

①滤失小。这是造长缝、宽缝的重要性能。压裂液的滤失性，主要取决于它的粘度，地层流体性质与压裂液的造壁性，粘度高则滤失小。在压裂液中添加降滤失剂能改善造壁性大大，减少滤失量。在压裂施工时，要求前置液、携砂液的综合滤失系数 $\leq 10^{-3}m/min^{1/2}$ 。

②悬砂能力强。压裂液的悬砂能力主要取决于其粘度。压裂液只要有较高的粘度，砂子即可悬浮于其中，这对砂子在缝中的分布是非常有利的。但粘度不能太高，如果压裂液的粘度过高，则裂缝的高度大，不利于产生宽而长的裂缝。一般认为压裂液的粘度为50~150mPa·s 较合适。由表3-1 可见液体粘度大小直接影响砂子的沉降速度。

表 3-1 粘度对悬砂的影响

粘度, mPa·s	1.0	16.5	54.0	87.0	150
砂沉降速度,m/min	4.00	0.56	0.27	0.08	0.04

③摩阻低。压裂液在管道中的摩阻越大，则用来造缝的有效水马力就越小。摩阻过高，将会大大提高井口压力，降低施工排量，甚至造成施工失败。

④稳定性好。压裂液稳定性包括热稳定性和剪切稳定性。即压裂液在温度升高、机械剪切下粘度不发生大幅度降低，这对施工成败起关键性作用。

⑤配伍性好，压裂液进入地层后与各种岩石矿物及流体相接触，不应产生不利于油气渗滤的物理、化学反应，即不引起地层水敏及产生颗粒沉淀。这些要求是非常重要的，往往有些井压裂后无效果就是由于配伍性不好造成的。

⑥低残渣。要尽量降低压裂液中的水不溶物含量和返排前的破胶能力，减少其对岩石孔隙及填砂裂缝的堵塞，增大油气导流能力。

⑦易返排。裂缝一旦闭合，压裂液返排越快、越彻底，对油气层损害越小。

⑧货源广，便于配制，价格便宜。

目前国内外使用的压裂液有很多种，主要有油基压裂液、水基压裂液、酸基压裂液，乳化压裂液和泡沫压裂液。其中水基压裂液和油基压裂液应用比较广泛。常用各种类型压裂液或压裂液体系见表3-2。

表 3-2 各类压裂液及其应用条件

压裂液基液	压裂液类型	主要成分	应用对象
水基	线型	HPG、TQ、CMC、HEC、CMHPG、CMHEC、PAM	短裂缝、低温
	交联型	交联剂+HPG,HEC 或 CMHEC	长裂缝、高温
油基	线型	油、胶化油	水敏性地层
	交联型	交联剂+油	水敏性地层、长裂缝
	O/w 乳状液	乳化剂+油+水	适用于控制滤失
泡沫基	酸基泡沫	酸+起泡剂+N ₂	低压、水敏性地层
	水基泡沫	水+起泡剂+N ₂ 或 CO ₂	低压地层
	醇基泡沫	甲醇+起泡剂+N ₂	低压存在水锁的地层
醇基	线性体系	胶化水+醇	消除水锁
	交联体系	交联体系+醇	

注：HPG:羟丙基瓜胶；HEC:羟乙基纤维素；TQ:田菁胶；CMHEC:羧甲基羟乙基纤维素 CMHPG: 羧甲基羟丙基瓜胶。

- 在设计压裂液体系时主要考虑问题包括：
- (1)地层温度、液体温度剖面以及在裂缝内停留时间；
 - (2)建议作业液量及排量；
 - (3)地层类型(砂岩或灰岩)；
 - (4)可能的滤失控制需要；
 - (5)地层对液体敏感性；
 - (6)压力；
 - (7)深度；
 - (8)泵注支撑剂类型；
 - (9)液体破胶需要。

20 世纪 50 年代末，第一次使用交联瓜胶液进行施工，那时约10%的压裂施工使用胶化油处理的。在 20 世纪 70 年代，考虑伤害引用了低残渣的羟丙基瓜胶(HPG)。现在，70%的压裂施工用瓜胶或羟丙基瓜胶。用胶化油施工约占5%，约 25%的施工含有增能气体。

- 该压裂液的主要性能如下：
- (1)热稳定性：温度60℃、剪切速率437.4s⁻¹ 下表观粘度为113mPa·s。
 - (2)滤失性：压力3.5MPa、温度 75℃，静滤失系数为6.15×10⁻³~7.85×10⁻⁴m/min^{1/2}。
 - (3)破胶水化：70℃恒温8h，破胶液粘度为2~5mPa·s。
 - (4)破乳率：加入0.1%SP169，破乳率为100%。
 - (5)破胶性能：破胶残渣为700~1050mg/L，破胶液表面张力为32~33mN/m。
 - (6)伤害性：岩心伤害率为16.7%

表 3-4 羟丙基羧甲基田菁硼冻胶压裂液的组成

溶胶液		交联液				交 联 比	适用 温度 , °C
田 菁 , %	SP169, %	硼 砂 , %	醋 酸 , %	过 硫酸 铵 , %	亚 硫酸 钠 , %		
0.8	0.3	1.1	1.1	0.1		100:1 1	60
1.0	0.3	1.1	1.1	0.1		100:1 1	80
1.2	0.3	1.1	1.1			100:1	100
1.2	0.3	1.1	1.1		0.1	100:1	110

表 3-5 魔芋胶压裂液主要性能

流		$\gamma(s^{-1})$	14	13 5 . 8	n=0.5258 K=1.2720Pa·s		备注
	3	$\eta(mPas)$ 0℃	13	34. 3 . 7	2		凝 胶 浓 度 为 0.72g/100ml H ₂ O
滤	Q _总 =24.4ml/30min C =0,0073m/ $\sqrt{\text{min}}$						120℃,高温 高压静滤失
悬	温 度 ℃ V(m/m in)	30	60 ℃	70 ℃	80 ℃	℃	0℃ V 为 φ6mm 钢球 的下沉速度
	90℃ 配 方	0.0	0. 4 3	0.9 5 5	1.5 8	2. 6	
	120℃ 配 方	0.0	0. 2 0	0.4 1 9	0.7 0	1. 5	
管	流速为 7~8mg/s，与清水相当						
盐	试剂		加量(mg/l)		粘度(90℃,mPa·s)		
	CaCl ₂		0	1 000	147.9	106.5	
	MgCl ₂		0	1 000	147.9	144.3	
	KCl		0%	6.25%	112.8	213.0	

残		破 胶 温 度, °C	破胶时 间 (h)	破胶后 粘 度 (145s — 1, mPa·s)	水	不溶 物 , 质 量 分 数 × 10 ⁻²	破胶 后 残 渣 mg / l
	90℃配方	90	12~15	4~8	9.	57	400~493
	120℃配方	120	8	1.6~2.3	8	~10	240~280
耐	体 系		温 度 , °C	粘度, mPa·s	粉剂, 质量分 数		
	CT9-1A(魔芋)		120	347.6	0.8		
	瓜胶衍生物 J345		107	59	0.72		
	羟丙基乙基纤维素 J160		80	121	0.96		

我国天然植物胶资源丰富，除上述常用的几种外，尚有香豆子、决明子、龙胶、皂仁胶、槐豆胶、海藻胶等，它们的改性产品均可用于水基压裂液。

稠化剂性能好坏，不但关系到压裂的效果，而且也是检验压裂液性能的主要参数。

(1) 稳定性能

选用稠化剂时，除考虑水不溶物和残渣外，重要的是看其稳定性(即流变性能和耐温性能)。从表 3-6 的流变数据可以看出，在同一温度下的流变性能随稠化剂浓度的增加而提高。在相同浓度下对比四种稠化剂的流变性，羟丙基瓜胶和魔芋胶的抗剪切性能和稠化性能明显优于田菁胶和羟乙基田菁胶，这也是现在为什么田菁系列压裂液被逐渐淘汰的原因之一。魔芋胶具优良的抗剪切性能和稠化性能，其残渣含量少，使用浓度低，得不到大规模推广的主要原因在于它的水溶性差。

温度对稠化剂的性能影响非常大，从表3-6 中可以看出，随着温度的升高，粘度迅速下降，下降幅度最大的要属田菁胶和羟乙基田菁。羟丙基瓜胶的耐温性能较好，剪切10min后粘度只下降了14.8%。

(2) 与地层和裂缝的伤害关系
造成储层伤害的因素很多，就稠化剂而言。主要有两方面的伤害：一是高粘，二是不溶性残渣。

表 3-6 几种稠化剂性能比较

温度/℃	稠化剂类型	浓度/%	流型指数,n'	稠度指数, k' /Pa·s ⁿ	粘度/mPa·s
40	田菁	0.5	0.552	0.336	33.46
		0.7	0.491	0.767	54.13
		0.9	0.768	2.842	98.93
	羟乙基田菁	0.5	0.640	0.308	31.87
		0.7	0.545	0.306	34.70
		0.9	0.466	0.602	38.16
	魔芋胶	0.5	0.472	1.736	144.10
		0.7	0.314	5.439	357.10
		0.9	0.291	10.010	533.40
	羟丙基瓜胶	0.5	0.391	1.634	65.67
		0.7	0.390	2.400	108.60
		0.9	0.390	3.419	152.00
60	田菁	0.5	0.603	0.229	21.22
		0.7	0.590	0.337	45.91
		0.9	0.423	1.367	81.33
	羟乙基田菁	0.5	0.680	0.139	27.40
		0.7	0.619	0.247	27.22
		0.9	0.680	0.189	34.48
	魔芋胶	0.5	0.373	2.148	177.20
		0.7	0.366	3.584	259.30
		0.9	0.347	5.432	372.80
	羟丙基瓜胶	0.5	0.518	0.567	54.77
		0.7	0.481	1.140	88.36
		0.9	0.429	2.318	125.50
80	田菁	0.5	0.786	0.161	17.46
		0.7	0.615	0.217	41.40
		0.9	0.347	0.410	60.40
	羟乙基田菁	0.5	0.695	0.090	22.75
		0.7	1.019	0.012	24.40
		0.9	0.776	0.058	32.05
	魔芋胶	0.5	0.512	0.946	105.8
		0.7	0.522	2.761	192.40
		0.9	0.364	4.275	262.30
	羟丙基	0.5	0.515	0.375	21.12

	瓜	0.7	0.531	0.614	28.01
	胶	0.9	0.474	1.577	103.10

表 3-8CMC压裂液主要性能表						
性	剪切性/mPa·s					
	27s ⁻¹		437s ⁻¹		1312s ⁻¹	
	30℃	60℃	30℃	60℃	30℃	60℃
指	186	105	162.1	14.3	83.1	10.8
标						
性	耐温性/mPa·s					残 渣 %
	30℃	60℃	50℃	70℃	80℃	
	能					
指	586.2	384.7	242.7	233.6	141.9	5~10
标						

3.4.2 破胶剂

使粘稠压裂液可控地降解成能从裂缝中返排出的稀薄液体，能使冻胶压裂液破胶水化的试剂称为破胶剂。理想的破胶剂在整个液体和携砂过程中，应维持理想高粘，一旦泵送完毕，液体立刻破胶化水。

水力压裂施工引入了交联压裂液，促进了一系列技术的发展。许多技术及时地满足了工艺的需要(如延迟交联体系)，而一些发展确实将应用交联冻胶有关的问题显露出来。水力压裂交联冻胶在早期应用中未含足够使冻胶液化学破胶的破胶剂，研究了未破胶的冻胶和压裂液残渣对施工后裂缝渗透率的影响，交联冻胶难于化学破胶的三个原因是:1)除了破坏聚合物的骨架外，破胶剂必须与连接聚合物分子的交联键反应;2)为保持液体的pH 值在冻胶最稳定的范围内，泵送的交联压裂液一般具有一个强的缓冲体系;3)破胶反应必须足够缓慢，以保证压裂液的稳定性达到要求并适于铺置大量的支撑剂。

目前，适用于水基交联冻胶体系的破胶剂有三类：酸、酯和氧化剂。

(1) 氧化剂

氧化剂通过氧化交联键和聚合物链使交联冻胶破胶。

主要有：过硫酸铵、过硫酸钾、高锰酸钾(钠)，叔丁基过氧化氢，过氧化氢，重铬酸钾等化合物可产生[O]，使植物胶及其衍生物的缩醛键氧化降解，使纤维素及其衍生物在碱性条件下发生氧化降解反应。氧化反应依赖于温度与时间，并在多种pH 范围内有效。

如果油藏温度可充分地活化氧化剂，氧化反应不致影响到压裂液的稳定性，则氧化剂可有效地用作交联冻胶破胶剂。

这些氧化破胶剂适用温度为54~93℃，pH 范围在 3~7。当温度低于50℃，这些化合物分解慢，释放氧缓慢，必须加入金属亚离子作活化剂，促进分解。在温度100℃以上，分解太 快，快速氧化造成不可控制破胶速率。因此要根据油气层温度及要求的破胶时间慎重选用破胶剂。氧化剂适用于130℃以内。

(2) 酶破胶剂

常用的有淀粉酶、纤维素酶、胰酶、蛋白酶。淀粉酶可使植物胶及其衍生物降解，纤维

素酶可使纤维及其衍生物降解。酶的活性与温度有关，在高温下活性降低，适用于21~54℃的油气层，pH 值在 3.8~8 的范围，最佳pH 为 5。

酶在适用温度(60℃以内)下，可以将半乳甘露聚糖的水基冻胶压裂液完全破胶，并且能大大降低压裂液的残渣。但是现场使用酶破胶剂不方便，酸性酶对碱性聚糖硼冻胶的粘度有不良影响。植物胶杀菌剂会影响酶的活性，降低酶的破胶作用。

60℃以下常用的酶有α和β淀粉酶、淀粉糖甙酶、蔗糖酶、麦芽糖酶、淀粉葡萄糖苷酶、纤维素酶、低葡萄糖苷酶和半纤维素酶等。使用纤维素酶和半纤维素酶，当 pH 值为 2.5~8 时效果好，最好的pH 值是 5 左右，pH 值低于2 或高于 8.5 时酶破胶剂基本上不起作用。

目前人们也对各种压裂液在较宽使用温度范围内的聚合物专用酶的开展研究。据报道：辽河油田开发出一种广谱性β-酶，适用温度为20~70℃，pH 范围在 6.0~11.0。

(1) 潜在酸

如甲酸甲酯、乙酸乙酯、磷酸三乙酯等有机酯以及三氯甲苯、二氯甲苯、氯化苯等化合物在较高温度条件下能放出酸，使植物胶及其衍生物、纤维素及其衍生物的缩醛键在酸催化下水解断键。适用温度为93℃的油气层。

通常，酸破胶剂的作用是逐渐改变压裂液pH 值到一定范围，在此范围内压裂液不稳定，水解、或聚合物的化学分解发生。用于破胶剂的大部分酸是缓慢溶解的有机酸，当它们溶解时便影响溶液pH 值，要求pH 值变化的速率由初始缓冲液浓度、油藏温度和酸的浓度所决定。由于酸性能的变化(如：消耗于储层岩石的酸溶性矿物)，所以用酸作为水基交联压裂液破胶剂并不普遍。

(2) 胶囊破胶剂(延迟破胶技术)

破胶剂应用的最新发展是氧化剂中的胶囊包制技术。在胶囊包制的过程中，固体氧化剂用一种惰性膜包起来，然后膜层降解或慢慢地被其携带液所渗透，而将氧化剂释放到压裂液中。研究表明，使用胶囊破胶剂大大地提高了氧化破胶的适用性和有效性。

胶囊破胶剂利用保护膜的物理屏障作用阻止和控制破胶剂释放，施工完后即在压裂裂缝闭合时产生的巨大应力，使包覆层变形破裂而导致破胶剂释放。这种释放方式有以下几个显著特点：

①与时间、温度无关，地层裂缝闭合之前不会出现“逐渐破胶”过程而影响压裂液造缝粘度；

②破胶剂位于裂缝内释放而破胶降粘；

③可使用高的破胶剂浓度，压裂处理后破胶速度快，对地层损害小；

④适用范围广。

水基冻胶压裂液中破胶剂非常重要。如果冻胶破胶不彻底，还有一定粘度，势必造成返排困难，或者滞留在喉道中，降低油气层渗透率，影响压裂效果。

(3) pH 值调节剂(缓冲剂)

通常压裂液中使用缓冲剂是为了控制特定交联剂和交联时间所要求的pH 值。它们也能加速或延缓某些聚合物的水合作用。典型的产品有碳酸氢钠、富马酸、磷酸氢钠与磷酸钠的混合物、苏打粉、醋酸钠及这些化学剂的组合物。缓冲剂另一个更重要的功能是保证压裂液处于破胶剂和降解剂的作用范围内。前面已提到，某些破胶剂在pH 值超出一定范围时就不起作用。使用缓冲剂，即使是因地层水或其它原因的污染而改变pH 的趋势时，它仍能保持 pH 范围不变。

pH 值控制范围为1.5~14 的 pH 值控制剂有：氨基磺酸，1.5~3.5；富马酸，3.5~4.5；醋酸，2.5~6.0；盐酸，<3；二乙酸钠，5.0~6.0；亚硫酸氢钠，6.5~7.5；碳酸氢钠，10~14。

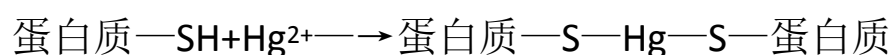
3.3.4.3 杀菌剂

微生物的种类很多，分布极广，繁殖生长速度很快，具有较强的合成和分解能力，能引起多种物质变质，如可引起瓜胶、田菁、植物溶胶液变质。

泵入地下的水基压裂液都应当加入一些杀菌剂，杀菌剂可消除贮罐里聚合物的表面降解。更重要的是，所选定的合适的杀菌剂可以中止地层里厌氧菌的生长。许多地层就是因硫酸盐还原菌的生长而变酸，该菌产生硫化氢而使地层原油变酸。杀菌剂应加到压裂液中，既可保持胶液表面的稳定性又能防止地层内细菌的生长。

(1) 重金属盐类杀菌剂

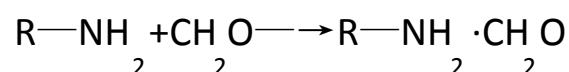
重金属盐类离子带正电荷，易与带负电荷的菌体蛋白质结合，使蛋白质变性，有较强的杀菌作用，如：



铜盐(硫酸铜)可以使细菌蛋白质分子变性，还可以和蛋白质分子结合，阻碍菌体吸收作用。

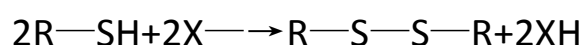
(2) 有机化合物类杀菌剂

酚、醇、醛等是常用的杀菌剂。如甲醛有还原作用，能与菌体蛋白质的氨基结合，使菌体变性。



(3) 氧化剂类杀菌剂

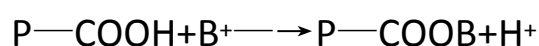
高锰酸钾、过氧化氢、过氧乙酸等能使菌体酶蛋白质中的巯基氧化成—S—S—基，使酶失效。



(4) 阳离子表面活性剂类杀菌剂

新洁尔灭(1227)高度稀释时能抑制细菌生长，浓度高时有杀菌作用。它能吸附在菌体的细胞膜表面，使细胞膜损害。

碱性阳离子与菌体羧基或磷酸基作用，形成弱电离的化合物，妨碍菌体正常代谢，扰乱菌体氧化还原作用，阻碍芽胞的形成，如：



应注意的是，阳离子表面活性剂能使油气层岩石转变成油润湿，使油的相对渗透率平均降低 40%左右，因此，除注水井外，最好不要使用阳离子表面活性剂类杀菌剂。

3.3.4.4 粘土稳定剂

能防止油气层中粘土矿物水化膨胀和分散运移的试剂叫做粘土稳定剂。砂岩油气层中一般都含有粘土矿物。砂岩油气层粘土含量较高，水敏性较快，遇水后水化膨胀和分散运移，堵塞油气层，降低油气层的渗透率。因此，在水基冻胶压裂液中必须加入粘土稳定剂，防止油气层中的粘土矿物的水化膨胀和分散运移。

实验研究和现场结果都表明，生产层中粘土和微粒的存在会降低增产效果。所含粘土百分率可能不如粘土类型和位置重要。高岭石，伊利石及绿泥石是砂岩储集层中最常见的粘土类型，这些粘土一般并不膨胀，特别是有氯化钾水溶液存在时。但是它们与少量的蒙脱石和特别不稳定的混层粘土间互分布时膨胀却十分常见。引入压裂液、或者温度、压力、离子环境的变化都可能引起沉积并迁移穿过岩石的孔隙系统。

由于微粒的迁移，它们可能桥架在狭窄的孔隙喉道上，严重地降低渗透率。渗透率一旦损伤，就必采取特别措施去修复这种伤害。渗透率损伤的另一种类型是粘土膨胀，它降低了地层的渗透率。因粘土膨胀和颗粒迁移而使地层伤害的敏感性取决于如下特征：(1)粘土含量；(2)粘土类型；(3)粘土分布；(4)孔隙尺寸和粒度分布；(5)胶结物质。如方解石、菱铁矿，或二氧化硅的含量和位置。用X射线衍射，扫描电镜及薄片鉴定可以评价伤害的敏感度。使用粘土稳定剂可以减轻伤害。

目前国内外在水基冻胶压裂液中使用的粘土稳定剂主要有两类：一类是无机盐如KCl、NH₄Cl等；另一类是有机阳离子聚合物如TDC、A-25等。

氯化钾(KCl)以提供充分的阳离子浓度防止阳离子交换而出现的浸析作用来阻止粘土颗粒

的分散，并保持粘土颗粒堆积的各层片晶呈凝结或浓缩状态KCl几乎不能阻止与低含盐量水 连续接触而引起的微粒迁移，也不能对此提供残余保护防止分散KCl是目前最常用的防膨剂。实际上，所有砂岩储层的施工设计都包含有KCl，甚至用于那些含粘土砂岩夹岩层的石灰储集层。

氯化铵一般不用于压裂作业中。

氯化钙的功能象 KCl 和氯化铵。在高含量硫酸盐或高碱性地层水存在时，它易于生成沉淀。但在高含量的甲醇 / 水溶液中，KCl和氯化铵的溶解度有限，而CaCl² 更有用。

因在水中稀释铝盐，特别是氯化铝会形成一种包含羟基联结基团的复杂有机聚合物。这些聚合物的高带电性使它们以不可逆的方式吸附在粘土表面上并能将粘土颗粒粘结在砂粒表面上。这种特殊的粘土稳定剂可以用在压裂施工的前置液中。

某些改进的聚胺具有两种功能：它们能提高KCl的粘土膨胀控制能力并阻止微粒的迁移。这些产品化学性地吸附于粘土颗粒上，使它们维持紧密或不分散状态，可用来防止在压裂和自喷时高流速引起的裂缝表面剥落和微粒的产生。这些产品缺乏聚合物粘土稳定剂的保护持久性，但它们不会堵塞孔隙空间通道。

聚合物粘土稳定剂是阳离子型的高分子聚合物，它能牢固地吸附在粘土表面。束缚它们并阻止任何微粒迁移或膨胀。需要小心使用，因为超量处理会堵塞孔隙空间。它们一旦放到适当的位置就相当持久，使用这些产品已获得某些成功，特别是与KCl联用。

聚合羟基铝溶液被紧紧地吸附在粘土矿物表面，可用于阻止颗粒迁移或粘土膨胀。要求对颗粒过分冲洗和较长的处理时间限制了它在增产方面的某些应用。

3.3.4.5 表面活性剂

表面活性剂(主要是非离子型和阴离子型表面活性剂)在压裂液中的应用很多，如降低压裂液破胶液的表面张力和界面张力，防止水基压裂液在油气层中乳化，使乳化液破乳，配制乳化液和泡沫压裂液等，推迟或延缓酸基压裂液的反应时间，使油气层砂岩表面水润湿，提高洗油效率，改善压裂液的性能等。

(1) 润湿剂

固体表面上的一种流体被另一种流体所取代的过程叫润湿。能增强水或水溶液取代固体表面另一种流体能力的物质叫润湿剂。

压裂液中常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如AEI910、OP-10、SPI69、796A、TA-1031 等，它们能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高油的相对渗透率。

(2)破乳剂

油井进行水基压裂时，水基压裂液与地层原油能够形成油水乳状液。由于原油中天然乳化剂附着在水滴上形成保护膜，使乳状液具有较高稳定性。乳状液的粘度能从几个厘泊到几千个厘泊不等。如果在井眼附近产生乳化，就可能出现严重的生产堵塞。

加入某些表面活性剂可以达到防乳破乳的目的。加入的表面活性剂能强烈地吸附于油/水界面，顶替原来牢固的保护膜，使界面膜强度大大降低，保护作用减弱，有利于破乳。

常用的油水乳状液的破乳液多为胺型表面活性剂，特别是以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，相对分子质量大有利于破乳。例如：AEI910、HD-3、JA-1031。表 3-12 是几种活性剂的破乳率比较。

表 3-12 几种活性剂的破乳率比较

浓度,% 破乳率,% 活性剂	0.0	0.0	0.1	0.2	0.30	0.40
	2	6	0	0		
1227	52	64	72	72	80	80
AEI69 —21	96	98	100	100	100	100

活性剂— I	48	80	92	100	100	100
活性剂— II	24	28	36	40	40	40
9108	28	40	68	88	100	100
8908	40	68	88	96	100	100
HD-3	80	96	100	100	100	100
OP—10	87	94	98	100	100	100

(3) 助排剂

①液阻与助排。液阻效应是指液珠通过毛细孔喉时变形而对液体流动发生阻力效应。阻力效应是可以迭加的，即当一连串的液珠堵住一连串的毛细孔时，流体流动所需克服总的阻力效应是液阻效应之和。水的表面张力是72mN/m，要使水珠变形流过砂粒间的毛细孔时，对流体流动产生的阻力效应较大。而表面活性水溶液的表面张力一般是30mN/m 左右，要使活性剂溶液的液珠变形通过砂岩粒间的毛细孔时，对流体产生的阻力效应较小，添加活性剂的压裂液易返排，可以减少对油气层的损害。

②常用的助排剂。常用的助排剂有：非离子含氟表面活性剂、非离子聚乙氧基胺、非离子烃类表面活性剂、非离子乙氧基酚醛树脂、乙二醇含氟酰胺复配物。理想的助排剂应具有对油气层的良好润湿性和减小油气层毛细管压力的特性。压裂液助排剂的加量一般为0.1%~0.15%较好。

(4)消泡剂

配液时加入稠化剂，表面活性剂和大排量循环，产生大量气泡，给配液带来困难，因此， 配液时必须加入消泡剂。常用的消泡剂有：异戊醇、斯盘-85、二硬酯酰乙二胺、磷酸三丁酯、 烷基硅油。烷基硅油的表面张力很低，容易吸附于表面，在表面上铺展，是一种优良的消泡剂。

3.3.4.6 降阻剂

压裂液粘度增加，管道摩阻和泵的马力损失也增加。为了有效地利用泵的效率，降低压裂液摩阻是非常必要的。

水基压裂液常用降阻剂有聚丙烯酰胺及其衍生物聚乙烯醇(PVA)。植物胶及其衍生物和各种纤维素衍生物也可以降低摩阻。

降阻剂在水基压裂液中降阻的原理是抑制紊液。水中加入少量高分子直链聚合物(聚丙烯酰胺)能减轻和减少液流中的漩涡和涡流，因而抑制紊流，降低摩阻。如果水中加入适量的聚合物降阻剂，可使泵送摩阻比清水摩阻减少75%。

3.3.4.7 降滤失剂

(1)降滤失剂的作用包括：

- ①有利于提高压裂液效率，减少压裂液用量，降低压裂液成本。
- ②有利于造成长而宽的裂缝，提高砂比，使裂缝具有较高的导流能力。
- ③减少压裂液在油气层的渗流和滞留，减少对油气层的损害。
- ④减少压裂液对水敏性油气层的损害。

(2)水基压裂液常用降滤失剂

粒径为 0.045~0.17mm(320~100目)的粉砂、粉陶、柴油、轻质原油和压裂液中的水不溶物都可以防止流体滤失。5%柴油完全混合分散在95%水相交联的高粘度冻胶中，它是一种很好的降滤失剂。5%柴油降低水基压裂液滤失的机理有：两相流动阻止效应、毛细管阻力效应和贾敏效应产生的阻力。

3.3.4.8 温度稳定剂

温度稳定剂用来增强水溶性高分子胶液的耐温能力，以满足不同地层温度、不同施工时间对压裂液的粘度与温度、粘度与时间稳定性的要求。冻胶压裂液的耐温性主要取决于交联

剂、增稠剂品种以及体系中各添加剂的合理搭配，温度稳定剂仅为辅助剂。常用的有：硫代硫酸钠、亚硫酸氢钠、三乙醇胺、Tween20等。

3.4 油基压裂液

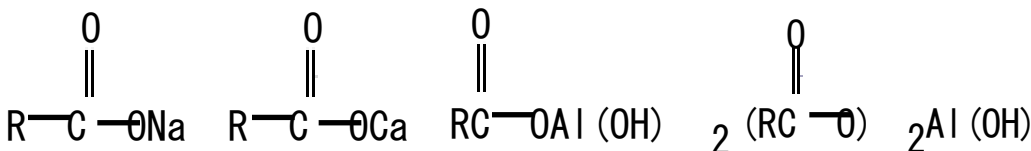
油基压裂液是以油作为溶剂或分散介质，与各种添加剂配制成的压裂液。

3.4.1 稠化油压裂液

将稠化剂溶于油中配制而成。常用的稠化剂有以下两类：

3.4.1.1 油溶性活性剂

常用的油溶性活性剂主要是脂肪酸盐(皂)，即：



其中脂肪酸根的碳原子数必须大于8。加量为0.5~1.0%(wt)

另一类是铝磷酸酯盐，其中： R 、 R' 是烃基， $m=1\sim3$ ， $n=2\sim0$ ， $m+n=3$ ，加量0.6%~1.2%(wt)。

目前普遍采用的是铝磷酸脂与碱的反应产物，这类稠化剂在油中形成“缔合”，将油稠化。

3.4.1.2 油溶性高分子

这类物质当浓度超过一定数值，就可在油中形成网络结构，使油稠化。

主要有：聚丁二烯、聚异丁烯、聚异戊二烯、 α 一烯烃聚合物，聚烷基苯乙烯，氢化聚环戊二烯、聚丙烯酸酯。

3.4.2 油基冻胶压裂液

3.4.2.1 配制方法

原油(成品油)+胶凝剂+活化液→溶胶液

水+ NaAlO_2 →活化液

溶胶液+活化液+破胶剂→油基冻胶压裂液

目前国内外普遍使用的油基压裂液胶凝剂主要是磷酸酯，其分子结构如图3-15所示：

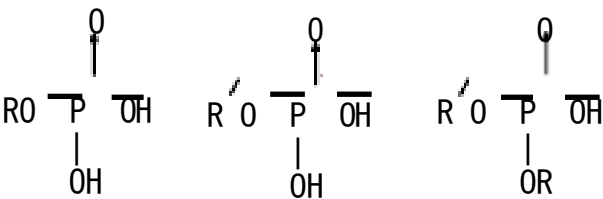
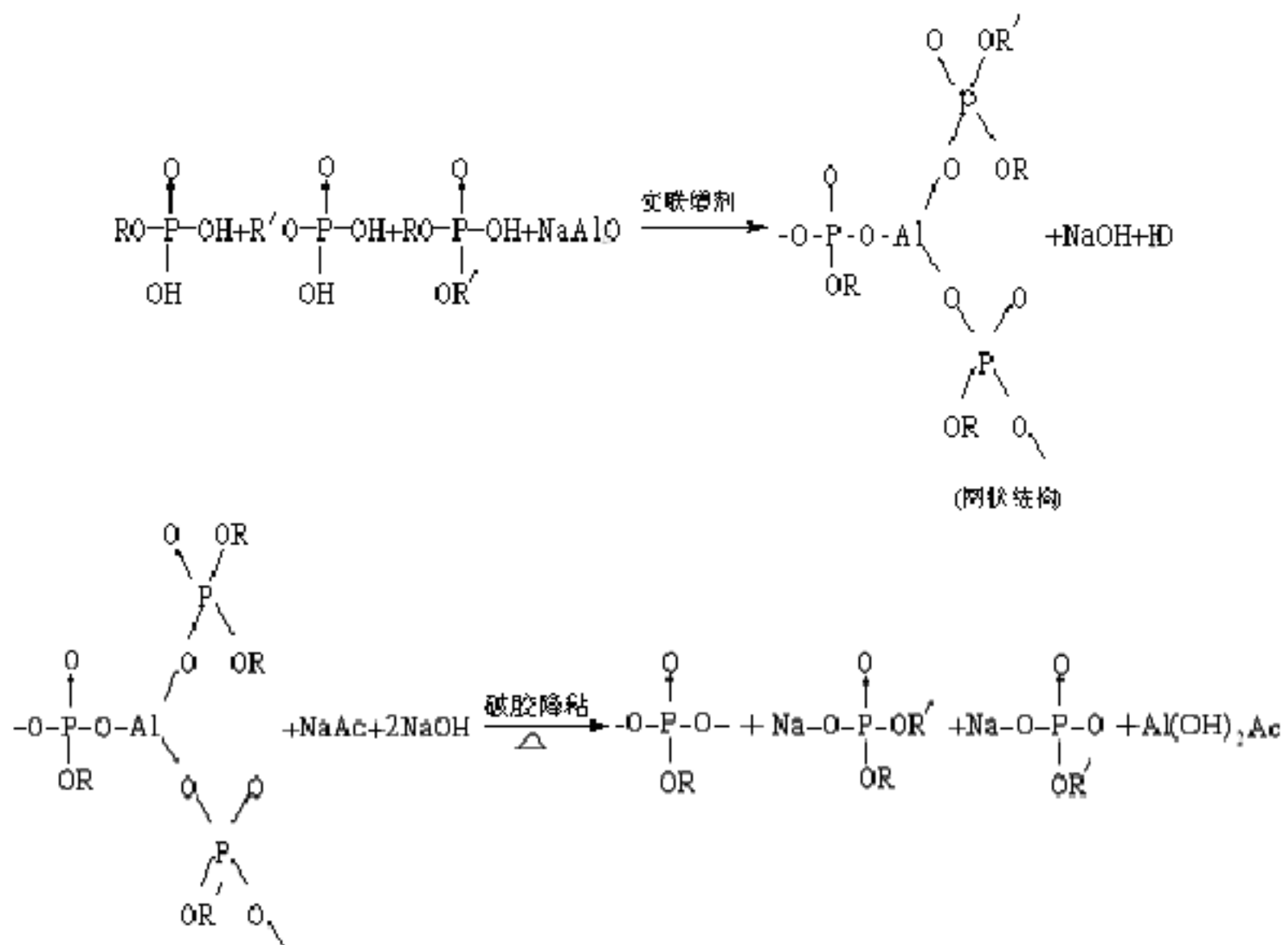


图 3-15 磷酸的分子结构
 R : C_{1-8} 的烃基; R' : C_{6-18} 的烃基

有机脂肪醇与无机非金属氧化物五氧化二磷生成的磷酸酯均匀混入基油中，用铝酸盐进行交联，可形成磷酸酯铝盐的网状结构，使油成为油冻胶。

油基冻胶压裂液中常用的交联剂 Al^{3+} (如铝酸钠，硫酸铝，氢氧化铝)， Fe^{3+} 以及高价过渡金属离子。

常用的破胶剂有碳酸氢钠，苯甲酸钠、醋酸钠、醋酸钾。油基冻胶压裂液交联增稠和破胶降粘机理如下：



(图中R为 $\text{C}_1 \sim \text{C}_8$ 的烃基，R' 为 $\text{C}_8 \sim \text{C}_{18}$ 的烃基)

磷酸酯铝盐油基冻胶压裂液是目前性能最佳的油基压裂液。其粘度较高，粘温性好，具有低滤失性和低摩阻。磷酸酯铝盐油冻胶需要用较大量的弱有机酸盐进行破胶。

磷酸酯铝盐油基冻胶压裂液适用于水敏、低压和油润湿地层的压裂。砂比可达30%。

3.4.2.2 油基压裂液基本特点

- (1)容易引起火灾；
- (2)易使作业人员、设备及场地受到油污；
- (3)基油成本高；
- (4)溶于油中的添加剂选择范围小，成本高，改性效果不如水基液；
- (5)油的粘度高于水，摩阻比水大；
- (6)油的滤失量大；
- (7)油的相对密度小，液柱压力低，有利于低压油层压裂后的液体返排，但需提高泵注压力；
- (8)油与地层岩石及流体相容性好，基本上不会造成水堵，乳堵和粘土膨胀与迁移而产生的地层渗透率降低。

油基压裂液适用于低压、强水敏地层，在压裂作业中所占比重较低。

3.4 泡沫压裂液

泡沫压裂液是由气相、液相、表面活性剂和其他化学添加剂组成。

泡沫压裂工艺是低压、低渗、水敏性地层增产、增注以及完井投产的重要而有效的措施。泡沫压裂技术始于20世纪60年代末期的美国。20世纪70年代随着对泡沫压裂机理和压裂设计理论研究的不断深入，泡沫压裂技术也得到了较快的发展1980年底，在美国东德克萨斯州成功地进行了几次大型泡沫压裂施工，泡沫液用量最大已达到2233m³，加砂530t。泡沫压裂使用井深现已超过3350m，施工最高压力可达69MPa。目前泡沫压裂在美国和加拿

大应用较多，到 1985 年美国已进行约3600 井次的泡沫压裂作业，约占总压裂井次的10%。近几年，国内的大庆、辽河等油田也开展了泡沫压裂的现场试验工作。

3.5.1 泡沫压裂液的组成

泡沫压裂液是一个大量气体分散于少量液体中的均匀分散体系，由两相组成，气体约占 70%，为内相，液体占 30%，为外相。因此，液相必须含有足够的增粘剂、表面活性剂和泡沫稳定剂等添加剂以形成稳定的泡沫体系。泡沫直径常小于0.25mm。

3.5.1.1 气相

泡沫压裂液的气相一般为氮气或二氧化碳气。目前最常用的是氮气。

3.5.1.2 液相

液相一般采用水或盐水。对高水敏地层可用原油、凝析油或精炼油。对碳酸盐地层可用酸类。

3.5.1.3 表面活性剂(发泡剂)

表面活性剂的作用是在气、液混合后，使气体成气泡状均匀分散在液体中形成泡沫。因此表面活性剂不仅影响泡沫的形成和性质，而且对压裂的成功与否至关重要。

泡沫压裂液中发泡剂的选择原则是：

- ①起泡性能强，注入气体后能立刻起泡；
- ②与基液各组分相溶性好；
- ③当压力释放时，气泡能迅速破裂；
- ④与地层岩石和流体配伍性好；
- ⑤使用浓度低，一般为流体的0.5%~1%；
- ⑥凝固点低，具有生物降解能力，毒性小；
- ⑦成本较低，来源广。

常用的表面活性剂及其特点如下：

①阴离子表面活性剂，常用的阴离子表面活性剂有硫酸酯和磺酸酯，如：正十二烷基磺酸钠。这种活性剂的特点是起泡性好、用量少，产生的泡沫质量高、稳定，而且结构好，特别适用于水基泡沫液。缺点是与阳离子添加剂(如粘土稳定剂、杀菌剂)不相容性，常引起泡沫质量下降和形成不溶沉淀物。

②阳离子表面活性剂，阳离子表面活性剂多数是用胺化物，如十六烷基三甲基溴化铵和季铵盐氯化物，它们能与大多数带正电荷的粘土稳定剂、杀菌剂、防腐剂都相容，而且它的表面活性具有双重作用，可降低粘土膨胀和酸的反应速度，适用于泡沫酸处理。

③非离子表面活性剂，非离子表面活性剂的适用范围最广，与其他各种添加剂相容性都较好，但形成的泡沫质量和稳定性较差。

3.5.1.4 泡沫稳定剂

泡沫液为热力学不稳定体系。当温度升高后，泡沫半衰期缩短，泡沫稳定性变差。故必须向体系内加入稳定剂以改善泡沫体系的稳定性。

泡沫稳定剂多为高分子化合物。按作用机理可分为两类：第一类是增粘型稳定剂。主要是通过提高基液的粘度来减缓泡沫的排液速率，延长半衰期，从而提高泡沫的稳定性，属于这类的稳定剂有 CMC、CMS 等。第二类稳定剂主要作用不是增粘而是提高气泡薄膜的质量，增加薄膜的粘弹性，减小泡沫的透气性从而提高泡沫的稳定性，属于此类的稳定剂有EC。将这两类稳定剂复配使用可获得最佳效果。

3.5.1.5 发泡剂和稳定剂加量的选择

(1)发泡剂加量的选择

随着发泡剂加量的增大，溶液的表面张力下降，在发泡剂的浓度达到临界胶束浓度之前下降幅度很大；大于临界胶束浓度之后，下降幅度减小，其规律见图3-16。

与溶液表面张力的情况相反，当泡沫质量不变时，泡沫粘度随发泡剂浓度增大而增大。

但其变化规律与表面张力有相似之处。即在临界胶束浓度之前泡沫粘度增加快，而在大于临界胶束浓度之后，泡沫粘度上升慢，如图3-17所示情况。

兼顾泡沫体系的发泡能力和泡沫稳定性，发泡剂的加量一般以稍大于临界胶束浓度为最佳。

(2)稳定剂加量的选择

稳定剂除改善泡沫稳定性外，还影响体系的发泡能力。当稳定剂加量过高时，虽然其稳泡效果好，但却使体系的发泡能力下降。因此，确定稳定剂加量时应根据施工条件，在满足泡沫体系稳定性的前提下尽量少加稳定剂。

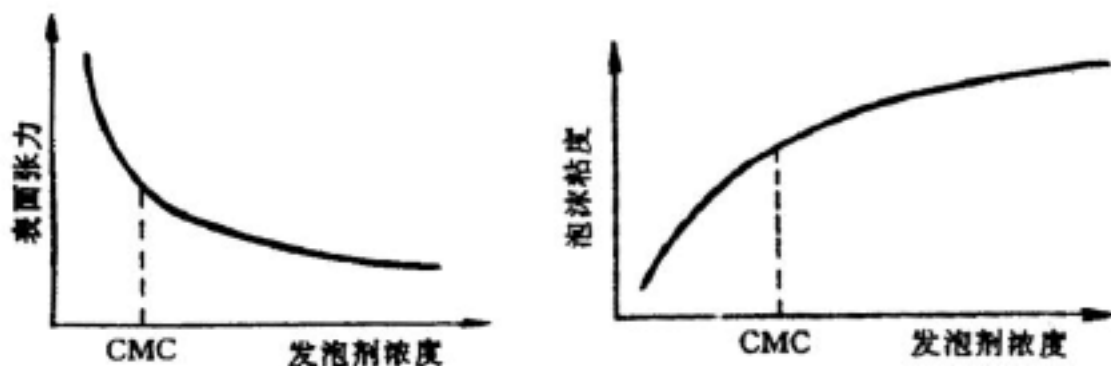


图 3-16 发泡剂浓度-表面张力关系示意图 图 3-17 发泡剂浓度-泡沫粘度关系示意图(泡沫质量恒定)

3.5.2 泡沫压裂液的性能及表征

3.5.2.1 泡沫质量

指气体体积占泡沫总体积的百分数。以 $\Gamma(\%)$ 表示。

在一定温度和压力下，泡沫质量 Γ 与充气的气体体积 V_g 、基液体积 V_t 和泡沫体积 V_f 有如下关系即：

$$\text{泡沫质量 (气含率) } \Gamma = \frac{\text{泡沫中气体体积}}{\text{泡沫总体积}} \times 100\%$$

$$\Gamma = \frac{V_g}{V_g + V_t} \times 100\%$$

在压裂时的井底压力和温度下，泡沫质量一般是60%~85%。

3.5.2.2 泡沫半衰期

泡沫性能测量方法很多，如：气流法、搅动法、罗迈-迈尔斯法，一般用半衰期来表征泡沫的稳定性。它是指泡沫基液析出一半所需的时间，以 $t_{1/2}(\text{min})$ 表示。

泡沫半衰期 $t_{1/2}$ 的确定是以泡沫压裂液在施工泵注过程中几乎完全不失水而能将支撑剂顺利带入地层深处为原则。常根据施工规模和泵注排量确定适宜的泡沫半衰期。

3.5.2.3 泡沫粘度

指泡沫在一定温度和一定剪切速率下流动的内摩擦力。以 $\alpha(\text{mPa} \cdot \text{s})$ 表示。

在压裂时的井底压力和温度下，泡沫质量一般是60%~85%，这时粘度可用下式计算：

$$u_f = u_b (1.0 + 4.5 F_f)$$

式中： u_f ——泡沫粘度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；

u_b ——基液粘度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；

F_f ——泡沫质量(无因次)。

在完全层流下，泡沫的流变性近于宾汉塑性体，其粘度可用下式计算：

$$\tau = \tau_y + \mu_p \dot{\gamma}$$

式中： τ ——剪切应力， Pa ；

τ_y ——屈服应力， Pa ；

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：
<https://d.book118.com/966242100014010121>