

无水改性乙二醇基速溶压裂液研制及应用

王彬¹, 李琼玉¹, 吕喜林², 梁池³, 程晓伟¹, 杨永朋¹

1. 中国石油华北油田分公司巴彦勘探开发分公司 内蒙古巴彦淖尔 015000

2. 中国石油集团测井有限公司测试分公司 河北廊坊 065007

3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司井下作业分公司 河北任丘 062450

通讯作者: Email: 375449824@qq.com

项目支持: 中国石油天然气股份有限公司华北油田巴彦勘探开发分公司“吉兰泰油田气窜治理工艺技术研究”(2024-HBCJ-709)

引用: 王彬, 李琼玉, 吕喜林, 等. 无水改性乙二醇基速溶压裂液研制及应用[J]. 油气井测试, 2024, 33(5): 34-41.

Cite: WANG Bin, LI Qiongyu, LYU Xilin, et al. Development and application of a water-free, modified ethylene glycol-based instant fracturing fluid [J]. Well Testing, 2024, 33(5): 34-41.

摘要 吉兰泰油田 JH2 断块具有黏土含量高、储层胶结疏松等特点, 属于强水敏储层, 传统水基压裂液易造成储层水敏, 不满足该类储层压裂改造需求。基于无水醇基压裂液的增产优势, 对传统水基压裂液进行改性, 研制出一套无水改性乙二醇基速溶压裂液。室内对该压裂液的剪切稳定性、静态悬砂性、静态滤失性能、破胶性能及残渣含量进行评价, 各项性能指标优异。现场对 JH2X 井应用无水改性乙二醇基速溶压裂液进行两段压裂, 共计入井总液量 463.1 m³, 总砂量 50 m³, 压后关井 1 d, 开井返排 2 h 见油花, 测试产量 33.5 t/d, 首月累产油突破 1 000 t, 增产效果明显。该压裂液有效解决了强水敏储层增产改造难题, 对同类储层压裂增产具有很好的借鉴意义。

关键词 吉兰泰油田; 无水压裂液; 改性乙二醇; 强水敏储层; 性能评价; 剪切流变; 滤失性; 增产效果

中图分类号: TE357

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.05.006

Development and application of a water-free, modified ethylene glycol-based instant fracturing fluid

WANG Bin¹, LI Qiongyu¹, LYU Xilin², LIANG Chi³, CHENG Xiaowei¹, YANG Yongpeng¹

1. Bayan Exploration and Development Company, PetroChina Huabei Oilfield Company, Bayannur, Inner Mongolia 015000, China

2. China National Petroleum Corporation Logging Company Well Testing Branch, Langfang, Hebei 065007, China

3. Downhole Services Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Renqiu, Hebei 062450, China

Abstract: The JH2 fault block in Jilantai Oilfield is characterized by high clay content and poorly cemented, loose reservoirs, making it highly water sensitive. Traditional water-based fracturing fluids tend to induce water sensitivity in such reservoirs, failing to meet the stimulation requirements. To address this, through modifying traditional water-based fracturing fluid and leveraging the production enhancement advantages of water-free alcohol-based fracturing fluids, a water-free, modified ethylene glycol-based instant fracturing fluid was developed. The new fluid underwent a series of laboratory evaluations, including tests for shear stability, static sand suspension, static fluid loss, gel breaking performance, and residue content, all of which demonstrated excellent performance. Field trials were conducted in well JH2X, where two stages of fracturing were performed using a total of 463.1 m³ of fluid and 50 m³ of sand. After a 1-day shut-in, oil was observed within 2 hours of flowback, with a tested production rate of 33.5 t/d, and cumulative oil production exceeded 1,000 tons in the first month, indicating significant production enhancement. This fracturing fluid effectively addresses the challenges of stimulating highly water-sensitive reservoirs and provides valuable insights for similar reservoir stimulations.

Keywords: Jilantai oilfield; water-free fracturing fluid; modified ethylene glycol; highly water-sensitive reservoir; performance evaluation; shear rheology; fluid loss; production enhancement

强敏感性储层始终制约着油田高效开发。多年来, 尝试了增能自生热清洁压裂液、柴油乳化压裂液、CO₂/N₂ 泡沫压裂液等体系, 均未能有效解决

这类储层改造难题, 储量始终难以有效动用。这类储层改造的难点在于: ①强/极强水敏, 水相引起黏土矿物膨胀、分散、运移现象严重, 堵塞流动通道,

导致低产低效;②水锁伤害严重,储层低孔低渗,常规水基压裂液破胶液会在毛细管力和压差作用下,进入渗流通道难以排出,导致油气相对渗透率降低,使油气产量下降。因此,这类储层需要采用无水压裂液体系进行改造,而无水压裂液体系中,醇基压裂液是技术攻关的首选^[1]。低碳烃/烷烃类无水压裂液需要特殊施工设备,且安全风险极高,国内仅限于室内评价。

对于醇基压裂液,国内外学者做过大量研究。祝琦^[2]将甲醇添加在压裂液中,利用甲醇的互溶性强、沸点低、易挥发的特性,将吸入到岩芯基质孔隙和微裂缝中的压裂液滤液携带出来,缓解水锁伤害,降低束缚水饱和度。李奎东^[3]研制了低分子醇(甲醇或乙醇)压裂液体系,醇含量达到 20%,并在致密砂岩中成功应用。范华波等^[4]针对低渗透致密储层特点优选了一种低分子多羟基醇压裂液体系,并进行了性能评价和现场实验。薛小佳等^[5]制备出有机硼交联聚乙烯醇可再生多羟基醇压裂液体系,研究了不同再生次数的多羟基醇压裂液体系的流变特性,其聚乙烯醇的质量分数仅 1.8%。胡孝勤等^[6]采用改性纤维素与聚乙烯醇的共混物作为稠化剂、有机钛为交联剂,制备了改性聚乙烯醇压裂液,解决了聚乙烯醇增稠能力较差及配制的压裂液耐温抗剪切性较差的问题。

综上所述,前人研制的醇基压裂液多采用甲醇、乙醇等低分子醇^[7-9],其易燃易挥发的缺点导致

现场施工安全风险高;液体剪切稳定性较差,携砂能力不足;醇含量普遍较低,压裂液仍然以水为主,对于强/极强水敏的储层有效性较差^[10-12]。因此,急需研发一套醇含量高(甚至无水)、耐温抗剪切性能优异、施工安全性高的醇基压裂液体系,有效解决强敏感性储层增产改造难题。

1 无水醇基压裂液增产优势

相对于常规水基压裂液,无水醇基压裂液具有独特的增产优势^[13-15]:①无水相,能高效稳定敏感性矿物(如强水敏、酸敏、碱敏、盐敏等),确保油气通道畅通;②与油气亲和性优异,表界面张力低,易于进入储层深部孔吼,置换驱替油气;③将地层束缚水从孔隙表面脱出,增大渗流通道,提高油气相对渗透率;④对盐的溶解能力较低,减缓结垢;⑤对于凝析气藏,醇与凝析油可以形成多元共沸物,结合 CO₂ 或 N₂ 等补压措施,可以保持地层压力,抑制、延缓反凝析发生,提高凝析气井生产周期。

表 1 对比了常见几种醇的挥发性、毒性、燃点、闪点等理化性质,优选出无水乙二醇作为主要原料,并对其进行改性,改性后的无水乙二醇不挥发、生物毒性低、闪点和燃点高,与明火、高热、氧化剂接触不引起燃烧,克服了传统选用甲醇做压裂液易燃易爆易挥发的缺点,施工安全性高。在此基础上,研发相应的添加剂,形成了一套无水改性乙二醇基速溶压裂液体系。

表 1 常见几种醇理化性质表
Table 1 Common physical and chemical properties of alcohols

名称	无水甲醇	无水乙醇	无水乙二醇	无水改性乙二醇	无水植物醇
性状	无色透明液体,有刺激性气味	无色透明液体,有特殊香味	无色、有甜味、黏稠液体(16℃黏度 25.66mPa·s)	淡黄色或黄色、无味、流动性好液体	无色或浅黄色油状黏性液体,有很弱花香和香脂味
挥发性	易挥发	易挥发	不易挥发	不挥发	不易挥发
毒性	有毒	低毒	低毒	低毒	高毒
介电常数	32.6	24.3	37.7	39.2	—
分子式	CH ₃ OH	CH ₃ CH ₂ OH	(CH ₂ OH) ₂	(CH ₂ OH) ₂ (OH) ₂	C ₂₀ H ₄₀ O
分子量	32	46	62	94	296
密度 g/cm ³	0.79	0.789	1.12	1.05	0.85
沸点℃	64.7	78.4	197.3	239.6	145~335.5
燃点℃	11	12	418	863	523
闪点℃	8(cc)/12.2(oc)	12	111.1	479.5	157.5
水溶性	完全互溶	混溶	完全互溶	完全互溶	不溶
危险描述	极易燃,与空气混合形成爆炸性混合物,爆炸极限体积比 6.7%~36.5%	极易燃,与空气混合形成爆炸性混合物,爆炸极限体积比 3.5%~18%	不易燃,只有与明火、高热、氧化剂(如二氧化锰、氧化铝、硫酸等)接触,才会引起燃烧	不易燃,与明火、高热、氧化剂(如二氧化锰、氧化铝、硫酸等)接触,不会引起燃烧	对环境有危害,对水体应特别注意
回收难易程度	易	易	易	易	难

2 实验步骤

吴茵混调器是一种专门设计用于处理特定化学制品和建筑材料混合的设备。尤其适用于瓜尔胶、压裂液、聚合物、发泡剂、水泥等泥浆和助剂的搅拌或高速搅拌过程,适用于石油开采中的压裂作业;其主要功能可在短时间内或设定时间内实现物料的充分混合与均匀分散,有效确保所处理物质的混合质量,比如增强泡沫泥浆中发泡剂的起泡效果及泡沫稳定性。

2.1 实验设备与药品

实验设备:吴茵混调器(美国 Fann 仪器公司)、RS-600 旋转流变仪(德国 HAAKE 公司)、高温高压滤失仪(美国 Fann 仪器公司)、恒温水浴锅(上海树立仪器仪表有限公司)、大容量离心机(苏州市国飞实验室仪器有限公司)、常用玻璃器皿等。

实验药品:无水改性乙二醇(工业品)、调理剂 1(自主研发)、调理剂 2(自主研发)、乳液稠化剂(自主研发)、交联剂(自主研发)、破胶剂(自主研发)、液态二氧化碳等。

2.2 实验方法

(1)无水改性乙二醇基速溶压裂液配制。量取无水改性乙二醇放入吴茵混调器,在高速搅拌下按比例依次加入调理剂 1(促溶胀作用)、调理剂 2(促交联作用)、乳液稠化剂,配置成无水改性乙二醇基速溶压裂液基液,在基液中按比例加入交联剂形成无水改性乙二醇基速溶压裂液冻胶。配方:1%调理剂 1+0.4%调理剂 2+0.6%乳液稠化剂+0.4%交联剂+97.6%无水改性乙二醇。

(2)性能评价^[16]。按照 SY/T 5107-2016《水基压裂液性能评价方法》对改性无水乙二醇基速溶压裂液的剪切稳定性、滤失系数、破胶性能、残渣含量、与二氧化碳的配伍性等进行评价。

3 性能评价

压裂液在水力压裂作业中扮演着至关重要的角色,其性能要求概括起来主要包括:滤失性小、悬浮性好、摩阻低、稳定性强、易返排、对油层无损害、经济性、破胶迅速等,其设计需平衡各性能要求,以确保压裂作业高效、安全并有利于提高油气井的产量。

3.1 剪切稳定性

压裂液的剪切稳定性直接影响压裂施工的造

缝能力和携砂能力,是压裂液评价最重要的指标之一^[17-20]。采用 RS-600 旋转流变仪对无水改性乙二醇基速溶压裂液冻胶进行剪切稳定性测试,按配方进行配置,溶解 5 min,后进行剪切性能测试,测试温度 70 ℃、150 ℃,剪切速率 170 s⁻¹,剪切时间 120 min。如图 1 流变曲线所示,随着剪切进行,液体黏度先快速下降后缓慢降低并趋于稳定,连续剪切 120 min 后,70 ℃、150 ℃条件下黏度分别为 273.8 mPa·s、130.5 mPa·s,表明体系在短时间进行溶解,且具有良好的耐温耐剪切性能。

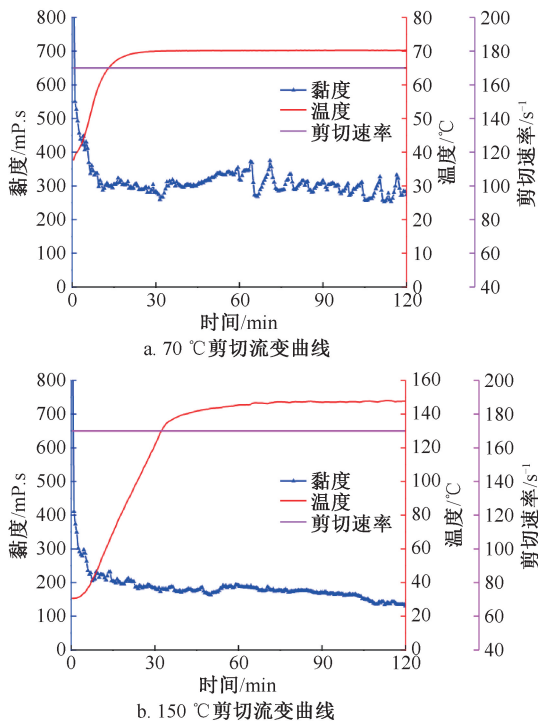


图 1 无水改性乙二醇基速溶压裂液剪切流变曲线
Fig.1 Shear rheological curve of anhydrous modified glycol base instant fracturing fluid

3.2 静态悬砂性

压裂液的悬砂性能评价,目前还未有统一的技术标准,本次采取静置观察支撑剂沉降情况进行判断。支撑剂选取 20~40 目中密度陶粒,将支撑剂和压裂液基液按 1:2 混和均匀,再倒入烧杯或量筒中,加入交联剂搅拌均匀,配置成 50% 砂比携砂液,静置 3 h,观察支撑剂沉降情况。由表 2 可知,50% 砂比情况下静置 3 h,20~40 目中密度陶粒未发生明显沉降,表明无水改性乙二醇基速溶压裂液具有良好的悬砂性,能满足压裂施工的携砂性能要求。

表 2 携砂能力随时间变化

Table 2 Sand carrying capacity varies with time			
检查项目	时间	状态	备注
评价压裂液静态携砂能力	10 min	未发生明显沉降	50%砂比、 20~40 目 中密度陶粒
	30 min	未发生明显沉降	
	60 min	未发生明显沉降	
	90 min	未发生明显沉降	
	120 min	未发生明显沉降	
	180 min	未发生明显沉降	

3.3 滤失性能

采用高温高压动态滤失仪测量无水改性乙二醇基速溶压裂液滤失性能,实验温度 70 ℃,压差 3.5 MPa,滤纸直径 63.5 mm,测得滤失系数 $0.75\times 10^{-3}\text{ m}\cdot\text{min}^{-0.5}$,初滤失量 $3.8\times 10^{-2}\text{ m}^3\cdot\text{m}^{-2}$,滤失速率 $1.2\times 10^{-4}\text{ m}\cdot\text{min}^{-1}$,满足 SY/T 6376-2008《压裂液通用技术条件》对静态滤失性能的要求。

3.4 破胶性能

为提高压裂液的返排性能,降低储层损害,要求压裂液能实现快速彻底破胶。无水改性乙二醇基速溶压裂液冻胶中加入 0.4%比例的破胶剂,放入恒温水浴锅中进行破胶实验。

在 50 ℃条件下,压裂液 5 h 完全破胶;70 ℃条件下,2 h 完全破胶。破胶液黏度 12 mPa·s,表面张力 24.8 mN·m⁻¹,破胶液与煤油的界面张力 0.17 mN·m⁻¹,具有低黏、低表界面张力的特点,满足 SY/T 5107-2016《水基压裂液性能评价方法》性能指标。

3.5 残渣含量

破胶后的压裂液中存在残渣,残渣为压裂液体系中的水不溶物,主要是固相杂质。残渣颗粒会堵塞孔吼,减少流动通道,对储层渗透率造成不可逆的损害。采用大容量离心机,对无水改性乙二醇基速溶压裂液破胶液进行残渣含量测定实验,实验温度 70 ℃,测得残渣含量仅为 7.4 mg/L,低于行业标准残渣含量≤600 mg/L。

3.6 与二氧化碳的配伍性

二氧化碳压裂技术通过高压液态二氧化碳注入井下目标层,利用二氧化碳的物理化学性质(如超临界状态下的高渗透性)来压开地层,形成裂缝,从而释放油气资源。与传统的水力压裂技术相比,二氧化碳压裂技术避免了水对地层可能造成的伤害,并减少了水资源的消耗。尽管二氧化碳压裂技术具有诸多优点,但其在实际应用中仍面临一些挑战。

例如,液态二氧化碳的携砂能力较弱,需要使用低密度支撑剂;同时,其滤失量较大,可能不适合高渗透油藏的开发。此外,技术设备的投入和维护成本也相对较高。因此,在推广和应用该技术时,需要充分考虑这些因素,并采取相应的措施加以解决。但与无水改性乙二醇基速溶压裂液相互配合,可以很好的解决该难题。针对基液、静态滤失、破胶等各项参数性能开展相关评价(见表 3)。

表 3 无水改性乙二醇基速溶压裂液体系性能指标汇总表

Table 3 Summary of performance index of anhydrous modified glycol based instant fracturing fluid system				
序号	项目	检测结果	对应标准	达标情况
1	基液性能	溶胀时间/s	10	≤40 s
		表观黏度/mPa·s	30	≥15 mPa·s
		增黏速率/%	90	≥85% mPa·s
2	交联时间/s	50	20~180 s 可调	达标
3	耐温耐剪切能力表观黏度/mPa·s	70 ℃, 273.8 150 ℃, 130.5	≥50 mPa·s	达标
4	静态滤失性	滤失系数/m·min ^{-1/2}	70 ℃, 0.75×10^{-3}	≤1.0×10 ⁻³ 达标
		初滤失量/m ³ ·m ⁻²	70 ℃, 3.8×10^{-2}	≤5.0×10 ⁻² 达标
		滤失速率/m·min ⁻¹	70 ℃, 1.2×10^{-4}	≤1.5×10 ⁻⁴ 达标
5	破胶性能	破胶时间/h	50 ℃, 5	≤72 达标
		破胶液黏度/mPa·s	70 ℃, 2	≤25 达标
		破胶液表面张力/mN·m ⁻¹	12	≤28 达标
		破胶液与煤油界面张力/mN·m ⁻¹	24.8	≤2 达标
			0.17	
6	残渣含量/mg·L ⁻¹	70 ℃, 7.4	≤600	达标
7	悬砂性	静态悬置砂比≥50%	—	—
8	浸泡岩心	无明显分散、不膨胀、无岩屑脱落	—	—
9	复配性能	能完全成胶挑挂	—	—

-19 ℃下将无水改性乙二醇基速溶压裂液冷冻 60 min,体系没有太大的变化,仍然保持冷冻前的状态,而且流动性很好,没有出现黏度下降,流动性变差的现象(见图 2)。



图 2 无水改性乙二醇基速溶压裂液在-19 ℃的状态
Fig. 2 Anhydrous modified glycol based instant fracturing fluid at -19 ℃

3. 6. 1 无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫压裂液剪切黏温性能

将配置好的无水改性乙二醇基速溶压裂液,在 8 000 r/min 的转速下,边搅拌边充 CO₂,10 min 后测定其起泡性能,可见初始体积由 100 mL 扩增至 225 mL,泡沫含量 56%,半衰期大于 4 h。

将配置好的无水改性乙二醇基速溶压裂液充入 CO₂,测定其 80 ℃ 条件下的剪切黏温性能,剪切 1.5 h 后,黏度仍保持在 50 mPa·s 以(见图 3)。

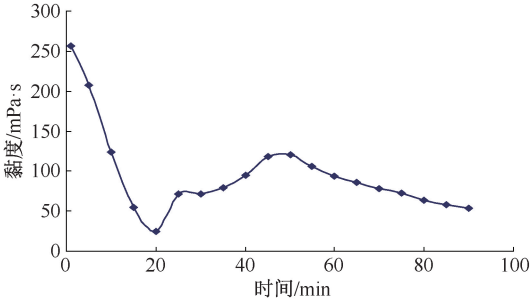


图 3 充注 CO₂ 起泡后时间—黏度相关性曲线
Fig. 3 Time-viscosity correlation curve after CO₂ foaming

3. 6. 2 无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫压裂液静态悬砂性能

对支撑剂在无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫溶压裂液中的静态悬砂特性进行了实验,实验中对于静态沉降速度的测量采用的是 PIV(粒子成像测速)技术,即通过测量支撑剂(20/40 目陶粒)在静态悬砂容器中通过特定距离的时间计算而得。实验分析了沉降速度随各因素的变化规律,并对比了相同工况下的无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫压裂液与交联

瓜胶的沉降速度(见表 4)。

表 4 无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫压裂液静态悬砂实验结果

Table 4 Static suspended sand test results of anhydrous modified ethylene glycol based CO₂ foam fracturing fluid

温度/ ℃	压力/ MPa	泡沫 质量	发泡 情况	单颗粒沉降 速度/cm·s ⁻¹	砂比 10%沉降 速度/cm·s ⁻¹
0	10	0.25	未发泡	2.27×10 ⁻⁴	2.11×10 ⁻⁴
20	10	0.25	未发泡	1.35×10 ⁻³	1.15×10 ⁻³
0	10	0.55	未发泡	2.78×10 ⁻⁴	2.54×10 ⁻⁴
20	10	0.55	未发泡	1.62×10 ⁻³	1.51×10 ⁻³
0	10	0.75	未发泡	6.21×10 ⁻⁴	5.47×10 ⁻⁴
20	10	0.75	未发泡	9.82×10 ⁻⁴	8.67×10 ⁻⁴
60	10	0.25	已发泡	7.50×10 ⁻³	6.85×10 ⁻³
60	10	0.25	已发泡	2.25×10 ⁻²	1.85×10 ⁻³
80	10	0.55	已发泡	4.80×10 ⁻³	4.12×10 ⁻³
80	10	0.55	已发泡	5.30×10 ⁻³	4.57×10 ⁻³

实验表明:单颗粒时支撑剂的沉降速度高于多颗粒的沉降速度。支撑剂的沉降速度随泡沫质量增大而降低,随温度的增大而增大。同时实验中发现无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫溶压裂液的携砂能力明显优于交联瓜胶。

(1)单颗粒时的沉降速度高于多颗粒时的速度,(例如 0 ℃,Γ=0.55,单颗粒时 $v=2.78\times10^{-4}$ cm/s,而 0 ℃,Γ=0.55,砂比为 30%时 $v=2.54\times10^{-4}$ cm/s);

(2)无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫溶压裂液的支撑剂沉降速度随泡沫质量的增加而降低,(例如 60 ℃,Γ=0.25,单颗粒时 $v=7.5\times10^{-3}$ cm/s。而 60 ℃,Γ=0.55,单颗粒时 $v=4.8\times10^{-3}$ cm/s);

(3)无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫溶压裂液的支撑剂沉降速度随温度的升高而增加,(例如 60 ℃,Γ=0.55,单颗粒时 $v=4.8\times10^{-3}$ cm/s。而 80 ℃,Γ=0.55,单颗粒时 $v=5.3\times10^{-3}$ cm/s);

(4)相同工况下,无水改性乙二醇基 CO₂ 泡沫溶压裂液的支撑剂沉降速度明显低于交联胍胶的沉降速度(例如 0 ℃,纯 APV 溶液,单颗粒时 $v=2.12\times10^{-4}$ cm/s。0 ℃,纯交联瓜胶,单颗粒时 $v=8.8\times10^{-3}$ cm/s)。

3. 6. 3 无水改性乙二醇基速溶压裂液发泡时有效黏度随各因素变化规律

压裂液有效黏度与泡沫质量变化线性关系可见,无水改性乙二醇 CO₂ 泡沫溶压裂液在发泡的情况下,随着温度的增加,压裂液的黏度降低,并且温度影响在低剪切速率时比在高剪切速率时大。另外,随着泡沫质量增大,压裂液的有效黏度会增大,

并且在泡沫质量高于55%时,有效黏度会发生明显增大(见图4、图5、图6)。

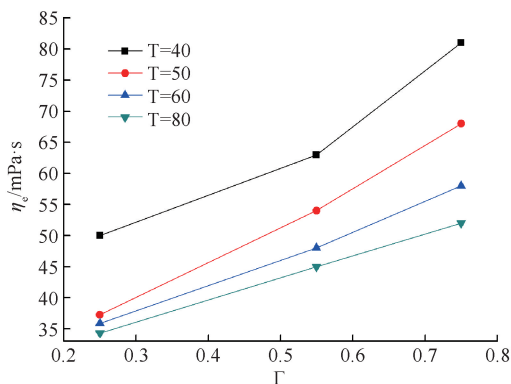


图4 无水改性乙二醇基速溶压裂液有效黏度随泡沫质量的变化(剪切速率为 170 s^{-1})

Fig. 4 Effective viscosity of anhydrous modified glycol based instant fracturing fluid with foam mass (shear rate 170 s^{-1})

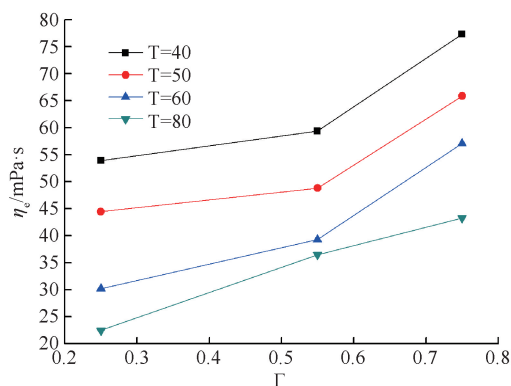


图5 无水改性乙二醇基速溶压裂液有效黏度随泡沫质量的变化(剪切速率为 500 s^{-1})

Fig. 5 Effective viscosity of anhydrous modified glycol based instant fracturing fluid with foam mass (shear rate: 500 s^{-1})

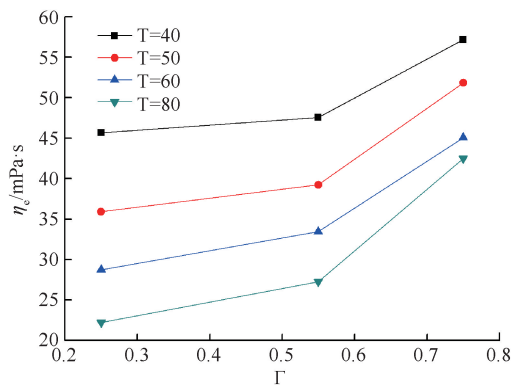


图6 无水改性乙二醇基速溶压裂液有效黏度随泡沫质量的变化(剪切速率为 1000 s^{-1})

Fig. 6 Effective viscosity of anhydrous modified glycol based instant fracturing fluid with foam mass (shear rate 1000 s^{-1})

4 现场应用

目标区块位于吉兰泰油田,储层由长石砂岩、岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩组成,以岩屑长石砂岩为主,成分成熟度低;黏土矿物含量 $6\%\sim 14\%$,平均为 9.2% ,且以膨胀型矿物蒙皂石为主,含量 $58\%\sim 86\%$,平均为 73% 。该储层为中等偏强-强水敏、极强盐敏、中等偏强酸敏。

区块前期采用水基压裂液进行改造。JH2-117X构造位置属于河套盆地吉兰泰凹陷阿拉坦断鼻,完钻井深 $2\,036.00\text{ m}$,储层原始温度 $51.42\text{ }^{\circ}\text{C}$,压力为 15.61 MPa ,由于储层为常压(压力系数 1.03)重稠油,原油密度 $0.920\,7\text{ g/cm}^3$,凝固点 $25\text{ }^{\circ}\text{C}$,含蜡 8.1% ,含硫 4.53% ,胶质沥青质 52.0% 。针对性注入 $1\times 10^4\text{ m}^3$ 氮气增加地层能量,并添加生物酶降黏剂 100 m^3 提高地下原油流动性。2020年2月11日采用低伤害在线浓缩压裂液进行两段压裂。第一段 $1\,666.2\sim 1\,688.2\text{ m}$,厚 $22\text{ m}/1$ 层,破压不明显,停泵压力 12.80 MPa ,排量 $5.4\text{ m}^3/\text{min}$,砂量 40.0 m^3 ,液量 290.1 m^3 ,平均砂比 23.3% 。第二段 $1\,549.6\sim 1\,575.0\text{ m}$,厚 $25.4\text{ m}/3$ 层,破压不明显,停泵压力 10.95 MPa ,排量 $4.9\text{ m}^3/\text{min}$,砂量 40 m^3 ,液量 271.6 m^3 ,平均砂比 23.0% 。

压裂施工注入液量 561.7 m^3 ,加入陶粒 80 m^3 ,压后只少量产水,不产油。分析认为采取了增加地层能量、原油降黏等措施,加砂规模足够,但未达到预期效果,主要在于地层强水敏,水基压裂液引起储层黏土矿物膨胀堵塞孔隙吼道,导致压裂液返排及原油流动困难。

试验井JH2X井位于内蒙古自治区阿拉善左旗敖伦布拉格镇,构造位置河套盆地吉兰泰凹陷阿拉坦断鼻,完钻井深 $1\,746.0\text{ m}$,储层原始温度 $51.42\text{ }^{\circ}\text{C}$,压力 14.87 MPa ,压力系数 0.99 ;储层原油密度 $0.931\,5\text{ g/cm}^3$,凝固点 $23\text{ }^{\circ}\text{C}$,含蜡 6.7% ,含硫 4.53% ,胶质沥青质 48.4% 。

2020年10月16日采用无水改性乙二醇基速溶压裂液进行两段压裂。第一段 $1\,728.0\sim 1\,736.0\text{ m}$,厚 $8\text{ m}/1$ 层,破压 29.3 MPa ,停泵压力 10.2 MPa ,排量 $4.5\text{ m}^3/\text{min}$,砂量 10.0 m^3 ,液量 121.9 m^3 ,平均砂比 21.1% 。第二段 $1\,682.0\sim 1\,715.0\text{ m}$,厚 $21\text{ m}/2$ 层,破压 30.8 MPa ,停泵压力 19.0 MPa ,排量 $4.5\text{ m}^3/\text{min}$,砂量 40.0 m^3 ,液量 341.2 m^3 ,平均砂比 24.1% 。共计入井总液量 463.1 m^3 ,总砂量 50 m^3 。

(其中 20/40 目石英砂 36 m³,16/30 目覆膜石英砂 14 m³)。

该井两段压裂施工中,第一段主体施工排量 4.5 m³/min,平均施工压力 23.0 MPa,停泵压力 10.2 MPa,摩阻 12.8 MPa。第二段主体施工排量 4.5 m³/min,平均施工压力 31.0 MPa,停泵压力 19.0 MPa,摩阻 12.0 MPa。施工深度 1682 m,采用 Φ88.9 mm 管柱进行施工。

压后转抽生产 70 d,稳定产量 13.4 t/d,产油 937.49 t,目前已累计产油 4 525.92 t,增产效果显著(见表 5)。

表 5 无水改性乙二醇基速溶压裂液与低伤害在线浓缩压裂液效果对比

Table 5 Comparison of the effect of anhydrous modified glycol based instant fracturing fluid and low damage on-line concentrated fracturing fluid

井号	压裂液类型	措施后日 产液/t	压后累 油/t
JH2X	无水改性乙二醇基速溶压裂液	13.3	788
JH2X7X	低伤害在线浓缩压裂液	8.4	430

可以看出,JH2X 井的压后日产量和累计产油量都高于 JH2X7X 井,增产效果更好。但 JH2X 井的压裂费用约是 JH2X7X 井的 3 倍,成本过高,因此下一步需要在降低无水改性乙二醇基速溶压裂液成本方面做持续研究和改进,使该项技术具备推广价值。

针对 JH2 区块强水敏地层开发的这套不含水相的非水基压裂液配方体系,压裂液黏度大于 80 mPa·s,能够满足 70℃ 水敏储层压裂需求。与常规的醇基和油基压裂液相比,该体系的液体黏温性能更加稳定,液体磨阻低,液体沸点、燃点高、无毒施工安全性好,施工过程无需额外专用设备投入,施工更加简单可靠。

5 结论

- (1)无水改性乙二醇基速溶压裂液具有抗温耐剪切能力强,携砂性能优异,油气驱替作用强的优点,但价格较高,有压缩成本的需求。
- (2)无水改性乙二醇基速溶压裂液可以满足在线混配要求,吉兰泰区块进行现场试验后增产效果显著,满足生产需求。
- (3)JH2X 井区临河组疏松砂砾岩储层理论和室内实验均不支持常规压裂,束缚了临河组的规模开发。无水改性乙二醇基速溶压裂液有效解决了

强水敏储层增产改造难题,为临河组规模建产提供了有力的保障。

致谢:感谢西南石油大学和渤海钻探井下作业分公司同意本文公开发表。感谢杨兆中、杨春华、郑立军等人在论文修改、施工总结和实验资料方面给予的帮助。

参考文献

[1] 李学康,司马立强,宋华清,等.醇基酸醇基压裂液在蜀南地区须家河组的应用前景[J]. 钻采工艺,2006,29(4):70-72.

LI Xuekang, SIMA Liqiang, SONG Huaqing, et al. Application prospects of alcohol-base acid and alcohol-base fracturing fluid in xujiahe group of southern Sichuan area [J]. Drilling & Production Technology, 2006,29(4): 70-72.

[2] 祝琦. 甲醇改善致密砂岩气藏水锁伤害的实验研究[J]. 石油化工应用,2014,33(4):96-98.

ZHU Qi. Experimental research on methanol improving tight sandstone gas reservoir water locking damage [J]. Petrochemical Industry Application, 2014, 33(4): 96-98.

[3] 李奎东. 醇基压裂液的研究与应用[J]. 石油与天然气化工,2015,44(2):83-85.

LI Kuidong. Research and application of alcohol fracturing fluid [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2015,44(2): 83-85.

[4] 范华波,刘丛,周冰欣,等. 低分子多羟基醇压裂液的性能评价及现场应用[J]. 石油化工应用,2018,37(4): 88-92.

FAN Huabo, LIU Cong, ZHOU Bingxin, et al. Performance evaluation and field application of polyhydric alcohol based fracturing fluid [J]. Petrochemical Industry Application, 2018,37(4): 88-92.

[5] 薛小佳,李宪文,吕海燕,等. 可再生多羟基醇压裂液体系的流变特性研究[J]. 油田化学,2012,29(4):415-418.

XUE Xiaojia, LI Xianwen,LYU Haiyan, et al. Rheological property of the regenerable polyhydroxy alcohol fracturing fluid system [J]. Oilfield Chemistry, 2012,29(4): 415-418.

[6] 胡孝勤,张霖杰,唐金波,等. 改性聚乙烯醇压裂液的制备与性能研究[J]. 油田化学,2017,34(1):25-28.

HU Xiaoqin, ZHANG Linjie, TANG Jinbo, et al. Preparation and evaluation on modified polyvinyl alcohol fracturing fluid [J]. Oilfield Chemistry,2017,34(1): 25-28.

[7] 范海明,王兆兴,范海建,等. 压裂液温度稳定剂的评价方法设计 and 应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(4):160-166.

FAN Haiming, WANG Zhaoxing, FAN Haijian, et al.

- Design and application of the evaluation method for fracturing fluid temperature stabilizer [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41 (4): 160-166.
- [8] 李莎莎. 醇基压裂液配方体系优化与性能评价[J]. 精细石油化工进展, 2015, 16(3): 25-28.
- LI Shasha. Optimization of an alcohol based fracturing fluid formulation system and performance evaluation on it [J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2015, 16 (3): 25-27.
- [9] 石道涵, 张兵, 于浩然, 等. 致密油藏低伤害醇基压裂液体系的研究与应用[J]. 陕西科技大学学报(自然科学版), 2014, 32(1): 101-104.
- SHI Daohan, ZHANG Bing, YU Haoran, et al. The research and application of low damage alcohol-based fracturing fluid in tight oil reservoir [J]. Journal of Shaanxi University of Science & Technology (Natural Science Edition), 2014, 32 (1): 101-104.
- [10] 姜阿娜. 醇基压裂液在深层低渗油藏压裂改造中的应用[J]. 精细石油化工进展, 2012, 13(7): 5-10.
- JIANG A'na. Application of alcohol-based fracturing fluid in deep and low permeability reservoir [J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2012, 13 (7): 5-10.
- [11] 卢红杰, 郭建设, 周波, 等. 巴略致密砂岩气藏醇基压裂液研究及效果评价[J]. 天然气勘探与开发, 2012, 35(2): 70-73.
- LU Hongjie, GUO Jianshe, ZHOU Bo, et al. Alcohol-base fracturing fluid used for tight sandstone gas reservoirs, Baka oilfield [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2012, 35 (2): 70-73.
- [12] 张玲, 杨海洋, 李化真, 等. 醇对瓜尔胶高分子水溶液黏度的影响[J]. 高分子材料与科学, 2011, 27(5): 39-42.
- ZHANG Ling, YANG Haiyang, LI Huazhen, et al. Effect of alcohol upon the viscosity of polymer guar gum in aqueous solution [J]. Polymer Materials Science and Engineering, 2011, 27 (5): 39-42.
- [13] 安耀清, 吴明江, 杨建委, 等. 吐哈盆地致密砂岩气藏醇基压裂酸化技术与应用[J]. 天然气工业, 2011, 31(11): 68-70.
- AN Yaoqing, WU Mingjiang, YANG Jianwei, et al. Alcohol-based fracturing and acidizing fluids for the tight gas reservoirs in the Tuha basin [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31 (11): 68-70.
- [14] 李存荣, 杨春城, 张明慧, 等. 改性乙二醇压裂液体系性能评价及萨尔图油田的应用[J]. 石油地质与工程, 2021, 35(6): 73-76.
- LI Cunrong, YANG Chuncheng, ZHANG Minghui, et al. Performance evaluation of modified ethylene glycol fracturing fluid system and application in Saertu oilfield [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2021, 35 (6): 73-76.
- [15] 李辰, 党亚姣, 孙晓梦. 低分子聚乙烯醇压裂液体系研究[J]. 石化技术, 2015, 22(10): 266.
- LI Chen, DANG Yajiao, SUN Xiaomeng. Study on fracturing fluid system of low molecular weight polyvinyl alcohol [J]. Petrochemical Industry Technology. 2015, 22 (10): 266.
- [16] 蒋鸿城. 含醇压裂液体系的构筑和流变性能研究[D]. 山东: 中国石油大学(华东), 2019: 7-11.
- JIANG Hongcheng. Study on the construction and rheological properties of alcohol-containing fracturing fluid system [D]. China University of Petroleum (EastChina), 2019: 7-11.
- [17] 毛金成, 张照阳, 赵家辉, 等. 无水压裂液技术研究进展及前景展望[J]. 中国科学(物理学 力学 天文学), 2017, 47(11): 48-54.
- MAO Jincheng, ZHANG Zhaoyang, ZHAO Jiahui, et al. Research progress and prospect of the waterless hydraulic fracturing technology [J]. Scientia Sinica (Physica, Mechanica & Astronomica), 2017, 47 (11): 48-54.
- [18] 葛际江, 张贵才, 孙铭勤. 聚乙二醇二丙烯酸酯交联共聚型酸液稠化剂的合成[J]. 石油学报(石油加工), 2007, 23(3): 111-114.
- GE Jijiang, ZHANG Guicai, SUN Mingqin. A gelling agent crosslinked by polyethylene glycol diacrylate ester [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2007, 23 (3): 111-114.
- [19] 赵金洲, 刘鹏, 李勇明, 等. 适用于页岩的低分子烷烃无水压裂液性能研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(5): 15-19.
- ZHAO Jinzhou, LIU Peng, LI Yongming, et al. The properties of non-aqueous fracturing fluid with low-molecular alkane suitable for shales [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43 (5): 15-19.
- [20] 张灵, 周明, 夏亮亮, 等. 低碳烃无水压裂液稠化剂的制备与性能评价[J]. 应用化工, 2015, 44(11): 2065-2067.
- ZHANG Ling, ZHOU Ming, XIA Liangliang, et al. Preparation and performance evaluation of thickener with low carbon used in waterless fracturing fluid [J]. Applied Chemical Industry, 2015, 44 (11): 2065-2067.

编辑 方志慧

第一作者简介: 王彬, 男, 1976 年出生, 本科, 高级工程师, 2005 年毕业于石油大学(华东)石油工程专业, 现主要从事井下作业研究和管理工作。电话: 18630759339, Email: cyy_wangb@petrochina.com.cn。通信地址: 河北省任丘市会战南道华北油田公司, 邮政编码: 062552。