

文章编号:1000-4092(2024)01-026-07

准饱和盐水基免配缔合交联压裂液的研究及应用*

郑苗¹, 蒲迪², 董景锋¹, 张则俊³, 徐克山¹, 熊亚春², 金诚^{2,4}

(1. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 四川光亚聚合物化工有限公司, 四川 南充 637500; 3. 中国石油新疆油田公司陆梁油田作业区, 新疆 克拉玛依 834000; 4. 西南石油大学油新能源与材料学院, 四川 成都 610500)

摘要:玛湖风城组含有大量可溶性碱盐, 特殊储层压后压降快、堵塞井筒严重影响试油。为了验证入井压裂液对储层盐矿溶蚀是否会造成影响, 基于风城组储层典型碱盐矿组成特点, 模拟不同配液水对储层盐矿溶蚀影响, 构建了一套耐温(120 °C)、抗高盐(30×10⁴ mg/L)免配聚合物交联压裂液体系, 并进行现场试验。结果表明: 高盐水较自来水对典型模拟盐的抑溶率达到60%以上; 以悬浮基疏水缔合聚合物溶液“链间缠结+缔合作用+盐效应”协同作用实现增稠剂速溶、高效增黏, 并与多元络合离子为核心的有机硼铝缓交联剂以化学交联原理形成了耐温耐高盐的免配交联压裂液体系, 最优配方为1.8%稠化剂GAF-TE+0.4%交联剂JL-3+0.3%增效剂GF15B+0.04%破胶剂APS, 在120 °C、170 s⁻¹下剪切1 h后的黏度大于100 mPa·s, 具有良好的悬砂和携砂能力。现场M井压裂施工3层, 成功率为100%, 压后顺利完成试油, 最高日产油4.4 m³。采用高盐压裂液体系在抑制储层溶蚀减缓地层压降快具有一定效果。

关键词:盐层溶蚀; 试油; 耐高温高盐; 缔合聚合物; 免配交联压裂液

文献标识码:A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2024.01.004

中图分类号: TE357.1²

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

近年来, 基于地质-工程一体化开发理念, 玛湖凹陷风城组致密油/页岩油开发取得较大突破, 该地区成为上产主力区块^[1-3]。风城组凹陷储层岩性复杂, 盐层发育, 储层碱化程度高, 且该区域地层水矿化度高^[4], 多口井出现地层或井筒结盐, 严重影响试油生产, 其中X井仅返排3 d压力即降至为0 MPa。一般来说, 造成地层或井筒堵塞的盐垢为难溶性盐垢(如碳酸钙、硫酸钙等)和可溶性盐垢(氯化钠), 其中关于可溶性盐垢国内外目前只有氯化钠^[5-8], 而该地区主要以碳酸钠及碳酸氢钠可溶性碱性盐垢

为主, 目前尚未见报道。前期研究表明, 清水配制压裂液对地层可溶性碱性岩矿溶蚀, 一方面大量溶蚀岩矿造成地层局部垮塌, 改变(降低)渗流通道; 另一方面形成以碳酸钠或碳酸氢钠碱盐为主的过饱和溶液, 在返排过程中由于固体盐微粒运移或部分过饱和溶液呈现糊状堵塞孔隙, 大幅降低渗流能力, 压力快速下降。鉴于碳酸钠和碳酸氢钠及复合盐与氯化钠饱和溶液理化性质差异较大, 为了降低储层碱性岩矿溶蚀造成地层及井筒堵塞风险, 故欲使用非碱性盐(即氯化钠)高盐水作为入井流体, 以期在一定程度上解决该问题。目前压裂液种类繁多, 包括污水/返排液配制压裂液体系、高抗盐多级

* 收稿日期:2023-04-09; 修回日期:2023-04-18; 录用日期:2023-05-15。

基金项目: 中国石油重大科技专项“油田用化工新材料产品研发”(项目编号 2020E-28); 中国石油新疆油田分公司科技攻关项目“准噶尔盆地致密油储层改造关键技术与现场试验”(项目编号 2018CGCG006)。

作者简介: 郑苗(1989—), 女, 工程师, 长江大学化学工程专业硕士(2015), 从事储层改造液体研究的相关工作, E-mail: zhengmiao2016@petrochina.com.cn。金诚(1986—), 男, 副研究员, 本文通讯联系人, 四川大学高分子化学与物理专业博士(2015), 从事油田功能化学剂研究及化学驱提高采收率技术方面的研究, 通讯地址: 610500 四川省成都市新都区新都大道8号, E-mail: jincheng1986@126.com。

变黏免配压裂液体系、变黏滑溜水+暂堵体系、高效减阻携砂压裂液体系、复合酸压体系等^[9-13], 但关于耐高温(120 ℃)、超高盐(矿化度>300 g/L)或饱和盐水在线配制的交联压裂液体系现场应用尚未有报道。

为此, 亟需研发一套高盐水配制压裂液体系, 降低对储层盐矿溶蚀影响, 同时考虑简化现场配液流程、四季施工配液要求, 本文拟开展不同配液水溶盐实验、高盐水基压裂液体系优化(增黏性、交联性能、耐温耐剪切性、动静态携砂性能及破胶液性能), 构建一套抗高温高盐(30 g NaCl/100 mL 自来水)免配交联聚合物压裂液体系, 并进行现场试验, 以期在一定程度上解决压降太快导致无法完成正常试油及后期生产的问题。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

抗盐缔合聚合物悬浮液(GAF-TE), 有效含量为40%, 聚合物干粉为丙烯酰胺/丙烯酸/2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS)/阴离子型疏水单体AJ-16(分子式如图1所示)四元共聚物(合成时AMPS用量为10%、AJ-16用量为0.2%), 相对分子质量为 856×10^4 , 水解度为20%, 悬浮液中含有增黏及增溶助剂, 工业级, 四川光亚聚合物化工有限公司; 抗盐聚丙烯酰胺悬浮液(KYHPAM), 有效含量为40%, 聚合物干粉为丙烯酰胺/丙烯酸/2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸三元共聚物(合成时AMPS用量为10%), 相对分子质量为 2500×10^4 , 水解度为25%, 工业级, 四川光亚聚合物化工有限公司; 有机锆交联剂JL-1、有机铝交联剂JL-2和有机铝硼锆缓交联剂JL-3, 工业级, 四川光亚聚合物化工有限公司; 增效辅剂GF15B(pH=6~7, 15%氟碳类助排剂+20%聚醚类破乳剂+65%去离子水), 兼具助排和破乳功能, 四川光亚聚合物化工有限公司; 过硫酸铵(APS)、碳酸钠、碳酸氢钠、氯化钠, 分析纯, 成都科龙化工有限公司; 20/40目陶粒; MH井脱水原油, 黏度为25.8

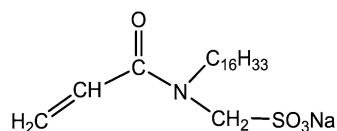


图1 阴离子型疏水单体的分子式

Fig.1 Molecular structure of the anionic hydrophobic monomer

mPa·s(50 ℃), 新疆工程技术研究院; 配液用水: 自来水、高盐水(考虑冬季施工饱和盐水会析出, 本文所述高盐水均指30 g NaCl/100 mL 自来水)。

品氏黏度计(管径为6 mm), 上海晖创玻璃制品有限公司; Grace M3600型旋转黏度计, 美国Grace公司; RS6000型哈克高温流变仪, 德国Haake公司; JYW-200A型自动表界面张力仪, 承德优特检测仪器制造有限公司; TCL-16G型离心机, 常州市金坛科兴仪器厂; S212型数显恒速搅拌器, 上海申生科技有限公司; TX-500C型旋转滴超低界面张力仪, 美国CNG公司。

1.2 实验方法

(1) 溶盐实验

准确称量100 mL 自来水或高盐水于广口瓶中, 置于90 ℃的水浴下, 开启搅拌, 逐渐加入盐样至刚好饱和, 记录各种盐样在自来水和高盐水中溶解的盐量, 由自来水溶盐量和高盐水溶盐量之差与自来水溶盐量之比计算抑溶率, 表示高盐水相对自来水盐样溶解量减少程度。

(2) 黏度测试

准确量取配液水于烧杯中, 调节转速为500 r/min, 加入悬浮液稠化剂, 常温下溶解2 min后, 使用旋转黏度计在剪切速率 170 s^{-1} 下测试溶液的黏度, 记为 μ_1 ; 按相同步骤先溶解2 min后再静置熟化30 min, 测试溶液的黏度, 记为 μ_2 ; 并由 μ_1 与 μ_2 之比计算稠化剂起黏率。

(3) 交联性能测试

采用高盐水按照(2)所述溶液配制方法得到溶解2 min后聚合物溶液, 按照交联比100:0.4加入交联剂, 匀速搅拌, 记录压裂液的交联时间及交联强度; 再继续置于120 ℃下, 观察交联情况。

(4) 耐温耐剪切性能测试

按照(3)所述方法配制高盐水基交联压裂液, 采用RS6000型哈克流变仪在温度为120 ℃、剪切速率为 170 s^{-1} 下剪切1 h, 测试压裂液的耐温耐剪切性能。

(5) 静/动态携砂性能评价

按照(3)所述方法配制高盐水基交联压裂液, 分为两份: 一份经过高速(10 000 r/min)剪切5 s, 另一份不做处理。按砂比30%(体积比)加入20/40目陶粒, 搅拌均匀后转移至刻度量筒中, 观察1 h静态

悬砂性能;相同方法获得高速剪切交联液携砂液,采用立式搅拌,观察携砂液脱砂及混砂情况。

(6)破胶性能评价

参照中国石油天然气行业标准 SY/T 5107—2016《水基压裂液性能评价方法》评价方法测试破胶液黏度、表界面张力、pH值、防膨率、残渣含量及破乳率等。

2 结果与讨论

2.1 不同配液水溶盐情况

测试自来水和高盐水对单一盐(氯化钠、碳酸钠、碳酸氢钠)和典型复合盐(1#~3#的碳酸氢钠、碳酸钠、氯化钠质量比分别为27:63:10、45:45:10、63:27:10)的盐溶能力。不同配液水中各种盐溶盐量和抑溶率情况如表1所示。从表1可以看出,各种盐在高盐水中的溶盐量比在自来水中的溶盐量大幅降低,高盐水抑溶率在60%以上,说明高盐水基工作液可在一定程度上降低对储层中盐矿的溶蚀。实验过程中由于碳酸氢钠高于50℃会分解^[14],含碳酸氢钠复合盐溶盐量结果略偏大。

表1 不同配液水中各种盐的溶解情况
Table 1 Dissolution of various salts in tap-water and high salinity water

盐类型	配液用水	溶盐量/(g·L ⁻¹)	抑溶率/%
氯化钠	自来水	345	83.77
	高盐水	56	
碳酸钠	自来水	429	63.86
	高盐水	155	
碳酸氢钠	自来水	265	75.42
	高盐水	65	
1#复合盐	自来水	362	60.72
	高盐水	142	
2#复合盐	自来水	325	63.87
	高盐水	120	
3#复合盐	自来水	246	62.20
	高盐水	93	

2.2 高盐免配交联压裂液的构建及优化

针对低渗透砂砾岩油藏储层温度高、微裂缝发育、含碱盐夹层等及配液水矿化度高、在线配液等特点,本文首次报道一种高盐水免配交联压裂液体

系,其构建思路为基于速溶、高增黏抗盐缔合聚合物悬浮液为基础,研发高效多元缓速交联剂,以分子链间疏水缔合以及分子链上官能团与交联剂之间化学交联协同作用原理,即“物理交联+化学交联”协同增效原理^[15-17],构建耐高温、高盐水基免配交联压裂液体系。

2.2.1 增黏性能

抗盐缔合聚合物悬浮液GAF-TE和抗盐聚丙烯酰胺悬浮液KYHPAM在高盐水中黏度与稠化剂浓度关系如图2所示。从图2可以看出,在相同浓度下,GAF-TE溶液较KYHPAM溶液的黏度更高,说明抗盐缔合聚合物在高盐水具有更好的增黏能力。分析认为,GAF-TE悬浮液中含有速溶和增黏功能助剂,聚合物溶液中除了分子链链间缠结作用和盐效应外,还有表面活性剂类助剂与聚合物分子链中疏水侧链缔合作用,形成“混合疏水微区”,溶液结构强度增加,表观黏度增加^[16, 18-20]。从图2还可看出,两种稠化剂在考察浓度范围内,2 min与30 min黏度之比即起黏率均大于80%以上,满足免配交联压裂液施工技术要求。

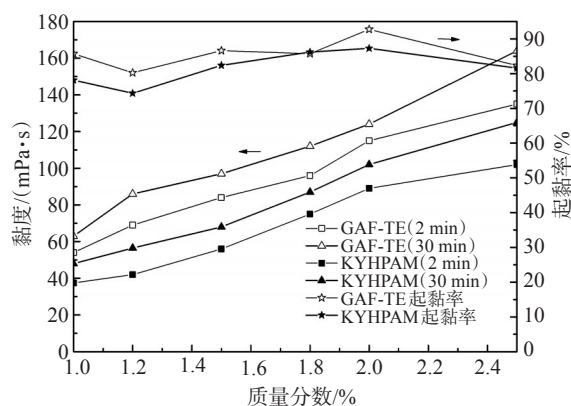


图2 高盐水下不同稠化剂的增黏能力
Fig.2 Thickening ability of different thickeners under high salinity water

2.2.2 交联性能

不同交联剂与抗盐缔合聚合物GAF-TE交联体系的交联情况见表2。为了实现现场在线配制要求,交联时间需控制30 s~3 min内,采取泵前压裂液基液、泵后交联剂工艺流程及常温下中强交联及高温下强交联,以降低交联液在井筒摩阻、保证裂缝中交联液强度。从表2可以看出,在常温、相同用量和交联比条件下,JL-1交联体系表现为交联时间

表 2 不同交联剂与抗盐缔合聚合物交联体系的交联情况
Table 2 Optimization results of different cross-linked fracturing fluids systems

交联剂	稠化剂用量/%	交联情况(常温)		交联强度(120 °C)
		交联时间/s	交联强度	
0.4%有机锆交联剂 JL-1	1.2	/	不交联	弱交联
	1.5	120	弱交联	中强交联
	1.8	83	弱交联	中强交联
0.4%有机铝交联剂 JL-2	1.2	16	弱交联	弱交联
	1.5	18	弱交联	弱交联
	1.8	15	中强交联	中强交联
0.4%有机铝硼锆缓交联剂 JL-3	1.2	74	弱交联	中强交联
	1.5	64	弱交联	强交联
	1.8	60	中强交联	强交联

长、交联强度弱; JL-2 交联体系表现为交联时间短、中强交联; 而 JL-3 交联体系表现为交联时间较长、中强交联。3 种交联体系的差异在于高价金属离子与聚丙烯酰胺类稠化剂交联体系的最高成冻酸度, 此酸度主要由体系中高价金属离子的性质决定^[21]。在高温 120 °C 下, 加入 3 种交联体系的交联强度较常温下均有所提高, 其中 JL-3 交联体系达到强交联。分析认为, 由于温度升高促使金属离子水解, 游离金属离子与聚合物分子链氨基、羧基及交联剂配体之间发生络合作用。

2.2.3 耐温耐剪切性能

基于交联体系优化结果, 考察了不同浓度抗盐缔合聚合物 GAF-TE 与 JL-3 交联体系的耐温耐剪切性能, 如图 3 所示。从图 3 可以看出, 当稠化剂用量为 1.2%~1.8% 时, 交联体系在温度为 120 °C、剪切速率为 170 s⁻¹ 条件下剪切 1 h 后的黏度大于 50 mPa·s, 其中 1.8% 稠化剂交联体系的剪切黏度达到 121.45 mPa·s, 满足标准石油天然气行业标准 SY/T 7627—2021《水基压裂液技术要求》中对高矿化度水压裂液技术要求。

2.2.4 静/动态携砂性能

压裂液的携砂性能是决定压裂施工成败的关键因素之一, 对于交联压裂液一般通过评价其静态悬砂性能来判定其悬砂能力^[22]。一般来说, 影响压裂液体系黏度的 3 个重要因素为温度、盐度和剪切速率, 鉴于本文采用高盐水配液, 在高盐和高剪切作用下对体系流变性影响比清水配制时更大, 需考

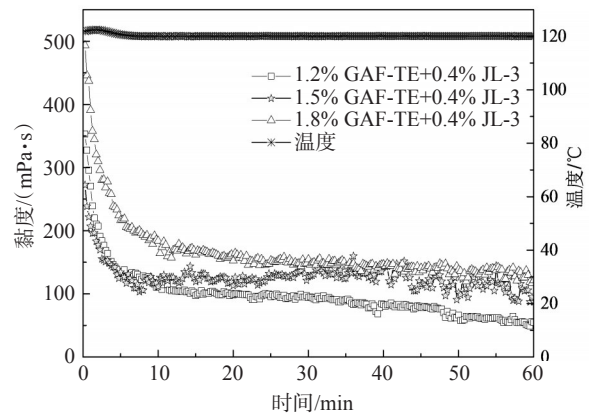


图 3 不同交联压裂液的耐温耐剪切曲线
Fig.3 Temperature and shear resistance curves of different cross-linked fracturing fluids

虑交联液经过炮眼时高速剪切对压裂液携砂性能的影响, 保证压裂液的携砂性能。通过 1.2%~1.8% GAF-TE+0.4% JL-3 交联体系在 2 h 静态悬砂实验发现, 经高速剪切后, GAF-TE 用量为 1.2%~1.5% 的交联体系的静态悬砂性能降低, 而 GAF-TE 用量为 1.8% 的交联体系的悬砂性能基本不变, 具体见图 4。同时, 考察了经高速剪切后交联体系的动态携砂性能, GAF-TE 用量为 1.2% 的交联体系不能有效混砂, 出现脱砂现象, 而 GAF-TE 用量为 1.5% 和 1.8% 时交联液能顺利混砂。综合考虑实际工况下压裂液经过炮眼时压裂液静动态携砂能力, 优化出 GAF-TE 用量为 1.5%~1.8% 的交联液体系。

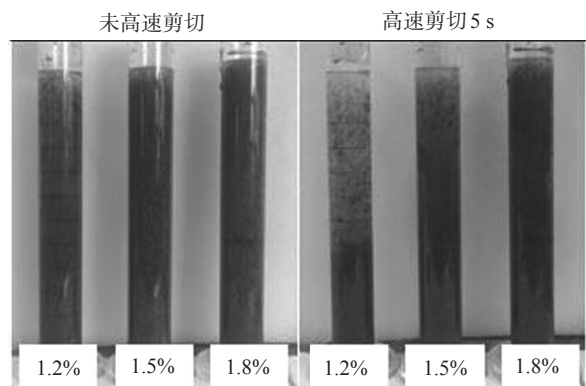


图 4 高速剪切对压裂液静态悬砂性能的影响
Fig.4 Static suspended sand performance of fracturing fluid before and after high shear rate

2.2.5 破胶性能

基于 1.5%~1.8% GAF-TE 交联液体系和增效辅剂 GF15B, 优化破胶剂和助剂用量, 破胶实验结果如表 3 所示。满足标准 SY/T 7627—2021 对破胶

表3 交联压裂液助剂优化结果
Table 3 Optimization results of crosslinking fracturing fluid additive concentration

压裂液配方	破胶液黏度/($\text{mm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	pH值	表面张力/($\text{mN} \cdot \text{m}^{-1}$)	界面张力/($\text{mN} \cdot \text{m}^{-1}$)	残渣含量/($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	防膨率/%	破乳率/%
1.5% GAF-TE+0.4% JL-3+0.2% GF15B+0.02% APS	5.9	6.3	28.9	2.6	123.3	92.4	95.6
1.5% GAF-TE+0.4% JL-3+0.3% GF15B+0.03% APS	3.2	6.2	26.5	1.3	127.2	93.1	96.7
1.8% GAF-TE+0.4% JL-3+0.3% GF15B +0.03% APS	6.2	6.2	26.8	1.7	146.3	92.9	93.7
1.8% GAF-TE+0.4% JL-3+0.3% GF15B +0.04% APS	3.6	6.0	26.9	1.5	138.9	93.8	96.8

注:破胶温度为90℃。

液技术要求(破胶液黏度 $\leq 5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,表面张力 $\leq 32 \text{ mN/m}$,与煤油间的界面张力 $\leq 3 \text{ mN/m}$,残渣含量 $\leq 600 \text{ mg/L}$,破乳率 $\geq 90\%$)的高盐免配交联液体系配方为:1.5% GAF-TE+0.4% JL-3+0.3% GF15B+0.03% APS、1.8% GAF-TE+0.4% JL-3+0.3% GF15B+0.04% APS。

2.3 现场应用情况

2022年9月,新疆玛湖M井(井温为117℃)采用高盐免配交联压裂液(1.8%稠化剂GAF-TE+0.4%交联剂JL-3+0.3%增效剂GF15B+0.04%破胶剂APS)成功施工3层,第1层施工曲线如图5所示。压后返排破胶彻底,实现了高盐免配交联压裂液现场应用突破,简化了交联压裂液体系的配液过程,大大提高了施工效率。与邻井(返排5~10d后压力降为0)相比,采用高盐水基免混配交联压裂液试油33d实现连续排采,仅有轻微结盐,最高日产油

4.4 m^3 ,说明采用高盐免配压裂液体系在抑制储层溶蚀和地层压力快速降低方面具有一定效果。

3 结论

通过模拟不同配液水对储层岩矿溶蚀影响,构建的一套高盐水在线配制聚合物压裂液体系,具有良好的耐高温、耐盐及抗剪切、悬砂/携砂性能等,现场施工顺利,压后试油实现连续排采,顺利完成试油,说明高盐免配压裂液体系在抑制储层溶蚀和地层压力快速降低有一定积极作用。但是,采用饱和和盐水井筒出现轻微结盐,建议后续优选高效抑盐剂或构建高效抑盐型压裂液体系,保障该地区压后顺利试油及后期生产。此外,本文报道免配聚合物交联压裂液技术,与传统基于粉剂稠化剂交联压裂液相比,实现在线(免配)配制、添加剂“一剂多能”种类少,可大幅度简化现场配液流程,提高施工效率,可推广至非常规油气藏水平井大规模开发。

参考文献:

- [1] 余佩蓉,郑国庆,孙福泰,等.玛湖凹陷风城组页岩油气藏水平井压裂裂缝扩展模拟[J].新疆石油地质,2022,43(6):750-756.
YU P R, ZHENG G Q, SUN F T, et al. Simulation on fracture propagation during hydraulic fracturing in horizontal wells in shale reservoirs of Fengcheng formation, Mahu sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 750-756.
- [2] 刘财产,季瑞雪,王伟,等.玛湖凹陷风城组页岩油产量影响因素及甜点评价[J].新疆石油地质,2022,43(6):733-742.
LIU C G, JI R X, WANG W, et al. Factors influencing shale oil production and sweet spot evaluation of Fengcheng formation, Mahu sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 733-742.

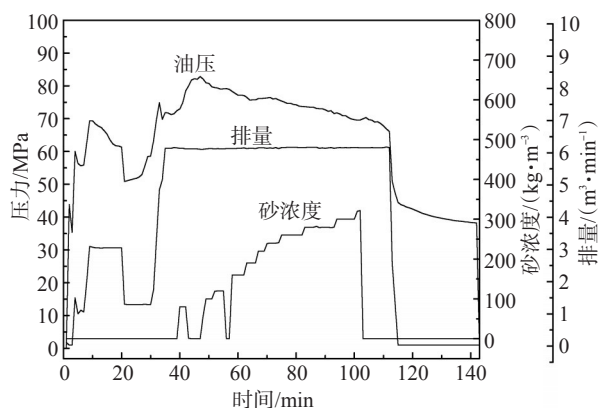


图5 高盐免配交联冻胶体系的现场施工曲线

Fig.5 Fracturing curve of association cross-linked fracturing fluid with high salt resistance suitable for on-line preparation

- [3] 钱门辉,王绪龙,黎茂稳,等.玛页1井风城组页岩含油性与烃类赋存状态[J].新疆石油地质,2022,43(6):693-702.
QIAN M H, WANG X L, LI M W, et al. Oil-bearing properties and hydrocarbon occurrence states of Fengcheng formation shale in well Maye-1, Mahu sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6):693-702.
- [4] 田孝茹,张元元,卓勤功,等.准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组致密油充注特征:碱性矿物中的流体包裹体证据[J].石油学报,2019,40(6):646-659.
TIAN X R, ZHANG Y Y, ZHUO Q G, et al. Tight oil charging characteristics of the lower permian Fengcheng formation in Mahu sag, Junggar basin: Evidence form fluid inclusions in alkaline minerals [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(6): 646-659.
- [5] COLLINS A G. Geochemistry of Oilfield Waters [M]. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam-Oxford-New York, 1975.
- [6] 武德宁,宗进旗,张少标,等.濮城油田油井结盐机理分析及防治措施[J].钻采工艺,2002,25(1):91-93.
WU D N, ZONG J Q, ZHANG S B, et al. Mechanism and preventive measures of salt deposition in Pucheng Oilfield [J]. Drilling & Production Technology, 2002, 25(1): 91-93.
- [7] 马超,李伦,肖杰,等.复合抑盐剂在高盐地层水中的抑盐效果[J].科学技术与工程,2016,16(2):143-147.
MA C, LI L, XIAO J, et al. Compound inhibiting agent and effect of inhibiting salinization in high salt formation water [J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(2): 143-147.
- [8] EGBERTS P J, NAIR R, TWERDA A. Salt precipitation in the near well bore region of gas wells [C]// SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 7-9, 2018.
- [9] 段晴枫,谢俊辉,李旭,等.低前置液加砂压裂在吉7井区的应用[J].新疆石油天然气,2020,16(1):78-83.
DUAN Q F, XIE J H, LI X, et al. Application of low front fluid plus sand fracturing in Ji 7 Well area [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2020,16(1): 78-83.
- [10] 刘宽,罗平亚,丁小惠,等.抗盐型滑溜水减阻剂的性能评价[J].油田化学,2017,34(3):444-448.
LIU K, LUO P Y, DING X H, et al. Performance evaluation of slickwater friction reducer with salt tolerance [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(3): 444-448.
- [11] 荆江录,屈刚,魏慧蕊,等.苏里格气田压裂返排液重复利用技术[J].新疆石油天然气,2021,17(4):36-40.
JING J L, QU G, WEI H R, et al. Recycle technology of fracturing flowback fluid in Sulige gasfield [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2021, 17(4):36-40.
- [12] 徐鹏,项远铠,刘蕊宁,等.停泵压降法评价水平井暂堵压裂效果[J].新疆石油天然气,2022,18(4):79-83.
XU P, XIANG Y K, LIU X N, et al. Evaluate the temporary plugging effectivity for fractured horizontal wells through pump-off pressure drop analysis method [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2022, 18(4):79-83.
- [13] 邱小庆.大牛地气田碳酸盐岩储层复合酸压工作液体系优化研究[J].新疆石油天然气,2019,15(3):69-73.
QIU X Q. The optimized research of the working fluid system about the composite acid fracturing for carbonate reservoir in Daniu gas field [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2019, 15(3): 69-73.
- [14] 王文英.碳酸钠与碳酸氢钠分解温度的热力学估算[J].化学教育,2016,37(15):71.
WANG W Y. Thermodynamics estimation of decomposition temperature of sodium carbonate and sodium bicarbonate [J]. Chemistry Education, 2016, 37(15): 71.
- [15] 麦尔耶姆古丽·安外尔,蒲迪,翟怀建,等.悬浮液基高效减阻携砂压裂液的研发与应用[J].油田化学,2022,39(3):387-400.
MAIERYEMUGULI A W E, PU D, ZHAI H J, et al. Development and application of fracturing fluid based suspension thickener with high efficient drag reduction and proppant transport [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(3): 387-400.
- [16] 阿布里米提·依明,蒲迪,董景锋,等.适用于连续混配的耐120℃高温聚合物压裂液[J].油田化学,2022,39(2):239-245.
ABULIMITI Y M, PU D, DONG J F, et al. Polymer fracturing fluid suitable for continuous preparation with high temperature resistance of 120 °C [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39 (2) : 239-245.
- [17] YANG B, MAO J C, ZHAO J Z, et al. Improving the thermal stability of hydrophobic associative polymer aqueous solution using a "triple-protection" strategy [J]. Polymer, 2019, 11 (6) : 2-15.
- [18] 冯茹森,寇将,薛松松,等.疏水缔合聚合物与非离子表面活性剂的相互作用[J].油田化学,2017,34(1):159-164.
FENG R S, KOU J, XUE S S, et al. Interaction between hydrophobically associating polymer and nonionic surfactant [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(1): 159-164.
- [19] GUO Y J, LIANG Y, YANG X S, et al. Hydrophobic microblock length effect on the interaction strength and binding capacity between a partially hydrolyzed microblock hydrophobically associating polyacrylamide terpolymer and surfactant [J]. Journal Applied Polymer Science, 2014, 40633:1-12.
- [20] DENG Q H, LI H P, CAO X L, et al. Synergistic mechanism between laurel alkanolamide and hydrophobically associating polyacrylamide in solutions with high salinity [J]. RSC Advances, 2015, 5:13078-13086.
- [21] 王鉴,赵福麟.高价金属离子与聚丙烯酰胺交联机理[J].石油大学学报(自然科学版),1992,16(3):32-38.
WANG J, ZHAO F L. Crosslinking mechanism of multivalent

metal ions with polyacrylamide [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1992, 16(3):32-38.

[22] 管保山, 薛小佳, 何治武, 等. 低相对分子质量合成聚合物压裂液研究[J]. 油田化学, 2006, 23(1): 36-38.

GUAN B S, XUE X J, HE Z W, et al. Low molecular mass synthetic polymer based aqueous crosslinking/ gelling hydrofracturing fluid [J]. Oilfield Chemistry, 2006, 23 (1): 36-38.

Association Cross-linked Fracturing Fluid with Ultra-high Salt Resistant Suitable for On-line Preparation

ZHENG Miao¹, PU Di², DONG Jingfeng¹, ZHANG Zejun³, XU Keshan¹, XIONG Yachun², JIN Cheng^{2,4}

(1. Engineering Technology Research Institute, Xinjiang Oilfield Branch Company, Petrochina, Karamay, Xinjiang 83400, P R of China; 2. Sichuan Guangya Polymer Chemical Company Ltd, Nanchong, Sichuan 637500, P R of China; 3. Luliang Oilfield Operation Area, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 4. School of New Energy and Materials, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China)

Abstract: The rapid pressure drop and salt deposit in wellbore after fracturing in the special reservoir containing a large amount of soluble alkali salt in the Mahu Fengcheng Formation, seriously affected the oil testing. In order to verify whether the fracturing fluid entering the well would have an impact on the dissolution of the reservoir salt mineral, the impact of different inflow fluids on the dissolution of the reservoir salt mineral was simulated, the cross-linked fracturing fluid system with on-line preparation, temperature resistance (120 °C) and salt resistance (30×10^4 mg/L) was constructed and field tests was carried out based on the composition characteristics of the typical alkali salt mineral in the Fengcheng Formation reservoir. The results showed that the rate of dissolution high salt water to typical simulated salt was more than 60% compared with that of tap water. The “molecule interchain entanglement + association + salt effect” of suspension based hydrophobically associating polymer solution could be realized, resulting in the rapid dissolution and high viscosity increase of the base solution, and the cross-linked fracturing fluid system with on-line preparation, temperature resistance and salt resistance was formed between the thicken agent and the organic boron-zirconium-aluminum slow crosslinking agent by chemical crosslinking. The optimal formula was as follows, 1.8% thickener GAF-TE+0.4% crosslinker JL-3+0.3% synergist GF15B+0.04% gel breaker APS. The shear viscosity of the system was greater than 100 mPa·s after sheared for 1 hour at the temperature of 120 °C and at the shear rate of 170 s⁻¹, exhibiting good dynamic and static sand carrying capacity. The well M (three layers) fracturing were successfully constructed on site. the oil test after fracturing was successfully completed, and the maximum daily oil production was 4.4 m³. The high-salt fracturing fluid system had certain positive effect on the reduction of formation pressure drop due to reservoir dissolution.

Keywords: salt mineral dissolution; oil testing; high temperature and salt resistance; association polymer; cross-linked fracturing fluid prepared on-line