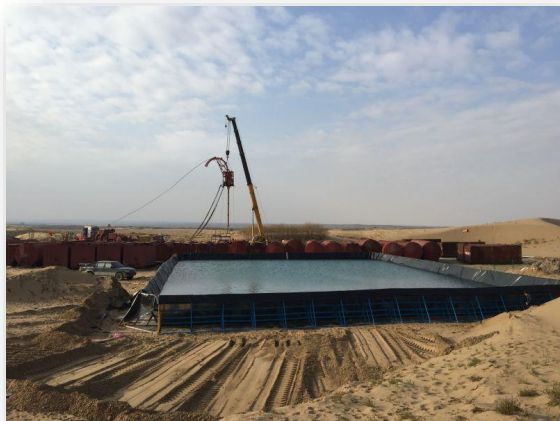


## 致密油气改造需求及推荐压裂液体系

测试项目	参数指标		
	低粘滑溜水	中粘线性胶	高粘胶液
表观粘度, mPa.s	5~20	20~50	> 50
压裂液状态	低粘	粘稠液体	可挑挂胶体
基质渗透率伤害率, %	< 20	< 25	< 30
破胶时间, min	< 60, 可调		
残渣含量, mg/L	< 50		
破胶液表观粘度, mPa.s	< 3.0	< 3.0	< 5.0
破胶液表面张力, mN/m	< 25		
破胶液界面张力, mN/m	< 2		
CST <sub>测试介质/1.0KCl</sub>	< 1.5		
配伍性	无絮凝、无沉淀		

## 针对苏里格气田回配水压裂液体系

## 苏里格气田压裂生产挑战



苏里格气田是我国最大的整装气田，2020年实现年产天然气278亿立方米，占长庆油田整个气田总产量的60%以上。由于致密气田开发过程中，压裂改造工作量巨大，使得苏里格气田开发中水资源循环利用的矛盾日趋突出，主要表现在：

- 所属地域草原/荒漠生态系统脆弱，浅表地下水的过度开发，会导致地表生态系统的崩溃；
- 经年累积的大量压裂返排液/生产水，尚缺乏有效的处理及回用技术，环境和经济负担巨大。

由此可见，实现压裂返排液/生产水的处理和回用，是实现苏里格气田经济高效、绿色环保、可持续发展的开发的必由之路。

## 苏里格气田返排液/生产水回用的几大难点问题：



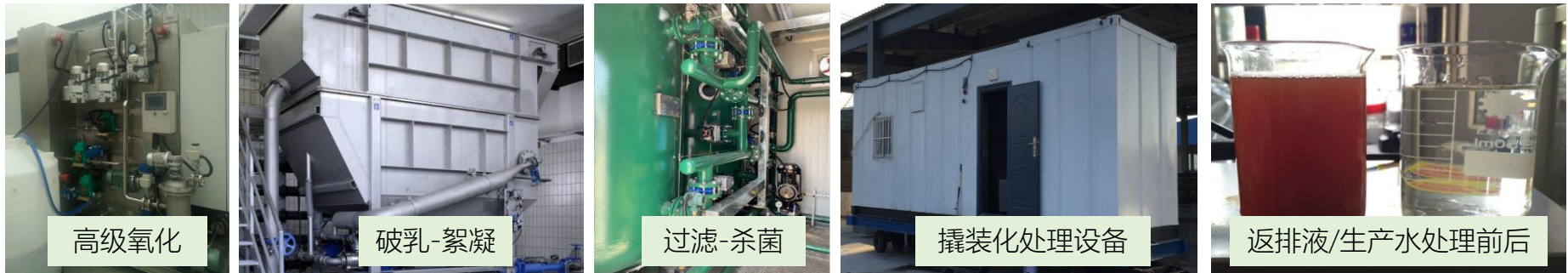
- 部分生产水存在凝析油乳化问题，难于破乳分离，（当然相较于高含油的油井采出液，破乳除油难度还是小很多，这也是有利的一面）；
- 水相粘度偏高（特别是部分返排液未有效破胶），固相悬浮颗粒物（Suspended solid, SS）含量高，容易堵塞砂岩孔喉，造成储层伤害；
- 水体COD含量（来自于前序作业的瓜胶等）超标，微生物与其代谢产物，一方面破坏稠化剂粘度，另一方面对设备、管线等造成腐蚀（部分水体 $Fe^{2+}/Fe^{3+}$ 离子含量较高）；
- 前序作业残留的硼离子（ $[B(OH)_4]^-$ ），影响后续瓜胶稠化剂的溶胀、起粘和交联，从而影响冻胶整体性能；
- 水体（特别是生产水）中矿化度及二价阳离子含量高，处理难度极大，对压裂液交联、冻胶状态、携砂性能影响严重。（这一点实际上为瓶颈问题，处理费用高，不处理常规技术无法制备压裂液）。

项目	返排液		生产水				Q/SY CQ 3559-2015	DB61/T 1248-2019	
	水样 I	水样 II	水样 I	水样 II	水样 III	水样 IV		硼砂交联体系	有机硼体系
矿化度, mg/L	<b>13865</b>	<b>17303</b>	<b>75724</b>	<b>104438</b>	<b>114737</b>	<b>91160</b>	未约束	≤20000	≤50000
Ca <sup>2+</sup> , mg/L	<b>1484</b>	<b>2360</b>	<b>15974</b>	<b>20834</b>	<b>23625</b>	<b>18653</b>	Ca <sup>2+</sup> + Mg <sup>2+</sup>	≤100	≤500
Mg <sup>2+</sup> , mg/L	<b>85</b>	<b>113</b>	<b>2716</b>	<b>1977</b>	<b>2854</b>	<b>1079</b>		<150	≤75
总铁, mg/L	117	188	35	90	21	65	<20	≤10	≤15
Al <sup>3+</sup> , mg/L	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	/	≤10	≤15
BO <sub>2</sub> <sup>-</sup> , mg/L	<b>65</b>	<b>55</b>	<b>3.2</b>	<b>未检出</b>	<b>未检出</b>	<b>1.5</b>	未约束	≤5	≤5
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , mg/L	599	595	135	未检测	未检测	未检测	<2000	≤100	/
pH	5.0	5.0	5.5	5.5	5.5	5.5	6.0~7.5	6.5~9.0	
SRB, 个/mL	10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup>	10 <sup>2</sup>	10 <sup>1</sup>	10 <sup>1</sup>	10 <sup>1</sup>	总菌数 <100	≤25	
IB, 个/mL	10 <sup>5</sup>	10 <sup>6</sup>	10 <sup>1</sup>	10 <sup>2</sup>	10 <sup>1</sup>	10 <sup>1</sup>		≤100	
TGB, 个/mL	10 <sup>6</sup>	10 <sup>6</sup>	10 <sup>2</sup>	10 <sup>2</sup>	10 <sup>2</sup>	10 <sup>2</sup>		≤100	
SS, mg/L	2675	2446	347	598	408	348	<50	≤50	

注：上述生产水为破乳除油后水样测定。

- 1) Q/SY CQ 3559-2015 胍胶压裂液返排液回收再利用水质标准（长庆油田）；
- 2) DB61/T 1248-2019 压裂返排液 回配压裂液用水水质要求（陕西省）。

## 苏里格气田返排液/生产水处理技术及对策：



- 目前，传统的水处理技术能够综合利用氧化破胶、破乳、絮凝、离心、过滤、高级氧化、UV 杀菌等工艺，对水相中的COD、悬浮固相颗粒物、油相、微生物、总铁等有较高的处理效率（技术成熟）；
- 使用离子吸附能够有效去除水体中的硼离子（ $[B(OH)_4]^-$ ）（主要是应对返排液，生产水中较少）；
- 如何使用高矿化度、高硬度的水体作为压裂液配液水，成为制约返排液/生产水回用的瓶颈问题。

## 高矿化度 (&gt; 100000mg/L)、高硬度 (&gt; 30000mg/L) 水体调制压裂液可行性分析:

	传统水处理技术		使用高矿化度/高硬度 处理水直接配制压裂液
	反渗透法	双碱法/离子交换法 去除水体硬度	
技术优点	提供纯水作为压裂液配液水， 压裂液的制备难度大幅降低。	提供高矿化度/低硬度水体作 为压裂液配液水。	能够系统性的解决高矿化度/ 高硬度水的循环回用问题。
目前尚待解决 主要难点问题	①矿化度高、反渗透设备负 担较高，且矿化度越高，设 备负荷越大，处理效率越低； ②制备纯水的同时，还会产 生100~120%的高浓度浓缩盐 水，处理难度更大。	①调配适用于高矿化度/低硬 度的压裂液配方。 ②技术经济性极差：A) 双碱 法碱用量过大，固体沉淀物 多，B) 离子交换树脂柱负荷 大，成本高，后续反洗水处理 难度高，费用高。	①高矿化度/高硬度水制备线 性胶压裂液，稠化效率低， 稠化剂用量大储层伤害严重。 ②使用高矿化度/高硬度水制 备冻胶压裂液，技术难度大， 尚未有成熟体系见诸报道。

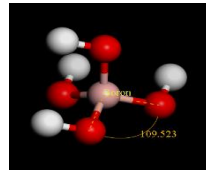
- ▶ 针对性研发、制备高矿化度/高硬度水的冻胶压裂液体系，成为系统性解决返排液/生产水回用问题的关键。

## 高矿化度/高硬度水体的冻胶交联技术

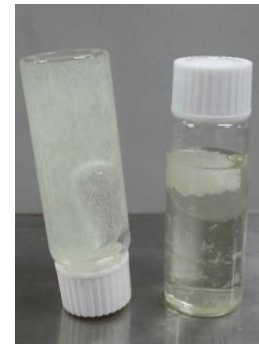
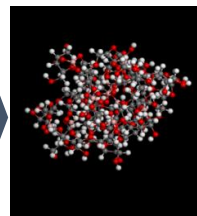
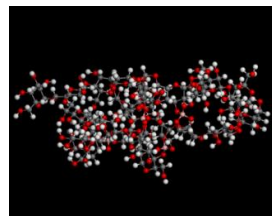
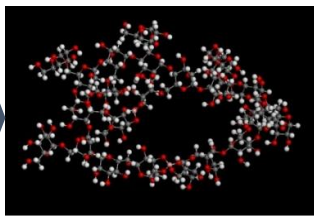
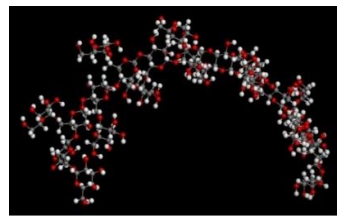
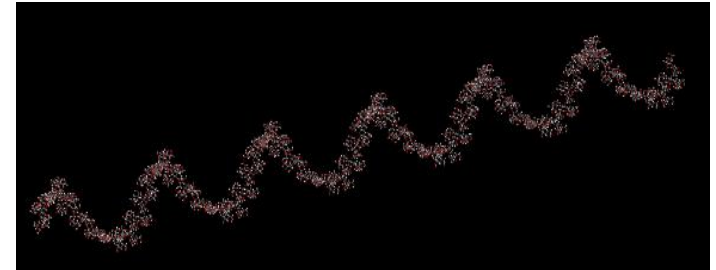


+

有机酸  
多羟基醇  
有机胺

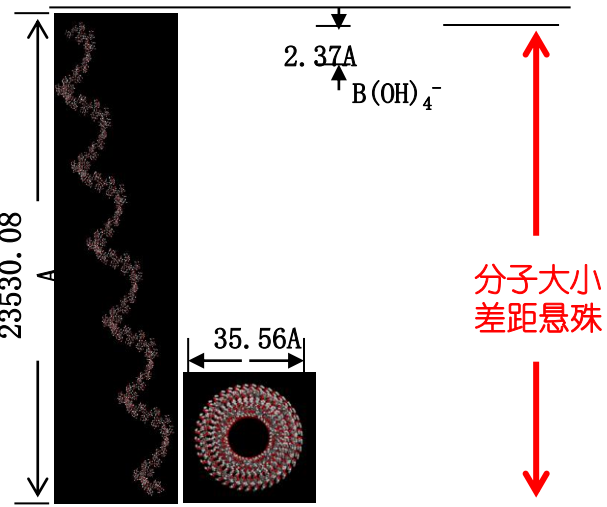


+

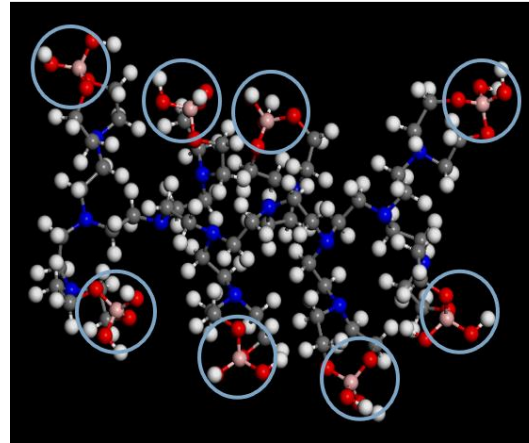
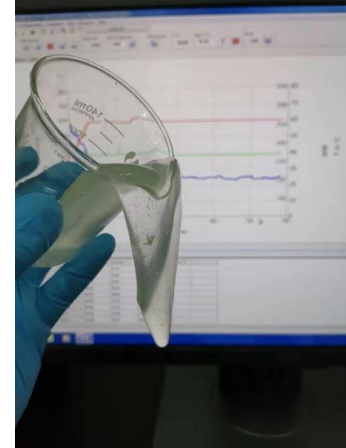


- 高矿化度/高硬度水相中，高分子链受水的活度影响发生卷曲，硼离子 ( $[B(OH)_4]^-$ ) 在交联过程中被裹挟于高分子卷曲结构中，极易造成局部过交联，直至使高分子失去水溶性脱水析出，影响胶体性能，无法有效携砂。

## 压裂液滤液伤害分析

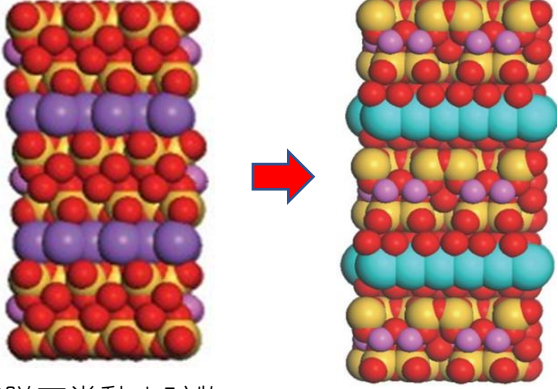


螺旋状瓜胶分子

分子大小  
差距悬殊多头有机硼交联剂  
(19.470A × 13.655A)多头有机硼  
交联剂交联冻胶  
高矿化度/硬度水制备


- 与传统硼交联剂相比，新型多头有机硼交联剂拥有多个交联位点，更大的空间结构，在获得高效交联性能的同时，不易为高分子链所裹挟从而影响冻胶性能，从而满足了高矿化度/高硬度配液水条件下制备压裂冻胶的技术需求。

# 压裂液伤害与微观渗流机制

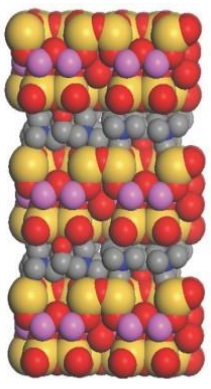


蒙脱石类黏土矿物

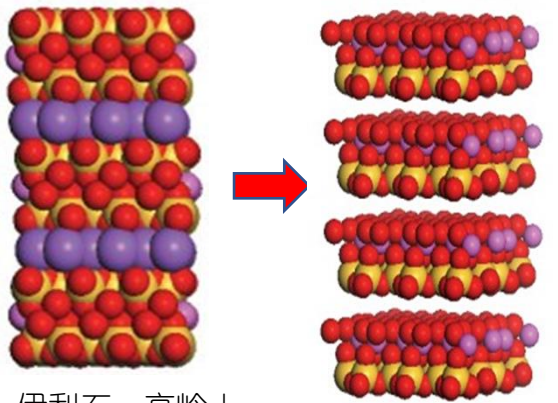
吸水膨胀



宏观上表现为水敏





黏土稳定剂  
应用原则  
氯化钾或季铵盐  
阳离子吸附  
抑制膨胀

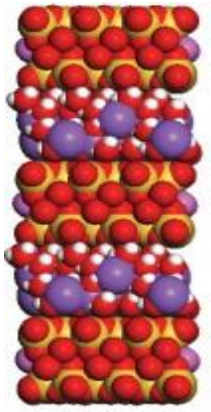


伊利石、高岭土  
类黏土矿物

遇水分散呈层片状

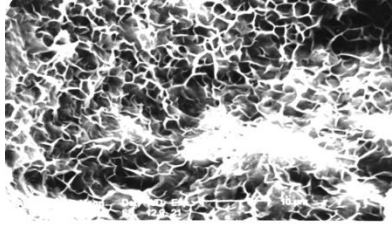
宏观上表现为速敏



黏土稳定剂应用原则  
聚季铵盐锚定捆扎  
黏土结构抑制运移  
但分子量忌过高  
滤液形成滤饼  
无法进入储层

- 黏土矿物因其结构特点，在与水相互作用中会体现出不同的反应效果，从而使储层表现出膨胀和运移的伤害特点；
- 高矿化度/高硬度配液水，其粘土防膨性能突出，但仍需关注分散运移造成的潜在储层伤害，建议在体系中补充长效防运移型粘土稳定剂。

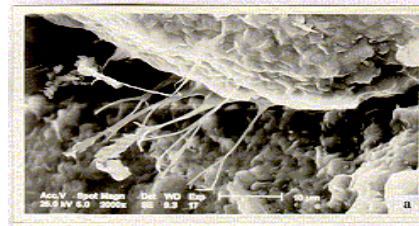
## 压裂液伤害与微观渗流机制



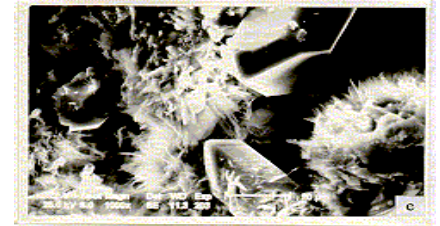
蜂窝状蒙托石



书本状高岭石



丝状伊利石



绒状伊利石

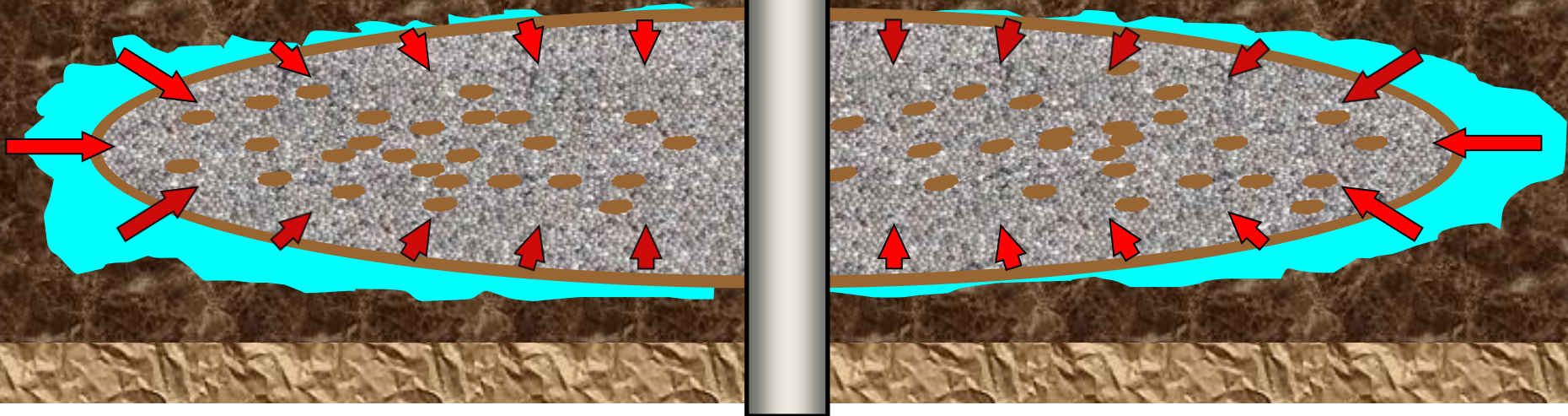
岩土矿物	伤害机制	宏观伤害表现	添加剂类型	工艺目标
蒙脱土	矿物膨胀	水敏	KCl, 季铵盐	防膨为主
高岭土	部分膨胀, 部分运移	水敏、速敏	复配KCl, 季铵盐	防膨、防运移
伊利石	层片状运移	速敏	聚季铵盐	防运移为主
绿泥石	含铁矿物酸环境沉淀	酸敏		
云母, 长石, 石英	胶结差, 运移			

## 压裂液伤害与微观渗流机制

压裂液破胶残渣形成的絮状堵塞物，降低支撑裂缝（含缝面）的导流能力。



基质渗透率伤害主要源自压裂液滤失造成的外来流体对储层的伤害。伤害的控制主要依靠压裂液中的降滤失剂、粘土稳定剂、助排剂、破乳剂等实现。



## 压裂液滤液伤害分析

伤害类型	具体表现	压裂液
物理作用	粘土颗粒（其他岩土矿物）：膨胀和运移	✓✓
	界面效应，贾敏效应，毛管力的影响	✓✓
	机械伤害：剪切、压实损害	✓
化学作用	有机垢：石蜡、胶质、沥青质沉积	酸液尤为严重
	无机垢：过饱和盐水，水型不配伍的沉淀作用	✓
生物作用	菌体、胞外聚合物堵塞，BSR-H <sub>2</sub> S产生等	✓
热化学作用	矿物熔融转化，TSR效应等	

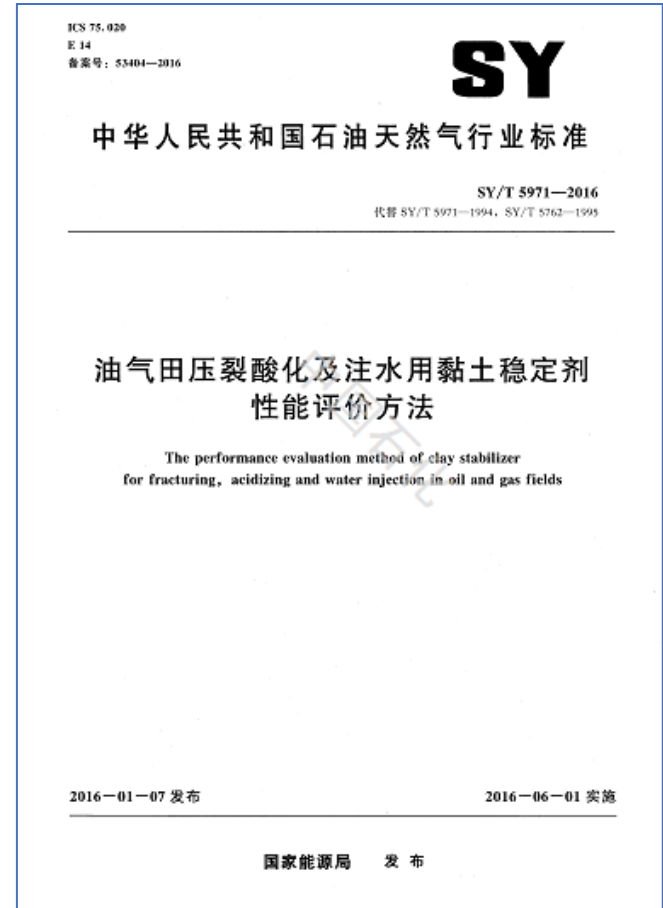
## 粘土膨胀和运移造成的伤害

粘土矿物含量高，水敏、速敏等伤害严重。应剖析不同粘土矿物伤害机理入手，采取针对性技术手段，最大程度的控制外来流体造成的粘土矿物伤害，从而保证基质渗透率。

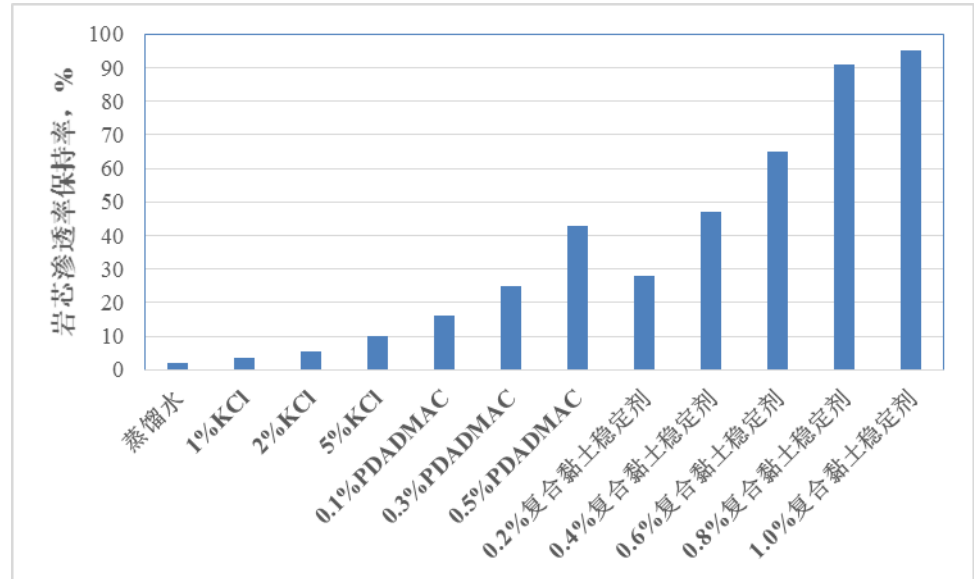
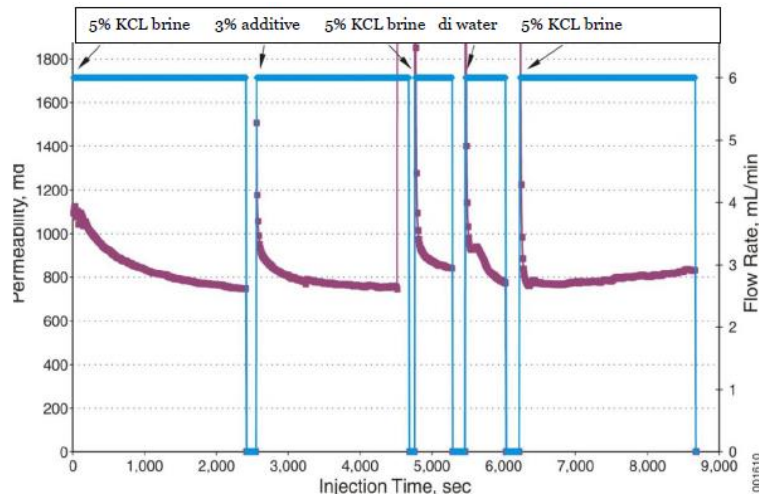
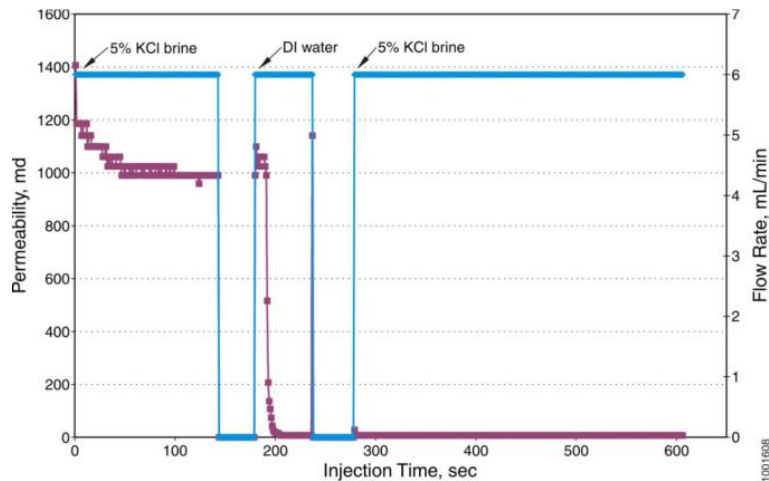
泥岩损失率主要与矿物胶结强度有关；膨胀体积、耐水洗能力主要反映蒙脱石类矿物的伤害特性（水敏膨胀），**现行行业标准是否能代表真实储层的伤害特点？值得商榷！**

核心指标：

- 3.1 泥岩损失率
- 3.2 膨胀体积（防膨率）
- 3.3 耐水洗能力



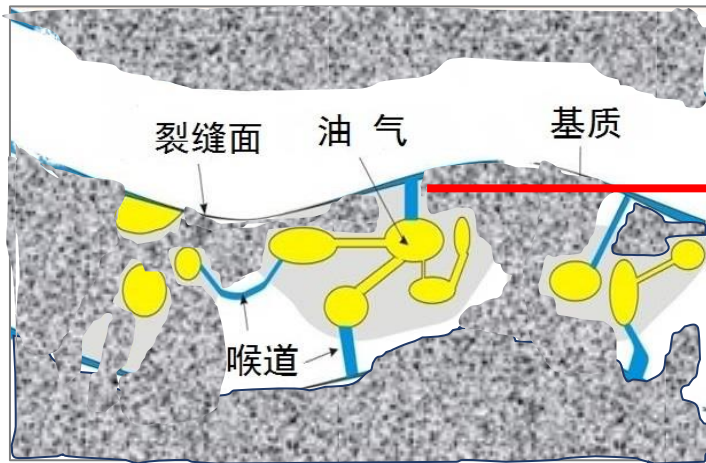
# 压裂液伤害与微观渗流机制



- 使用80% sand + 20% 复合黏土制备填砂岩芯，使用不同添加剂驱替测试其水驱伤害率，室内实验表明：单独使用防膨剂（氯化钾）或防运移剂（八头寡聚季铵盐）均无法获得满意的低伤害效果，而复合黏土稳定剂作用前后的岩芯渗透率保持率最优。

# 入井流体的液锁造成的基质渗透率伤害

入井流体会造成附加毛管力，以液锁的形式影响油气（特别是天然气）的生产。现行行业标准核心指标为表、界面张力，相当多的工程人员对毛细管力的认识严重不足！！



填砂裂缝

孔隙喉道  
(毛细管)

含油气  
孔隙

ICS 75.020  
E 14  
备案号: 53397-2016

**SY**

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 5755—2016  
代替 SY/T 5755—1995

压裂酸化用助排剂性能评价方法

The performance evaluation method of cleanup additive  
for fracturing and acidizing

核心指标:

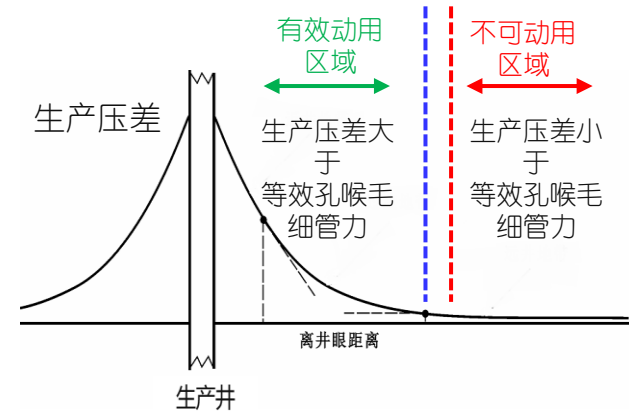
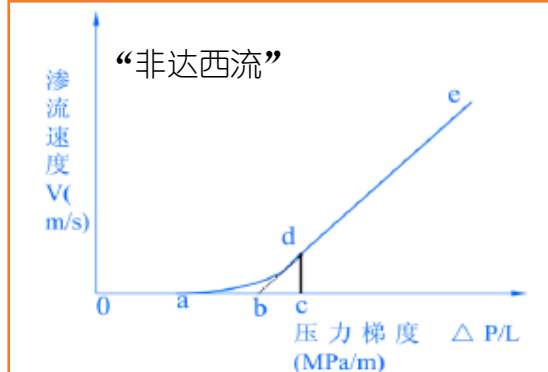
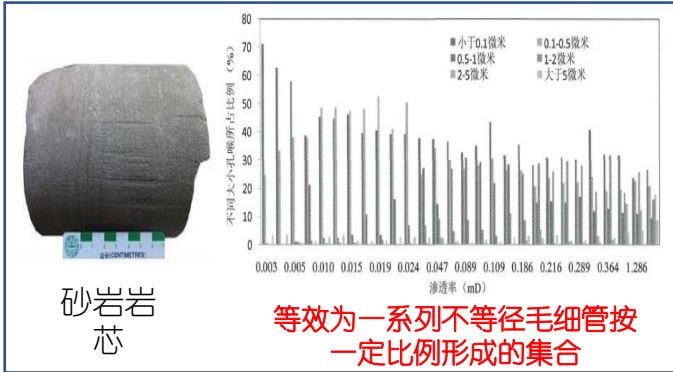
- ❑ 6.1 水溶性
- ❑ 6.2 酸溶性
- ❑ 6.3 表面张力、界面张力
- ❑ 6.4 润湿性能 (2016年新增)
- ❑ 6.5 体系配伍性

2016-01-07 发布

2016-06-01 实施

国家能源局 发布

# 液锁伤害与高效排水采气

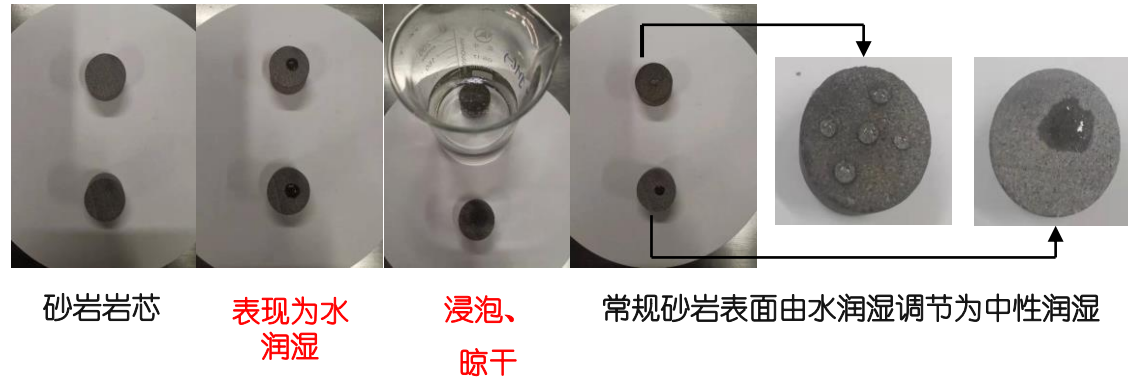


毛管力：如何减小？

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

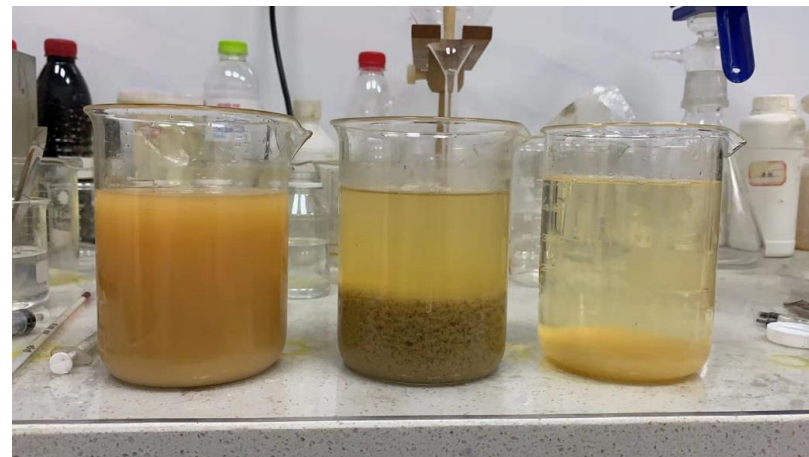
降低表界面张力对减小毛管力作用有限。

通过调整接触角能够极大降低毛管力，直至趋近于“零”。



## 苏里格返排液/生产水回用水水质标准(建议版)

序号	项目	指标
1	pH值	5.0~7.5
2	悬浮固相含量	≤50 mg/L
4	含油量	≤10 mg/L
5	气泡情况	表观无明显气泡
6	钙离子含量	不作约束
7	镁离子含量	不作约束
8	总铁	≤10 mg/L
9	铝离子含量	≤10 mg/L
10	硼含量	≤10 mg/L
11	矿化度	不作约束
12	SRB (硫酸盐还原菌)	≤10 CFU/mL
13	IB (铁细菌)	≤100 CFU/mL
14	TGB (腐生菌)	≤100 CFU/mL



技术思路:

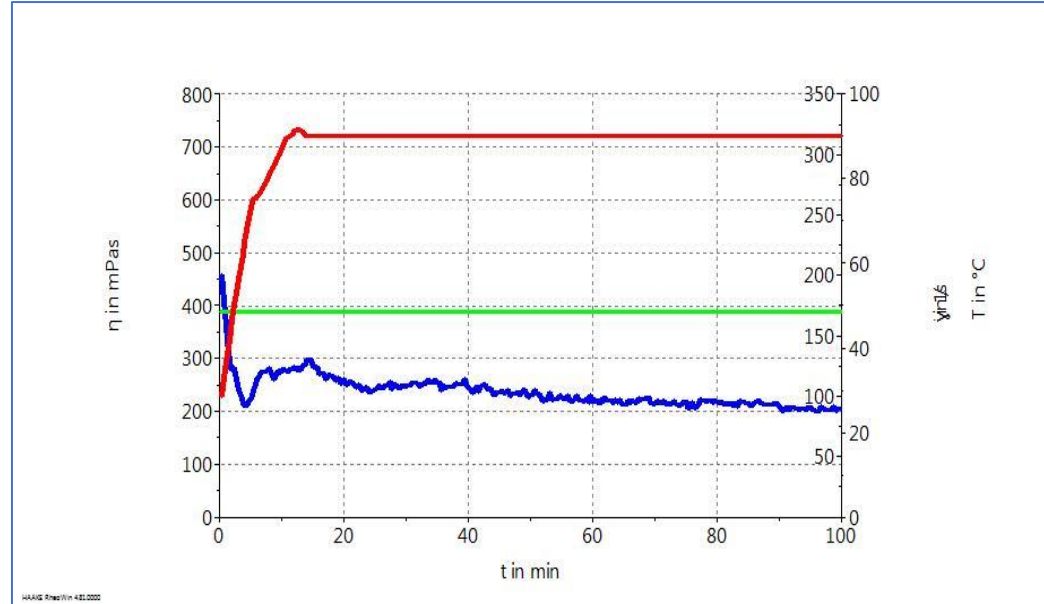
- 常规水处理工艺强化破胶、除COD、SS，总铁/铝等
- 高含硼的返排液通过离子吸附除硼或通过  
与生产水混合降低硼离子浓度至可行工作  
范围内；
- 使用高矿化度/高硬度水制备冻胶压裂液  
(优势：不改变现有作业工艺，措施经济  
性大幅提升)。

## 苏里格返排液/生产水回用水冻胶压裂液体系

添加剂	代码	用量	备注
超级瓜胶	DXGEL001	0.42% (35.0 ppt)	3min起粘率大于85%
长效粘土稳定剂	DXCLA001	0.20% (2.0 gpt)	防粘土运移为主
解水锁助排剂	DXSUR001	0.10% (1.0 gpt)	SFT≤22mN/m, 接触角 $90 \pm 10^\circ$
杀菌剂	DXBIO001	0.02% (0.2 gpt)	防止胶体降解, 保证基液粘度
消泡剂	DXFOA001	0.05% (0.5 gpt)	防止起泡造成配液冒罐
离子稳定剂	DXSTA001	0.20% (2.0 gpt)	防止钙镁离子沉淀
多头有机硼交联剂	DXCLI001	0.50% (5.0 gpt)	实现高矿化度水体高效交联
胶囊破胶剂	DXBRK001	0.03% (2.5 ppt)	延迟破胶

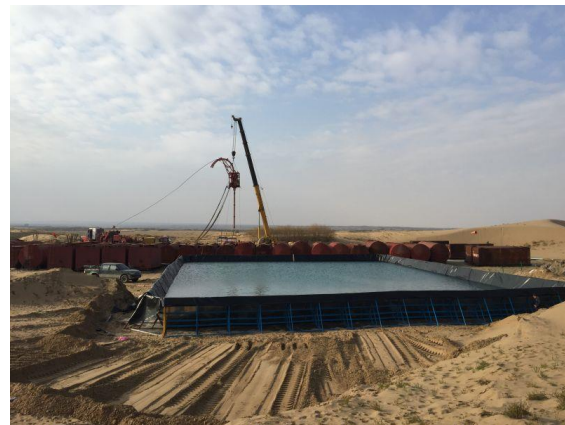
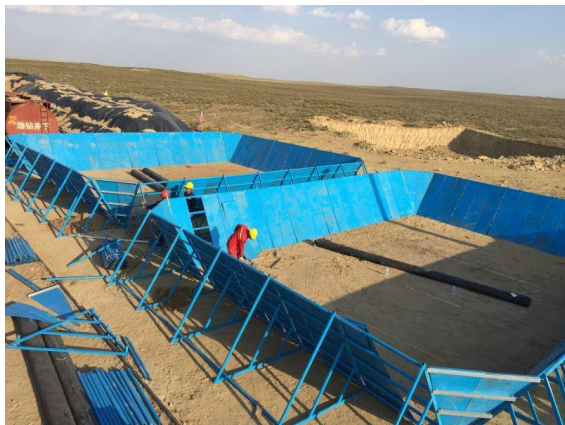
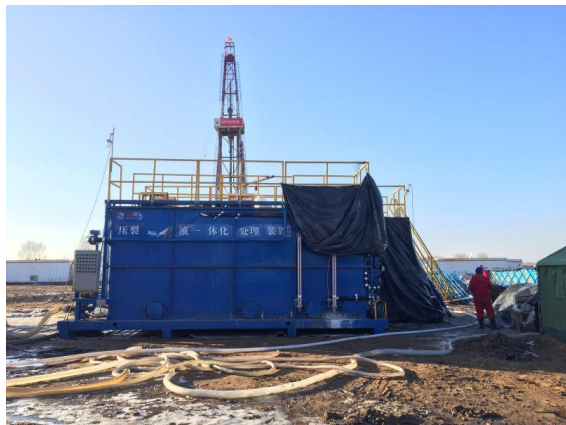
## 压裂液体系性能指标

测试项目	技术指标
基液粘度, mPa.s	> 35
交联时间, s	60~120s, 可调
耐温耐剪切性能, mPa.s	> 200
基质渗透率伤害率, %	< 30
破胶时间, min	< 180
残渣含量, mg/L	< 300
破胶液表观粘度, mPa.s	< 5
破胶液表面张力, mN/m	< 25
界面接触角, °	> 70
降阻率, %	> 60



注：前述返排液，生产水水样取自苏里格西部钻探，水的物性和流变皆为实测数据。

## 压裂液滤液伤害分析



应用实例为当初为苏里格长城钻探的区块做的，返排液除硼后使用的，矿化度/钙镁未除，数据未找到，需补充编制

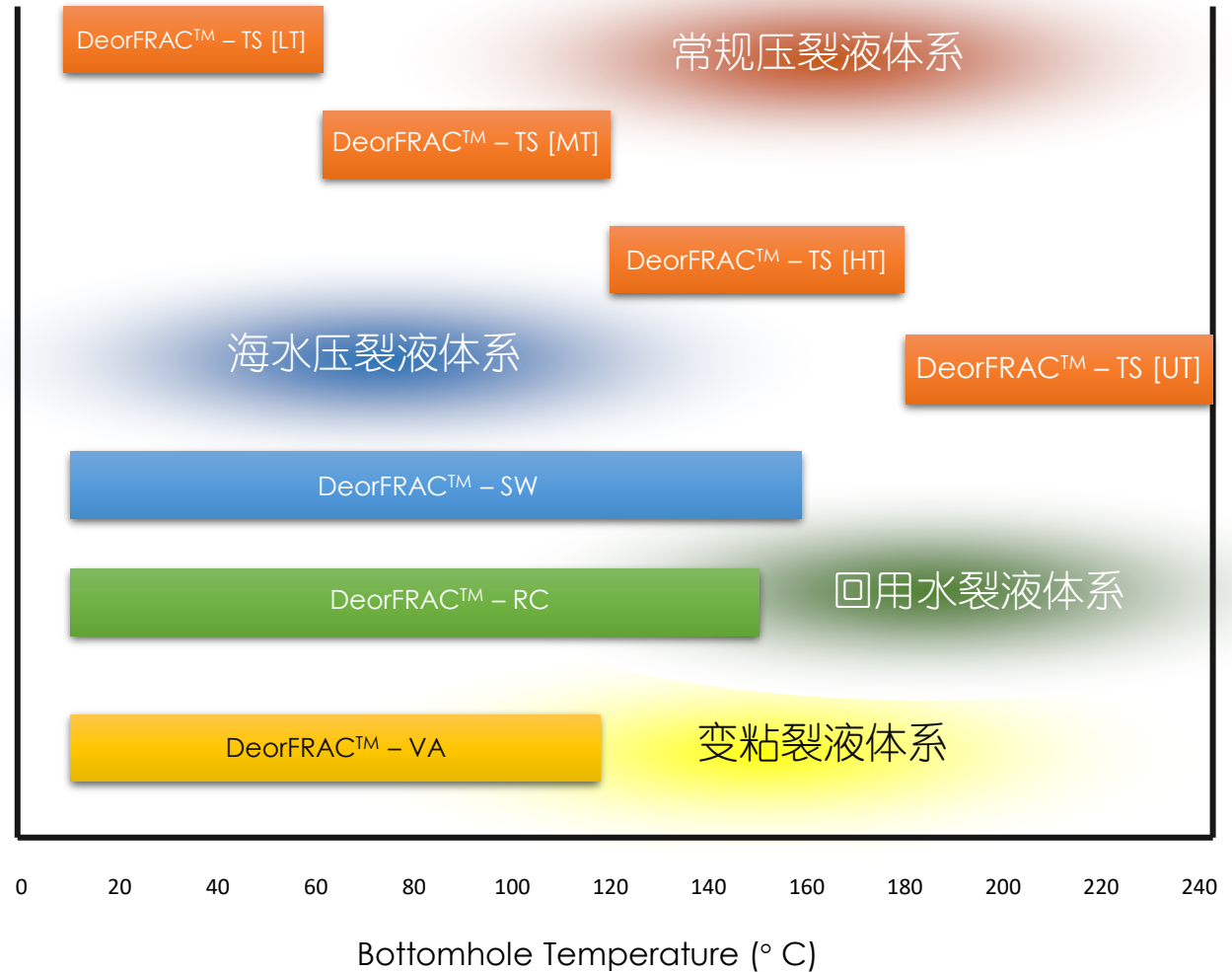
## 特色酸化液体体系

## 迪奥油田化学公司裂液体系

## Acid Stimulation Fluids

DEoRC Chemicals has wide range of acidizing fluid systems that cater the right application. The fluid technology is designed to suit different temperature profile of the formation.

迪奥油田化学公司拥有广泛的酸液体系，适应不同的地层温度，可以满足油气田的应用需求。



## 酸液体系



酸液稠化剂



酸液中各类液体添加剂

稠化酸（胶凝酸，120°C体系）：1.0%酸液稠化剂，2.0%缓蚀剂，1.0%铁离子稳定剂+0.5%破乳助排剂。

交联酸（冻胶酸，120°C体系）：1.0%酸液稠化剂，0.4%交联剂，0.6%交联调节剂，2.0%缓蚀剂，1.0%铁离子稳定剂+0.5%破乳助排剂。

温控变粘酸（120°C体系）：1.0%酸液稠化剂，0.5%温控交联剂，2.0%缓蚀剂，1.0%铁离子稳定剂+0.5%破乳助排剂。

反应变粘酸（120°C体系）：1.0%酸液稠化剂，2.0%缓蚀剂，1.0%铁离子稳定剂+0.5%破乳助排剂。

清洁转向酸（VDA酸，120°C体系）：5.0%表面活性剂稠化剂，2.0%缓蚀剂，1.0%铁离子稳定剂+0.5%破乳助排剂。

## 酸液体系

测试条件:  $170s^{-1}$ ,  $30 \rightarrow 60 \rightarrow 90^{\circ}C$ , 各30min

测试条件:  $10s^{-1}$ ,  $30 \rightarrow 60 \rightarrow 90^{\circ}C$ , 各30min

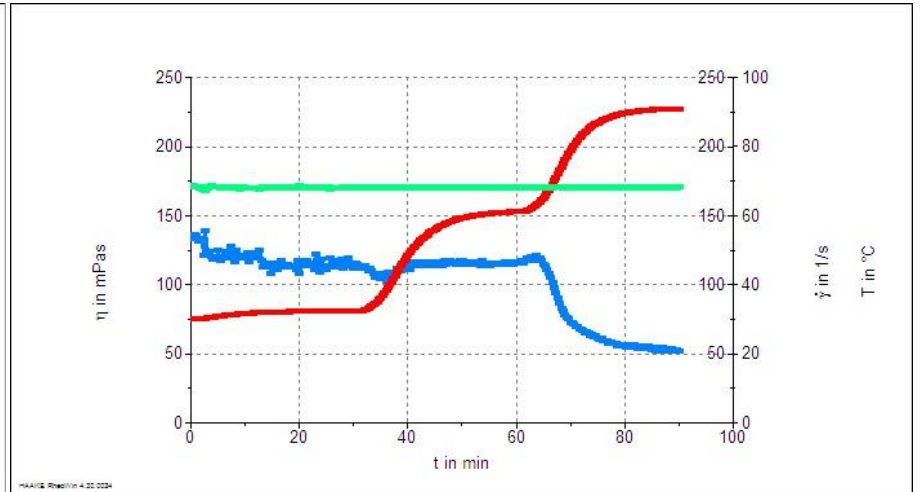
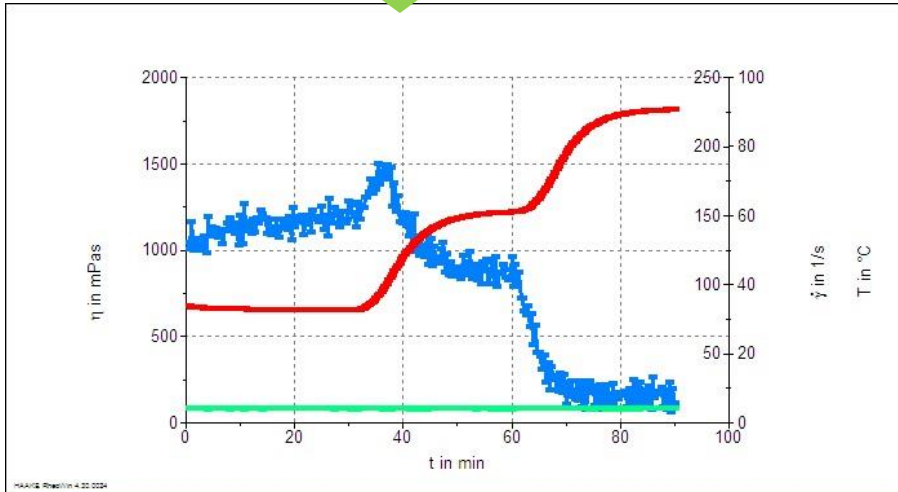
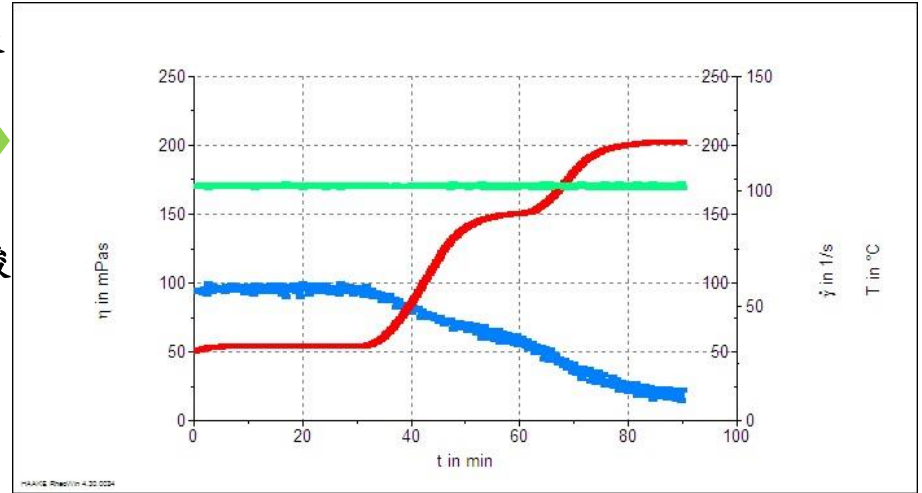
稠化酸



VDA酸



VDA酸



感谢！

不足之处，还请多多指正！期待深度合作！