

The Improvement and Promotion of Cross-Linked Water Clean Fracturing Fluid Technology

Zhiying He, Ting Liu, Rong Xiang, Xiaolin Liu

Oil Production Plant NO.2, Changqing Oilfield Company, Qingcheng
Email: 68874389@qq.com

Received: Apr. 23rd, 2013; revised: May 24th, 2013; accepted: Jun. 3rd, 2013

Copyright © 2013 Zhiying He et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Abstract: Crosslinked water clean fracturing fluid is a new fracturing fluid system. After Changqing Longdong Oilfield Triassic oil well test succeeded, we optimized the formulation, extended the trial in the Jurassic oil wells, and finally obtained a better effect. This provided a new increase approach for the transformation of low and ultra-low permeability reservoir.

Keywords: Cross-Linking Water; Clean Fracturing Fluid; Damage

交联水清洁压裂液技术的完善与推广

何志英, 刘 亭, 向 蓉, 刘小林

长庆油田公司第二采油厂, 庆城
Email: 68874389@qq.com

收稿日期: 2013年4月23日; 修回日期: 2013年5月24日; 录用日期: 2013年6月3日

摘 要: 交联水清洁压裂液是一种新的压裂液体系, 在长庆陇东油田三叠系油井试验取得成功后, 通过进一步优化配方, 在侏罗系油井推广试验, 取得了较好的效果, 为低渗、特低渗油藏的改造增加了一个新的增产途径。

关键词: 交联水; 清洁压裂液; 伤害

1. 引言

陇东油田主力生产油田多是低渗油田, 储层的物性较差, 非均质性严重, 且由于注水开发, 导致大部分储层均面临结垢问题, 酸化措施仅能对近井地带进行改造, 压裂能突破堵塞但又无法解除堵塞, 因此需要开发功能性产品达到多元的使用要求。胍胶压裂液作为低渗油田增产的主要流体已得到普遍的应用, 但是随着油田开发的深入, 储层的物性已接近可开采的极限, 胍胶压裂液的残渣、水不溶物和破胶的不稳定性以及复杂的配液环节, 已明显制约了油田高效快速开发, 因此需要开发新的压裂液体系。

交联水清洁压裂液是一种全新的清洁压裂液体

系, 其主要成分液态交联剂遇水混合即可快速交联携砂, 不需添加新设备可实现连续混配作业, 遇原油和地层水即可破胶; 压裂液可选择携带不同类型和浓度的酸液; 具有无残渣、低伤害和可采用压后不抽汲排液投产等技术特色。可有效解除储层内的结垢, 优化铺砂剖面, 提高改造效果。在陇东三叠系和侏罗系油藏压裂改造中应用, 均取得了较好的应用效果, 满足对储层低伤害、油田高效快速开发的技术要求, 具有广阔的应用前景。

2. 压裂液伤害机理研究

2.1. 压裂液发展现状^[1]

压裂作为油气藏的主要增产措施已得到迅速发

展和广泛应用, 压裂液是压裂技术的重要组成部分。目前, 国内外最常使用的压裂液为水基压裂液, 其大致可分为 3 种类型: 天然植物胶压裂液、纤维素压裂液、合成聚合物压裂液。

随着水力压裂技术的进步, 为使支撑剂远离井眼达到深穿透, 国外从 60 年代末就开始使用高粘度的交联压裂液。交联压裂液的发展, 保证了高温深层压裂施工的成功。但是如果压裂液在地面交联, 施工时以高速进入管线和通过炮眼, 高速剪切仍然会造成严重的剪切, 产生永久的粘度损失。因此, 在 80 年代, 水基压裂液一个显著的发展是采用了延迟交联技术。这使得压裂液可产生较高的井下粘度和更好的施工效率。近年在陇东油应用的压裂液主要为胍胶压裂液。

2.2. 压裂液微观伤害机理研究^[2]

压裂液对地层的伤害是由滤液、滤饼、水不溶物以及温度压力等多种原因所引起的, 室内试验模拟压

裂过程, 对这些伤害因素的伤害机理和伤害程度进行了微观模拟试验、岩心实验及配伍性实验研究, 以增强对这些问题的进一步认识。

2.2.1. 压裂液滤液伤害研究

西峰油田长 8 储层的润湿性为中性 - 弱亲油储层, 决定了压裂液滤液返排的困难, 实验研究表明, 西峰油田的压裂液水堵伤害, 岩心渗透率恢复率最低为 21.8%, 平均 53.4%(如表 1 所示), 随着返排时间的延长, 水堵伤害在一定程度上可以得到解除。使用助排剂(表面活性剂)可有效降低压裂液的水堵伤害。实验表明, 表面活性剂对解除水堵有一定的效果。微观实验结果表明, 表面活性剂在一定程度上可以改变岩石的润湿性, 在镜下可以看到孔隙表面的部分油膜被洗掉(如表 2 所示)。

2.2.2. 压裂液残渣伤害微观研究

根据储层岩石学研究成果表明, 长 8 储层渗透率贡献最大孔喉半径主要分布在 0.4~4.00 μm 之间, 平

Table 1. Fracturing fluid water blocking damage experiments

表 1. 压裂液水堵伤害实验结果

井号	岩心号	空气渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度(%)	岩心伤害恢复率(%)	岩心放置一周后岩心伤害恢复率(%)
X15	6-63/245	3.63	9.65	100%	100%
X16	7-116/214	2.27	10.3	27.9	74.2
X19	4-74/200	2.09	9.33	66.8	93.1
X17	3-62/202	1.87	7.78	70.4	99.4
X13	3-108/228	0.478	9.10	33.4	70.1
X18	3-102/228	0.219	5.59	21.8	65.8
平均				53.4	83.6

Table 2. Surfactants reduce the water blocking damage experiments

表 2. 表面活性剂降低水堵伤害实验结果

井号	模型号	空气渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度(%)	伤害恢复率(%)	表面活性剂
X17	X173-62	1.87	7.78	66.1	阴离子氟碳
X17	X173-98	1.28	8.98	44.7	CF—5A
X16	X167-116	2.24	9.57	90.4	CF—5M
X13	X133-108	0.534	9.471	30.2	ABSN
X19	X194-74	2.09	9.33	31.9	非离子氟碳
X15	X156-63	3.97	10.15	73.8	CF—5B + 非离子氟碳
X15	X156-63	3.97	10.15	73.8	CF—5B + 非离子氟碳
X15	X156-631	3.97	10.15	84.2	CF—5E
X15	X156-632	3.97	10.15	99.2	CF—5N

均 1.38 μm。由于储层喉道为缩径喉道，易被堵塞，所以粒径小于 2.67 μm 的固相颗粒易侵入油层，造成颗粒堵塞。因此研究压裂液残渣和压裂液携带的微粒对储层造成的伤害。

显微镜下观察表明，在储层岩石的表面，可以形成一层絮状物，表明压裂液残渣有些没有进入孔喉。但由于西峰长 8 储层孔喉较大，压裂液残渣还是有些能进入储层，造成孔喉堵塞。实验结果如表 3。两块模型的实验结果表明，压裂液残渣对西峰长 8 储层存在一定的伤害，平均伤害率为 25.7%。

2.3. 普通压裂液体系存在的不足

目前国内外各油田广泛的应用的普通水基压裂液体系，取得良好的增产效果。但经过多年的现场应用其不足越来越明显：

1) 胍胶压裂液保证了高温深层压裂施工的成功，但压裂液在地面胶联，施工时高速进入管线和通过炮眼，高速剪切会造成严重的剪切降解，产生永久的粘度损失^[3]。

2) 压裂液化合物链与链之间交联链连接，形成体型结构，破胶不完全，且破胶后残渣残留在裂缝内，严重的降低支撑剂充填层的渗透率，伤害产层，导致压裂效果变差^[3]。

3) 交联压裂液破胶不完全，造成填砂压裂井冲砂冲不动，延长作业时间，增加作业成本。

4) 目前陇东油田应用的胍胶压裂液体系，水不溶物含量高(二级品以上的瓜胶国标要求水不溶物含量必须小于 12%，水不溶物是破胶后残渣的主要来源，这一指标意味着，1 m³ 压裂液在地层破胶后将生成 0.6 kg 的残渣，配制 30 m³ 压裂液将产生 18.0 kg 残渣)，对地层的二次伤害大^[4]。

3. 交联水清洁压裂液技术研究

所有的胍胶压裂液体系中，并不能解决胍胶的水

Table 3. Fracturing fluid residue damage experiments on reservoir
表 3. 压裂液残渣对储层的伤害实验结果

井号	模型号	空气渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 (%)	压裂液伤害后渗透率恢复率(%)
X15	X156-631	3.97	10.15	89.9
X15	X156-632	3.97	10.15	58.6
平均				74.3

不溶物问题，低伤害胍胶对油层的伤害率也在 18% 以上，对低压、特低渗油藏的伤害程度更大。随着油田的开发难度加大，在储层改造方面，就压裂液而言，一直在追求低 - 无 - 负伤害、易返排、携砂性能好、施工方便、成本低等性能。

目前，国内外已大面积推广应用清洁压裂液，但存在破胶困难、配液难度较大、乳化伤害和润湿反转伤害等方面存在缺点。交联水清洁压裂液是在在清洁压裂液的基础上开展的，经过 2 年的基础研究，创新了传统的清洁压裂液，其基本组成为特殊的表面活性剂、复合酸、控制剂和稳定剂，是一种液态混合物，稠化后不含任何水不溶物。与水混合即可快速交联携砂，遇原油和地层水即可破胶；压裂液可以携带不同类型和浓度的酸液；由于该压裂液属于低伤害无残渣压裂液，长期滞留储层对产能影响较小，有效降低压裂液对储层的伤害。

3.1. 成胶与破胶机理

交联水清洁压裂液主要成分为多种特殊表面活性剂的复合体，该复合液应用了物质分子力间的相互牵制或依附关系，使复合体成为液态透明状物质，即稠化剂。当该稠化剂接触到水溶液后，表面活性剂分子在极性物质影响下快速得到释放和扩散，聚集形成蠕虫状胶束。特殊有机离子的存在平衡体系和胶束电荷，使胶束成长，聚集体变得更细长。体系中的一种盐可使变长的蠕虫状胶束将相互缠结，从而在体系中形成犹如均匀絮凝体似的空间网状结构，从而形成冻胶体。

该冻胶体系中，表面活性剂与盐的分子间主要存在物理作用，不象胍胶等聚合物压裂体系中的组分是以化学作用相互连接，故表活剂压裂液冻胶遇适量地层水和油气时，会引起表活剂与盐的分子间作用距离增加，蠕虫状胶束的相互缠结状态受到破坏，甚至蠕虫状胶束解体成简单胶束，这些皆使冻胶体系产生自动破胶。

3.2. 技术特点

交联水清洁压裂液主要针对特低渗油藏改造研发的压裂液体系，除了该压裂具有遇油破胶的性能，同时，该压裂液又添加了一种温控破胶的活性物质，

该物质的加入量可以实现压裂液在不同温度下的粘度，同时在一定矿化度的水中也可以实现破胶。这些液体性能具有以下增产优势。

- 1) 无固相，不含任何水不溶物；
- 2) 裂缝壁面不形成滤饼。

滤饼的存在使岩心渗透率降低了 30%左右，而刮去滤饼后岩心渗透率可以恢复 25%左右。清洁压裂液破胶后无残渣，也就不存在裂缝壁面形成滤饼的问题。

3) 压裂液破胶彻底

交联水清洁压裂液在井温恢复到油层温度后，或遇油后，温度或亲油性有机物将被胶束增溶，线性胶束将会分离或断裂，最终将崩解成为较小的球形胶束，冻胶破解，形成粘度很低的水溶液。所以，压裂液在裂缝中温度升高或接触到地层原油或天然气便会破胶；或遇地层水，被地层水稀释很多倍后，液体达不到最低的活化浓度，压裂液被稀释而呈低粘液体，破胶后粘度<3.0 mPa·s。

4) 防止粘土膨胀

该压裂体系对粘土有很好的稳定作用，防止粘土

膨胀率大于 80%以上。在 PH5-6 条件下，由于氢离子可防止粘土内的 Ca²⁺、Mg²⁺、K⁺、Na⁺离子运移，因此更加强了粘土的稳定性。

5) 利于返排

该压裂体系应用温度、无机盐和原油破胶。根据西峰油田井深条件，该压裂液设定破胶温度为 50℃，即裂缝温度在 50℃时，压裂液 10 min 粘度低于 20 mPa·s，当地层含有原油时，10 min 可彻底破胶。在室温 18℃下返排破胶液粘度为 3.4 mPa·s，破胶液表面张力和界面张力分别为 28.6 mN/m 和 0.37 mN/m。在井温超过 60℃下，破胶液表面张力和界面张力分别为 25.0 mN/m 和 0.13 mN/m，这样的低表面张力有利于破胶液的返排。

3.3. 压裂液性能评价

3.3.1. 岩心伤害评价

交联水清洁压裂液对于长 2、长 3、长 4 + 5、长 6 和长 8 储层有较强的适应性，其可选择携带的酸液能有效改善裂缝的导流能力，相对于常规的胍胶体系具有技术优势(见表 4~6)。

Table 4. C8 reservoir damage evaluation (Acids: 2.5%Complex acid + 1.0%YJF + 0.5%DP-1 + 0.1%NMS)
表 4. 长 8 储层伤害评价(酸液配方: 2.5%复合酸 + 1.0%YJF + 0.5%DP-1 + 0.1%NMS)

井号	层位	岩心编号	岩心长度 cm	孔隙度%	渗透率 md	油驱渗透率 md	伤害率%	试验块数
庄 X	长 8	17-85-86/161-1	4.084	15.15	1.677	0.740	5.8	1
		17-85-86/161-2	3.956	14.03	0.522	0.219	6.3	1
		17-85-86/161-5	4.452	14.43	0.902	0.428	0	1
		17-85-86/161-6	4.324	13.72	0.511	0.270	0	1
西 Y	长 8	118	2.58	8.72	0.1432	饱和盐水	19.0	1
		117	2.59	8.37	0.1432	饱和盐水	13.7	1

Table 5. C6 reservoir damage evaluation (Acids: 2.0% Complex acid + 0.5%FHN + 0.5%DP-1 + 0.1%NMS)
表 5. 长 6 储层伤害评价(酸液配方: 2.0%复合酸 + 0.5%FHN + 0.5%DP-1 + 0.1%NMS)

井号	层位	岩心编号	岩心长度 cm	孔隙度%	渗透率 md	油驱渗透率 md	驱替体积(ml)	伤害率%
Y134-22	长 6	1-2-38-1	4.287	9.6	0.233	0.084	32.5	10.1
		1-2-38-2	4.512	9.5	0.115	0.069	30.0	11.4
		1-2-38-3	4.262	9.4	0.120	0.053	28.0	9.8
		1-2-38-4	4.182	9.9	0.220	0.074	31.0	10.6
		1-15-38-1	3.332	10.9	0.266	0.069	41.5	11.3
		1-15-38-2	3.272	11.2	0.310	0.082	47.6	7.4
Q90-891		4-10	5.60	12.3	1.309	0.459	52.6	12.0

Table 6. C2 reservoir damage evaluation (Acids: 3%HCl + 1.0%Complex acid + 0.1%NMS)
表 6. 长 2 储层伤害评价(酸液配方: 3%HCl + 1.0%复合酸 + 0.1%NMS)

井号	层位	岩心编号	岩心长度 cm	孔隙度%	渗透率 md	油驱渗透率 md	伤害率%
H102		1-88-66-1	3.121	13.8	0.816	0.54	5.5
		1-88-66-2	3.253	13.8	0.827	0.53	3.0
		2-95-33-1	2.888	15.6	1.963	1.247	1.2
		2-95-33-2	2.733	15.9	1.929	1.267	0.5
		3-44-29-1	3.976	18.2	88.918	73.219	-3.0
H105	长 2	3-44-29-2	4.109	18.2	90.160	75.632	-5.0
		3-44-35-1	3.937	18.9	152.197	147.25	-12.1
		3-44-35-2	4.032	19.0	147.537	138.56	-5.1
S430		2-35-6-1	3.750	14.2	5.167	2.361	10.5
		2-35-6-2	3.748	14.0	5.219	3.254	8.5
		2-35-33-1	4.010	14.6	7.909	5.927	6.6
		2-35-33-2	3.926	14.5	7.720	4.687	3.6

对长 6 岩心伤害评价试验(采用定压驱替), 初始伤害(伤害后 4 小时驱替)62%, 随驱替时间增加, 渗透率逐步提高, 驱替 480 小时后, 伤害率降低到 7.4%。

岩心试验结果表明: 长 2 伤害率低于 10%, 渗透率大于 20 mDc 为负值; 长 3、长 4 + 5 为改善或部分改善; 长 6 伤害率低于 10%。长 8 伤害率(低于 10%)远低于胍胶(20%以上)。

3.3.2. 破胶性能评价

交联水清洁压裂液遇油后, 亲油性有机物将被胶束增溶, 线性胶束将会分离或断裂, 最终将崩解成为较小的球形胶束, 凝胶破解, 形成粘度很低的水溶液。所以, 压裂液在裂缝中接触到地层原油或天然气便会破胶; 或遇地层水, 被地层水稀释很多倍后, 液体达不到最低的活化浓度, 压裂液被稀释而呈低粘液体, 破胶后粘度小于 5.0 mPa·s 左右。

常压下不同温度, 利用华池长 6 层原油进行破胶试验

配方: 3.1%ACF-1 + 2.0%复合酸 + 1.5HSJ-1%

破胶时间: 指压裂液破胶后的粘度小于 5.0 mPa·s 的时间

由表 7 可看出, 随着温度的升高, 体系相同条件下破胶所需时间大大减少, 在低温情况下, 为实现快速破胶(约 1 h), 需要原油量大约 1%~5%左右, 而在温度略高的情况下(30℃), 只需 1.0%以内的原油就可

Table 7. Breaking test
表 7. 破胶试验

温度(℃)	原油加入比例	破胶时间(小时)
30	5.0%	0.1
	1.0%	1.0
	0.5%	2.0
	0.1%	18
40	5.0%	0.1
	1.0%	0.5
	0.5%	1.0
	0.1%	13
50	5.0%	0.1
	1.0%	0.3
	0.5%	0.8
	0.1%	8
60	5.0%	0.05
	1.0%	0.2
	0.5%	0.5
	0.1%	2

以, 当温度达到 60℃时, 0.5%的原油就可以使该压裂液体系在 0.5 h 内完全破胶。整体而言, 交联水清洁压裂液具有良好的遇原油破胶能力, 可实现措施过程中的自动破胶功能。

3.3.3. 携砂性能及流变性评价

1) 对比沉砂评价

室内试验了交联胍胶和交联水清洁压裂液分别对石英砂的携砂性能。

胍胶配方：0.35%胍胶+0.3%CF-5B+0.3%CHJ-95+0.05%COG-285+0.1%BE-2

交联液：0.4%硼砂+0.4%过硫酸铵

交联水清洁压裂液配方：3.1%ACF-1+2.0%复合酸+1.5HSJ-1%

由表8可看出，随着砂比的提高，交联胍胶的悬砂时间略有降低，而交联水清洁压裂液的悬砂时间呈线性增大，40℃以内其静态悬砂时间略大于胍胶压裂液，超过50℃其静态悬砂时间略低于胍胶压裂液但仍满足施工要求。

2) 流变性试验

室内分别评价了三个不同温度下的耐温耐剪切性能，配方为3.1%ACF-1+2.0%复合酸+1.5HSJ-1%。试验结果表明(如图1)，体系能够满足70℃以下的储层加砂压裂需要。

从图1可看出，温度为30℃时，配方3.1%ACF-1+

2.0%复合酸+1.5HSJ-1%的水溶液的连续剪切粘度保持在100 mPa·s以上，完全满足现场施工加砂要求。随着温度的升高，体系粘度下降明显，当温度为50℃时，粘度在50 mPa·s左右，170-s下剪切一个小时粘度不变，说明交联水清洁压裂液具有良好的抗剪切性能。

3.3.4. 吸附性能评价

所有的清洁压裂液体系都存在砂粒表面吸附问题。通过一些特殊的物质可解决该体系的吸附问题，这些物质在交联水压裂液体系的应用，基本解决了吸附伤害问题。一种方法是直接在交联水中添加配合物来消除吸附的影响，如表9。

通过表9可看出，配合物1在相同浓度情况下，对交联水的解吸率大，最高解吸率达88.02%，大大削弱了体系在砂岩上的吸附问题。吸附问题在随后的采油生产中会自身解除。

另一种方法是在压裂过程中的前置液添加牺牲剂，这些牺牲剂在砂岩表面产生预吸附，可有效阻止压裂液体系中的表面活性剂对储层的吸附伤害，试验数据如表10。

由表10可知，当前置液中牺牲剂浓度达到20 g/L以上时，可使表面活性剂的吸附率下降90%以上。

Table 8. Two systems under different sand ratio of suspended sand time and temperature relationships
表8. 不同砂比下两种体系的悬砂时间与温度关系

温度(℃)	压裂液类型	砂比			
		10%	20%	30%	40%
40	胍胶交联液(min)	27	28	27	26
	交联水(min)	29	35	34	78
50	胍胶交联液(min)	16	16	15	14
	交联水(min)	11	12	11	11

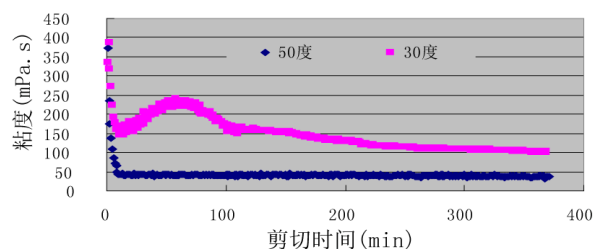


Figure 1. Curve: rheological properties (50°C, 170-s)
图1. 体系50℃, 170-s流变性能曲线

Table 9. Complexes with different concentration on the effect of cross-linking water adsorption on the sandstone
表9. 不同浓度配合物对交联水在砂岩上吸附量的影响

配合物浓度 mg/L	配合物 1			配合物 2		
	压裂液浓度 mg/L	吸附浓度 mg/L	解吸率%	压裂液浓度 mg/L	吸附浓度 mg/L	解吸率%
0	1179.41	11.60	0.00	1179.41	11.60	0.00
50	1334.09	5.14	53.28	1295.42	6.96	40.00
70	1403.09	1.55	86.64	1353.42	4.46	61.55
100	1434.63	1.39	88.02	1372.76	3.87	66.63
150	1434.63	1.39	88.02	1372.76	3.87	66.63

Table 10. Sacrificial agent with different concentration on the effect of cross-linking water adsorption on the sandstone
表 10. 不同浓度牺牲剂对交联水在砂岩上吸附量的影响

牺牲剂浓度 (g/L)	压裂液浓度 (mg/L)	吸附浓度 (mg/L)	解吸率 (%)
0	1352.15	12.16	0.00
5	1331.25	8.47	30.35
10	1355.79	5.16	57.57
20	1368.47	1.20	90.13
30	1347.69	1.19	90.24

3.3.5. 水锁伤害评价

水锁问题一直是困扰水基压裂液的一个重要难题，特别是在低渗油气田，随着作业过程外来流体的侵入，有些储层甚至会因此造成永久性伤害。消除水锁的最主要的方法就是降低作业流体的表面张力，为此，室内筛选了一种表面活性剂 X 和一种有机溶剂 Y 复配来达到降低体系表面张力的目的。实验如表 11。

从试验测量数据可看出，表面活性剂 X 和有机溶剂 Y 复配后加入交联水清洁压裂液体系后，能显著降低体系的表面张力，这对减小水锁伤害，提高残液返排率都很有帮助，根据实验确定加入 X 和 Y 分别是 300 mg/L 和 20 g/L。在 60℃ 下，表面张力下降 10%。

3.3.6. 耐矿化度评价

交联水清洁压裂液需要现场即混即配，水质情况的好坏直接影响体系的性能，因此需要对体系进行耐矿化度试验，结果如下：

表 12 分别检测了单个无机盐和复合的无机盐对体系粘度的影响，从结果来看，不论是单个无机盐还是复合的无机盐都对体系的粘度影响不大，而且 Na⁺ 和 Ca²⁺ 离子对体系粘度有增强作用。总之，交联水清洁压裂液有良好的耐矿化度的性能，只要水中不含大量的原油和其它有机组分就可以满足施工要求。

3.3.7. 润湿性评价

因为此压裂液体系全系表面活性剂复配而成，所以对储层的润湿性影响是一个衡量压裂液体系是否完善的重要指标。

室内实验检测方法是测量该压裂液的润湿角改变，以此判断润湿性改变程度，试验如表 13。

从试验结果可看出，交联水清洁压裂液虽然改变

了亲水表面的润湿性，但是改变润湿角度不大，在 20℃ 之内，并没有形成润湿反转，所以该压裂液在作业过程中不会对储层形成润湿反转伤害。

3.3.8. 粘土防膨性能评价

交联水清洁压裂液本身含有阳离子表面活性剂，对粘土有很好的稳定作用，单纯的阳离子表面活性剂防止粘土膨胀率可达 83% 左右(见表 14)。在酸性条件下，由于氢离子可防止粘土内的 Ca²⁺、Mg²⁺、K⁺、Na⁺ 离子运移，因此更加强化了粘土的稳定性。

Table 11. Complexes with different concentration on the effect of cross-linking water surface tension
表 11. 不同浓度配合物对交联水表面张力的影响

交联水酸性 清洁压裂液	表面张力(mN/m), 常温			
	0 mg/L(X) + 0 g/L(Y)	100 mg/L(X) + 20 g/L(Y)	300 mg/L(X) + 20g/L(Y)	500 mg/L(X) + 20 g/L(Y)
长 8 新井配方	31.26	29.31	28.70	28.50
0.3 mD 配方	31.01	29.05	28.02	27.95

Table 12. The relationship between cross-linking water clean fracturing fluid viscosity and degree of mineralization
表 12. 交联水清洁压裂液粘度与矿化度的关系

添加物	浓度均为 2%，温度 40℃					
	-	KCl	NaCl	CaCl ₂	MgCl ₂	ZnCl ₂
粘度(mPa·s)	79.5	82.3	86.5	105.6	88.5	75.1
添加物	AlCl ₃	KCl	NaCl	CaCl ₂	MgCl ₂	ZnCl ₂
浓度	0.2%	0.5%	0.4%	0.4%	0.3%	0.2%
粘度(mPa·s)	88.6					

Table 13. Fracturing fluid on the hydrophilic surface wettability changes
表 13. 压裂液对亲水表面润湿性的改变

交联水清洁压裂液	润湿角(20℃)
清水	10
长 8 新井配方	28
0.3 mD 配方	22

Table 14. Solid free temperature gel-breaking anti-swell experiment
表 14. 无固相温控破胶液防膨试验

体系类别	膨胀时间(h)/膨胀量(mm)						
	1	2	3	4	5	6	7
岩芯/蒸馏水	0.040	0.049	0.058	0.062	0.076	0.076	0.076
岩芯/破胶液	0.001	0.001	0.004	0.005	0.006	0.008	0.008

7 h 的岩芯膨胀量为 0.006 mm, 防膨率达到了 89.4%, 能够有效预防改造后储层的粘土膨胀和运移。

3.3.9. 滤失性能评价

由于交联水清洁压裂液具有低粘高弹的特点, 因此其滤失系数应大于普通的胍胶, 采用温控高压滤失仪评价交联水清洁压裂液的滤失系数, 数据如表 15。通过对上表的分析得出, 随着温度的升高, 体系滤失系数增大, 整体而言, 交联水清洁压裂液已经能满足施工要求。

3.3.10. 体系的 PH 值

交联水清洁压裂液自身 PH 值(4~6), 由于氢离子可防止粘土内的 Ca²⁺、Mg²⁺、K⁺、Na⁺离子运移, 因此更加强了粘土的稳定性, 在此 PH 下粘土基本不膨胀, 且可溶解无机垢类。

3.4. 技术优势

交联水清洁压裂液在控制温度以内本身具有良好的抗剪切性能, 且交联水交联后粘度远小于胍胶交联的粘度, 因此在施工过程中能大大降低阻力(排量为 3 m³/min 时摩阻仅为清水的 25%), 减小裂缝高度。另一方面利用其温控功能控制支撑剂在裂缝中下沉, 达到控制缝高, 实现控水效果(见表 16)。

Table 15. Fracturing fluid leakoff coefficient of different concentrations were determined at different temperatures
表 15. 不同浓度的压裂液在不同温度下滤失系数测定

温度(°C)	滤失系数
18	4.52×10^{-4}
30	5.65×10^{-4}
50	9.96×10^{-4}

Table 16. Performance comparison of cross-linking water and guar gum
表 16. 交联水和胍胶的性能对比

性能指标	交联水(6%)	胍胶
悬砂性能(min)	28	8
水不溶物含量	0	≥8%
破胶性能	无残渣	有残渣
伤害率	<15%	>20%
能否加酸	能	否
胶液存放时间	两年以上	一周内
货源是否广泛	是	是

1) 交联水清洁压裂液不含残渣, 降低堵塞伤害, 裂缝壁面无滤饼, 不降低支撑剂在裂缝的导流能力。

2) 实现了压裂和酸化两种进攻性增产措施的有机统一。

3) 破胶容易, 返排速度高, 降低伤害, 提高抽吸效率。对老井具有较好的除垢能力。

4) 连续混配施工, 较强的携砂性能, 现场施工方便有利于压裂工艺的控制, 提高压裂效果。

5) 环保, 返排液回收后, 用作驱油剂, 提高注水井的驱替效果, 并且能够降低注水压力。

6) 压裂施工前, 液体不配液, 采用连续混配进行施工, 可以提高压裂施工效率。加快施工进度, 减少施工周期; 若备水和材料拉运准备和组织充分, 单套机组每天最少可施工 4 井次, 甚至更多。

7) 由于该体系采用主要材料为表面活性剂, 若产品出现质量问题就不能实现加砂施工, 所以有利于现场实时质量监督、控制。

4. 现场应用效果和评价

2011~2012 年在老井改造中试验 25 口, 在三叠系油藏取得了较好的效果(有效率达 100%, 平均单井累增达 393 t), 体现出了较好的适应性, 而在侏罗系油藏, 由于其大部分进入高含水、高采出程度阶段, 导致整体效果较三叠系差(有效率 71.4%, 截至目前有效井平均单价累增 182 t)。

4.1. 三叠系油藏应用效果

2011 年在三叠系油藏华 152 区试验 1 口, 效果如表 17 所示。

2012 年在三叠系油藏华 152 区, 白马中区、董志区共实施 3 口, 有效率达 100%, 日增油 3.22 t, 累增油 1203 t, 取得了较好的效果(见表 18)。

4.2. 侏罗系油藏应用效果

在三叠系油藏老井改造取得初步成功后, 2012 年进一步优化配方(选择性加酸)在侏罗系油藏扩大试验, 截止目前共实施 21 口, 有效 15 口, 日增油 25.36 t, 累增油 2734 t, 取得了一定效果。

5. 总结和展望

1) 交联水清洁压裂液是一种具有广泛应用前景

Table 17. The cross-linking water fracturing effect statistics in 2011
表 17. 2011 年交联水压裂效果统计表

井号	完井日期	措施前		年底		有效天数	日增油量	累增油量
		日产液	日产油	日产液	日产油		(t)	(t)
剖 X-Y	7.16	1.28	0.83	4.39	2.22	105	1.39	367
合计 1 口		1.28	0.83	4.39	2.22	105	1.39	367

Table 18. The cross-linking water fracturing effect statistics of Triassic oil well in 2012
表 18. 2012 年三叠系油井交联水压裂效果统计表

井号	完井日期	措施前		目前(截止 12.15)		有效天数	日增油量	累增油量
		日产液	日产油	日产液	日产油		(t)	(t)
西 X-Y	5.31	2.96	1.42	6.84	3.58	197	2.16	541
剖 Z	3.3	0.00	0.00	4.14	1.06	256	1.06	450
董 X	3.16	1.70	1.30	1.83	0.94	167		212
合计 3 口		4.66	2.72	12.81	5.58	620	3.22	1203

的低分子表面活性剂压裂液体系，其清洁无残渣、高携砂性能、伤害低和易返排等优良性能对低渗和特低渗油藏改造具有明显的技术优势，与胍胶压裂液相比具有低伤害的优势；

2) 该压裂液性能稳定，无需加入防腐剂，放置时间长，而不会发生变质现象；添加剂的阳离子表面活性剂具有良好的防止粘土膨胀的能力；该压裂液的破胶主要依靠与油气接触后改变压裂液的带电环境，从而使压裂液破胶，因此压裂液主体不必加入破胶剂；

3) 压裂液独特的成胶结构保证了压裂液在低粘下以弹性携砂为主的机理，携砂性能良好；压裂液无滤饼生成，但由于其独特的渗滤性能，使得压裂液在低渗地层中具有良好的降滤失能力；压裂液摩阻低，在排量为 3 m³/min 时摩阻仅为清水的 25%；

4) 2012 年交联水清洁压裂液在陇东油田实施 24 井次，三叠系油井 3 井次，目前日增油 3.22 t，累计增油量 1203 t，措施有效率达到 100%，取得较好效果；

侏罗系油井实施 21 井次。有效率 71.4%，日增油 25.36 t，累计增油量 2734 t；水井增注实施 7 井次，有效 100%，累计增注 16,874 m³。从措施效果上看，比胍胶压裂液具有明显的优势。

5) 同时该体系在侏罗系的应用还存在一定的缺陷，下步应加强针对侏罗系油藏特征在压裂液配方、酸量、工艺(返排)等方面的研究攻关和优化，以提高其在侏罗系油藏的适应性。

参考文献 (References)

- [1] 梁文利, 赵林等. 压裂液技术研究新进展[J]. 断块油气田, 2009, 1: 95-99.
- [2] 曹广胜, 李迎新等. 3 种压裂液性能评价及其储层损害原因分析[J]. 大庆石油学院学报, 2006, 6: 34-36.
- [3] 刘海廷, 刘建伟等. 压裂液伤害研究[J]. 吐哈油气, 2004, 4: 339-342.
- [4] 丁绍卿. 长庆水基压裂液伤害研究[D]. 中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2006.