

◀ 油气开发 ▶

doi:10.11911/syztjs.201706017

耐温抗盐酸液稠化剂 TP-17 的合成及现场试验

张俊江¹, 杜林麟², 应海玲¹, 张 斌²

(1. 中国石化西北油田分公司, 新疆乌鲁木齐 830011; 2. 东方宝麟科技发展(北京)有限公司, 北京 100083)

摘 要:为满足塔河油田托甫台区块缝洞型油藏造长缝、深穿透酸压工艺需求, 针对该区块奥陶系地层的高温特点, 研制了耐温抗盐酸液稠化剂 TP-17。以丙烯酰胺(AM)为主, 耐温、抗盐 2-甲基-2-丙烯酰胺基丙磺酸(AMPS)、自制阳离子单体(X)和马来酸酐(MA)为辅进行四元聚合反应, 合成了 AM/AMPS/X/MA 四元共聚物 TP-17。研究发现, 最佳聚合反应条件为: AM、AMPS 和 X 等 3 种单体的物质的量之比为 5:3:2, 这 3 种单体的总质量分数为 30.0%, MA 的质量分数为 15.0%, 引发剂的质量分数为 0.4%, 反应温度为 80℃, 螯合剂 EDTA 的质量浓度为 200 mg/L, 反应时间为 9 h, 反应体系的 pH 值为 7。室内研究及现场试验均表明, TP-17 是一种耐温、抗盐、抗剪切、酸溶解及配伍性能优良的酸液稠化剂, 在塔河油田托甫台区块深层碳酸盐岩油藏酸压改造中获得较好的试验效果。研究认为, TP-17 适用于高温缝洞型碳酸盐岩油藏的深部酸压, 具有很好的应用前景。

关键词: 耐高温; 抗盐性; 稠化剂; 四元聚合物; 托甫台区块; 塔河油田

中图分类号: TE357.1⁺2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2017)06-0093-06

Synthesis and Field Tests of High Temperature Resistant and Salt Tolerant Acid Thickener TP-17

ZHANG Junjiang¹, DU Linlin², YING Hailing¹, ZHANG Bin²

(1. Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 2. Orient Baolin Technology Development (Beijing) Co. Ltd., Beijing, 100083, China)

Abstract: In order to meet the technical requirements of acid fracturing with long fractures and deep penetration in the Tuoputai Block of the Tahe Oilfield, a high temperature resistant and salt tolerant acid thickener TP-17 was developed to accommodate the high temperature geologic characteristics of Ordovician Formation. With crylamide (AM) as the principle component, the high temperature resistant and salt tolerant monomer 2-methyl-2-acrylamido-sulfonic acid (AMPS) and self-made cationic monomer (X) and maleic anhydrides (MA) as auxiliary components, the quadripolymer TP-17 formed by polymerization. Research results showed that optimal conditions of polymerization was in terms of molar ratios of 5:3:2, i. e. three monomers AM, AMPS and X, which have total mass fraction of 30.0%, with MA mass fraction of 15.0% and initiator mass fraction of 0.4%. The reaction temperature was at 80℃, with concentration of the chelating agent EDTA was 200 mg/L, the reaction time lasted for nine hours, the pH of reaction system was 7. Lab and field test results indicated that TP-17 was an acid thicker with outstanding heat-resistant, salt-resistant, anti-shearing, acid dissolution and compatibility performances. Desirable effects have been observed in acid-fracturing operations of deep carbonate reservoirs. It is considered that the TP-17 is suitable for acid fracturing in fracture-vuggy deep reservoir, with bright prospects of applications.

Key words: high temperature resistant; salt tolerant; thickener; quadripolymer; Tuofutai Block; Tahe Oilfield

与常规酸相比, 稠化酸在缓速、降滤失及降阻性能上更具有优势和实用性, 在一定程度上能够实现储层的深部穿透和形成较好的酸蚀裂缝, 提高裂缝导流能力^[1]。塔河油田托甫台区块是典型的缝洞型油藏, 酸压要实现沟通更多更远储集体的改造目标, 对稠化酸的缓速和降滤失性能提出了更高的要求。

收稿日期: 2017-06-21; **改回日期:** 2017-11-08。

作者简介: 张俊江(1985—), 男, 河南商丘人, 2007年毕业于中国石油大学(北京)石油工程专业, 工程师, 主要从事酸化压裂方面的科研与管理工作。E-mail: 278519388@qq.com。

基金项目: 国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”之“缝洞型油藏提高采收率配套工艺技术示范”(编号: 2016ZX05053-013)资助。

目前国内大多数稠化剂其性能在 140 ℃ 以上高温条件下不够稳定,进入地层后抗盐能力弱,大大降低了酸蚀裂缝的延伸效率,无法实现裂缝-溶洞型油藏深部的体积酸压改造,后期产量递减较快。为此,笔者针对目前稠化剂存在的耐温抗盐性能差的问题,为满足塔河油田托甫台区块奥陶系地层造长缝、深穿透酸压工艺需求,以丙烯酰胺为主体,2-甲基-2-丙烯酰胺基丙磺酸、自制阳离子单体和马来酸酐为辅,通过优化配方合成了一种耐温、抗盐、抗剪切的稠化剂 TP-17,在对其性能进行室内试验评价的基础上,在托甫台区块南区进行了现场试验,取得了很好的应用效果。

1 TP-17 的合成

1.1 原料、试剂与仪器

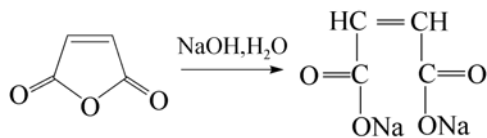
原料和试剂:阳离子单体(X),自制;丙烯酰胺(AM),工业品;马来酸酐(MA),化学纯;2-甲基-2-丙烯酰胺基丙磺酸(AMPS),工业品;过硫酸铵(APS),分析纯;乙二胺四乙酸(EDTA),分析纯;无水乙醇,分析纯;氢氧化钠,分析纯;醋酸,分析纯;盐酸,分析纯;氯

化钠,分析纯;硫代硫酸钠,分析纯;氮气,工业品。

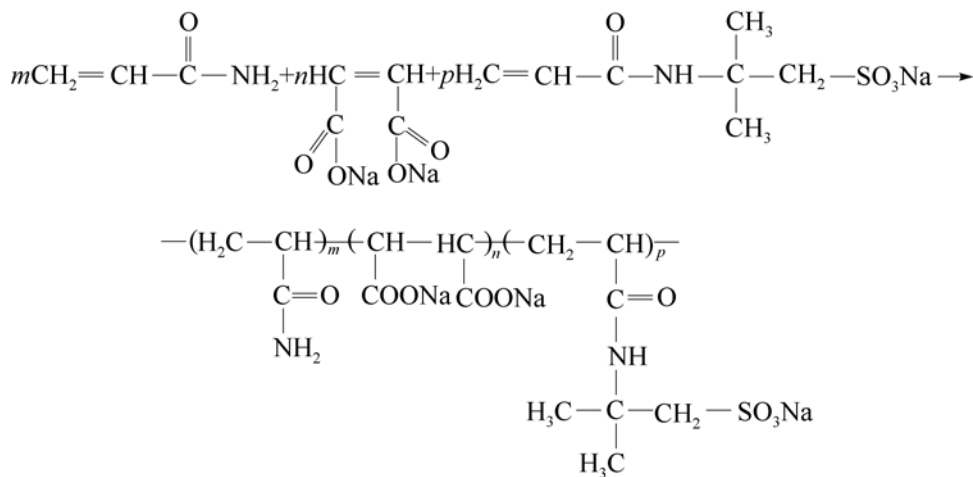
主要仪器:WQF-520 红外光谱分析仪,NDJ-79X 型六速旋转黏度计,SYC-15B 超级恒温水浴,DF-101S 集热式磁力搅拌器,DZ-2BC 真空干燥箱。

1.2 合成方法

称取一定量的 MA 并将其水解,移入置于超级恒温水浴中的四口反应烧瓶内,加入一定量已经配好的 EDTA 溶液作为络合剂,加入部分配制好的 AMPS、AM 和 X 溶液,用 10.0% 的氢氧化钠溶液将反应体系的 pH 值调至 7,通氮气排氧气并搅拌约 15 min 后,加入引发剂过硫酸铵溶液(采用滴加方式)。将温度调至反应温度,继续通入氮气,聚合反应一定时间后再加入剩下的 AMPS、AM 和 X 溶液,再反应一段时间即得到目标产物^[2]。反应分为 2 步,第一步为 MA 水解反应,水解反应方程式为:



第二步为聚合反应,反应方程式为:



1.3 合成条件优化

1.3.1 引发剂加量

通过考察引发剂加量变化对合成聚合物特性黏数和转化率的影响可知,引发剂加量有一个最佳值,此时转化率和特性黏数最高。选用过硫酸铵作为引发剂,调整反应体系的 pH 值为 7,反应温度为 80 ℃,EDTA 质量浓度为 200 mg/L,反应时间为 9 h,不同引发剂加量下的试验结果见表 1。

表 1 引发剂加量对转化率和特性黏数的影响

Table 1 Impacts of initiator volumes on conversion rate and intrinsic viscosity

序号	引发剂加量, %	特性黏数/(mL · g ⁻¹)	转化率, %
1	0.1	461.32	53.5
2	0.2	625.18	79.6
3	0.3	825.73	95.7
4	0.4	871.34	96.3
5	0.5	742.01	93.2
6	0.6	517.21	91.4

从表 1 可以看出,整体转化率和特性黏数随引发剂加量先上升后下降,当引发剂质量分数达到 0.4% 时,转化率和特性黏数均达到峰值。为了合成相对分子质量较高的聚合物,确定引发剂加量为单体总质量的 0.4%。

1.3.2 单体配比优化

1.3.2.1 MA 加量

在单体 AM、AMPS 和 X 的物质的量之比为 5:3:2 的条件下,测定不同 MA 质量分数下的聚合物特性黏数。反应体系中的单体总质量分数为 30.0%,过硫酸铵质量分数为 0.3%,反应温度为 80 ℃,EDTA 质量浓度为 200 mg/L,反应体系的 pH 值为 7,反应时间为 9 h,试验结果见表 2。

表 2 MA 加量对聚合物特性黏数的影响

Table 2 Impacts of MA volumes on intrinsic viscosity of the polymer

序号	MA 加量, %	特性黏数/(mL·g ⁻¹)
1	5.0	709.15
2	10.0	798.30
3	15.0	825.73
4	20.0	642.52
5	25.0	435.21
6	30.0	325.47

由表 2 可知,随着 MA 加量增大,特性黏数逐渐增大,当 MA 加量超过 15.0% 后特性黏数开始降低,说明 MA 加量过大会明显降低整个聚合体系的聚合能力,从而减小聚合物的相对分子质量。因此,在该合成条件下,MA 加量取 15.0% 最佳。

1.3.2.2 单体物质的量之比

试验条件:MA 加量为 15.0%,单体 AM、AMPS 和 X 的总质量分数为 30.0%,过硫酸铵质量分数为 0.3%,反应温度为 80 ℃,EDTA 质量浓度为 200 mg/L,反应体系的 pH 值为 7,反应时间为 9 h。通过测定不同单体物质的量之比条件下共聚物的特性黏数,确定单体 AM、AMPS 和 X 的配比,结果见表 3。

由表 3 可知,当 AM、AMPS 和 X 的物质的量之比为 5:3:2 时,特性黏数相对最高,此时合成得到的聚合物的稠化能力最好。AM 加量太大或太小,聚合物的稠化能力均不好。因此,单体 AM、AMPS 和 X 的物质的量之比选定 5:3:2。

1.3.3 单体总质量分数

试验条件:单体 AM、AMPS 和 X 的物质的量

表 3 单体 AM、AMPS 与 X 的物质的量之比对共聚物特性黏数的影响

Table 3 Impacts of AM, AMPS and X proportions on intrinsic viscosity

序号	n(AM):n(AMPS):n(X)	特性黏数/(mL·g ⁻¹)
1	8:1:1	490.71
2	7:2:1	652.34
3	6:3:1	714.69
4	5:3:2	825.73
5	4:4:2	775.65
6	3:5:2	748.32

之比为 5:3:2,MA 加量分数为 15.0%,过硫酸铵质量分数为 0.3%,反应温度为 80 ℃,EDTA 质量浓度为 200 mg/L,反应体系的 pH 值为 7,反应时间为 9 h。通过改变单体 AM、AMPS 和 X 的总质量分数,考察其对转化率和特性黏数的影响,结果如图 1 所示。

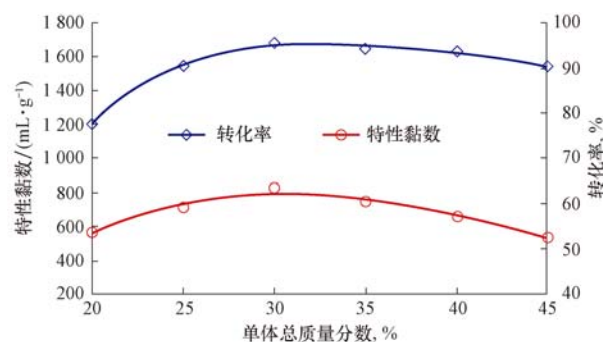


图 1 单体总质量分数对转化率和特性黏数的影响

Fig. 1 Impacts of total monomer mass fractions on conversion rate and intrinsic viscosity

由图 1 可知:随单体 AM、AMPS 和 X 的总质量分数升高,转化率和特性黏数均不断上升,质量分数为 30.0% 左右时转化率达到最大 95.7%,特性黏数也达到最大 825.7 mL/g,继续加大单体总质量分数,转化率和特性黏数均开始下降,且特性黏数受单体总质量分数升高的影响更大,下降趋势更明显。综合来看,单体总质量分数取 30.0% 最佳。

1.4 聚合物分子结构表征

将合成样品用乙醇溶解并进行多次提纯后烘干,然后将烘干的聚合物磨成粉末状,用溴化钾压片制样,最后用红外光谱仪对聚合产品进行分析^[3],分析结果如图 2 所示。

从图 2 可以看出,聚合物 AM/MA/AMPS/X 的红外光谱图包含 4 种单体的特征吸收峰:3 356.61 cm⁻¹ 处为 N—H 的伸缩振动峰;1 670.01 cm⁻¹ 处为

C=O 的伸缩振动峰;1 457.88 和 1 399.82 cm^{-1} 处为 C—H 的吸收峰;1 214.50 和 1 118.74 cm^{-1} 处为 AMPS 中 S=O 的伸缩振动峰;在 1 000~900 cm^{-1} 处未出现属于烯烃类单体(=C—H 键)的面外弯曲振动吸收峰,表明产物纯度较高,不含未聚合单体。图 2 表明,合成的聚合物即为目标产物 TP-17。

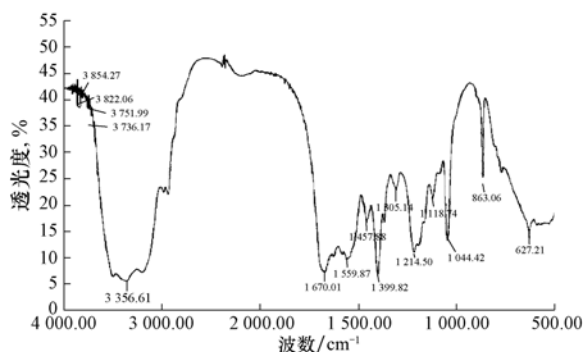


图 2 聚合物 AM/MA/AMPS/X 的红外光谱图

Fig. 2 Infrared spectrum of polymer AM/MA/AMPS/X

2 TP-17 性能评价

2.1 酸溶时间

按照石油天然气行业标准《稠化酸用稠化剂》(SY/T 6214—2016)中的测定方法,测定稠化剂 TP-17 的酸溶时间^[4]。由于合成的产品已干燥并研磨为粉状,故采用粉剂稠化剂酸溶的方法测定:室温下,在 20.0% 盐酸中加入 2.5% TP-17 稠化剂,在 600 r/min 转速下搅拌,每间隔 5 min 用旋转黏度计测定一次酸液表观黏度;酸液表观黏度趋于稳定后,再每隔 10 min 测定一次酸液表观黏度,结果如图 3 所示。

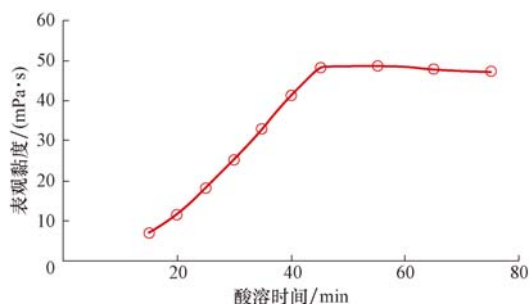


图 3 稠化剂 TP-17 的酸溶解时间曲线

Fig. 3 Acid dissolution time curve of the thickener TP-17

由图 3 可知,酸液表观黏度随着酸溶时间增长而迅速升高,当时间达到 45 min 后酸液表观黏度变化幅度突然变小,并逐渐出现下降趋势,这说明稠化剂已完全溶解。因此,可知 TP-17 的酸溶解时间为 45 min。

2.2 热稳定性能

在 20.0% 盐酸中加入 3.5% TP-17,测试其在室温条件下、剪切速率为 170 s^{-1} 条件下的表观黏度。然后将配制好的稠化酸置于油浴中加热至 140 $^{\circ}\text{C}$,恒温加热时间为 240 min,取出冷却到室温后测定其在剪切速率 170 s^{-1} 下的表观黏度^[3-5]。重复上述步骤,测试稠化酸在温度 160 $^{\circ}\text{C}$ 、剪切速率 170 s^{-1} 下的表观黏度。稠化酸表观黏度下降率的计算公式为:

$$\omega = \frac{\mu_a - \mu_b}{\mu_a} \times 100\% \quad (1)$$

式中: ω 为表观黏度下降率; μ_a 为室温下酸液的表观黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; μ_b 为高温加热后酸液的表观黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

稠化酸热稳定性测定结果见表 4。

表 4 稠化酸的热稳定性

Table 4 Thermal stability of thickened acid

温度/ $^{\circ}\text{C}$	$\mu_a/(\text{mPa} \cdot \text{s})$	$\mu_b/(\text{mPa} \cdot \text{s})$	$\omega, \%$
140	68.3	54.6	20.1
160	68.3	48.1	29.6

由表 4 可知:该稠化酸液在 140 和 160 $^{\circ}\text{C}$ 温度下加热 240 min 后其黏度下降率分别为 20.1% 和 29.6%,说明酸液受高温加热后对其黏度有一定影响,但稠化酸在 160 $^{\circ}\text{C}$ 高温下加热 240 min 后的表观黏度仍达 48.1 $\text{mPa} \cdot \text{s}$,说明该稠化酸的耐温性能良好。

2.3 抗剪切性能

在现场施工中,稠化酸液受到大排量的高速剪切和进入裂缝后的弯曲剪切作用,会使其黏度降低,影响其降滤失、缓速和携砂性能。在 20.0% 盐酸中加入 3.5% TP-17 配制稠化酸,采取油浴加热至 160 $^{\circ}\text{C}$,剪切速率 170 s^{-1} 、剪切时间 120,每隔 20 min 测定一次稠化酸的表观黏度,结果如图 4 所示。

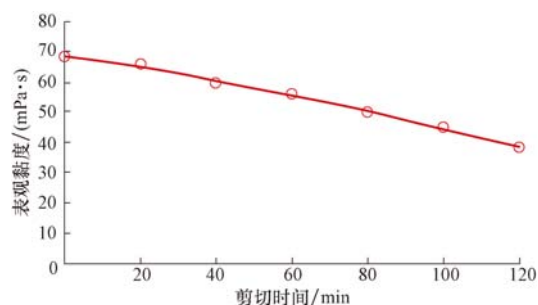


图 4 160 $^{\circ}\text{C}$ 下稠化酸表观黏度随剪切时间的变化曲线

Fig. 4 Changes of apparent viscosity of thickened acid with shearing time at 160 $^{\circ}\text{C}$

从图 4 可以看出,在 $160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 170 s^{-1} 条件下,稠化酸表观黏度随剪切时间增长不断下降,但剪切 120 min 后其表观黏度仍保持在 $30\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 以上,而现场应用的其他酸液(剪切 120 min 后的表观黏度一般在 $20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 左右),说明其抗剪切能力较优。

2.4 缓速性能

分别取添加不同稠化剂 TP-17 和 ZX-180 的一定量稠化酸,与取自托甫台区块一间房组地层的岩心在常温常压下进行反应,每隔 30 min 取出少量残酸,用氢氧化钠标准溶液滴定,测得剩余酸液的质量分数,将其与空白盐酸反应的残酸质量分数进行对比,结果如图 5 所示。

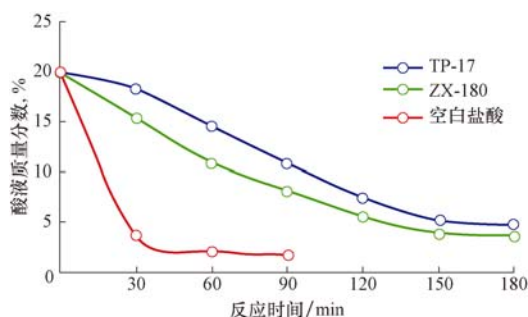


图 5 稠化酸缓速性能对比

Fig. 5 Comparison of retardation performances of the thickened acid

由图 5 可知,未加稠化剂的盐酸质量分数的下降速度明显快于稠化酸,反应 30 min 后残酸质量分数仅为 3.7%,而加入 TP-17 的稠化酸和托甫台区块目前所用的加入 ZX-180 的稠化酸在反应 30 min 后的质量分数分别为 18.3% 和 15.4%,有效作用时间均大于 120 min。其中,加入 ZX-180 的酸液质量分数下降速度略高于加入 TP-17 的酸液,表明加入 TP-17 的稠化酸的缓速性能良好,有利于碳酸盐岩储层的深部改造^[6-8]。

2.5 抗盐性能

碳酸盐岩储层发生酸岩反应后,会产生许多 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等高价阳离子,使稠化酸的黏度和缓速性能大大降低。室内配制稠化剂 TP-17 质量分数为 3.5% 的稠化酸,测定其在 $160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 下的黏度为 $48.1\text{ mPa}\cdot\text{s}$;然后加入总矿化度达 $80\ 000\text{ mg/L}$ ($3.5\%\text{ NaCl}+2.5\%\text{ CaCl}_2+2.0\%\text{ MgCl}_2$) 的模拟地层水充分搅拌,在 $160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 油浴中加热 90 min 后冷

却至室温,测试其表观黏度为 $37.6\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。加模拟地层水之后,表观黏度下降 $10.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$,但其表观黏度维持较好,说明稠化剂 TP-17 引入耐盐基团后表现出良好的抗盐性能,且整个试验过程中无异物产生^[9]。

2.6 配伍性能

将由 20.0% 盐酸加入 2.5% TP-17 配成的稠化酸与塔河油田托甫台区块目前使用的酸液添加剂进行配伍性试验。酸液配方为 20.0% 盐酸 + 2.5% TP-17 稠化剂 + 2.0% ZX-H1 高温缓蚀剂 + 1.0% ZX-Z1 助排剂 + 1.0% ZX-T1 铁离子稳定剂 + 1.0% ZX-P1 破乳剂。将配制好的酸液在常温下放置 15 d 后,观察酸液未产生沉淀和不溶物,说明 TP-17 与各酸液添加剂有良好的配伍性。

3 现场试验

2015—2016 年,塔河油田托甫台区块南区针对裂缝-孔洞型地层特点,采用加入稠化剂 TP-17 的稠化酸进行 10 余井次的深部酸压试验,取得了较好的应用效果,累计增油量 $18.7\times 10^4\text{ t}$ 。其中,靠近大型溶洞边部的 TP207X 井井深 6 660.00 m,垂深 6 596.02 m,酸压层段位于奥陶系一间房组 (6 515.00~6 660.00 m 井段),地层温度 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$,岩性为黄灰色泥晶灰岩、含砂屑泥晶灰岩和砂屑泥晶灰岩,下入裸眼封隔器对该井段进行了集中改造。施工采用了“压裂液冻胶+高温胶凝酸酸压”施工工艺(见图 6),其中高温胶凝酸配方为 20.0% 盐酸 + 2.5% TP-17 稠化剂 + 2.0% 高温缓蚀剂 + 1.0% 助排剂 + 1.0% 铁离子稳定剂 + 1.0% 破乳剂,酸液用量 280 m^3 。

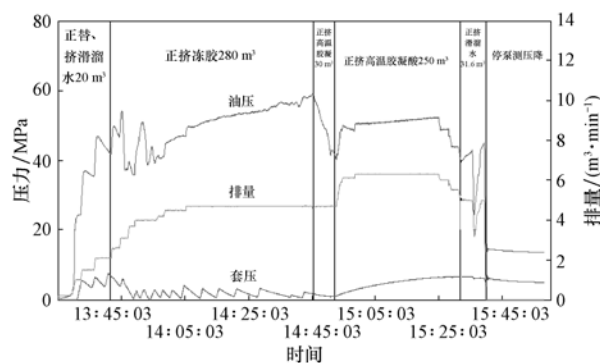


图 6 TP207X 井酸压施工曲线

Fig. 6 Operation curve of acid-fracturing in the Well TP207X

该井酸压后关井反应 60 min 用 $\phi 5.0$ mm 油嘴放喷, 油井自喷生产, 油压 12~14 MPa, 产油量 60~80 t/d, 生产时间 480 d, 累计产油量 1.56×10^4 t, 初始产量和累计产量均高于邻井。通过生产数据进行了 Blasingame 曲线拟合分析, 结果见图 7 (图 7 中: Q 为产量, m^3/d ; p 为压力, MPa; t_D 为无因次时间; C_D 为无因次井筒储存系数)。

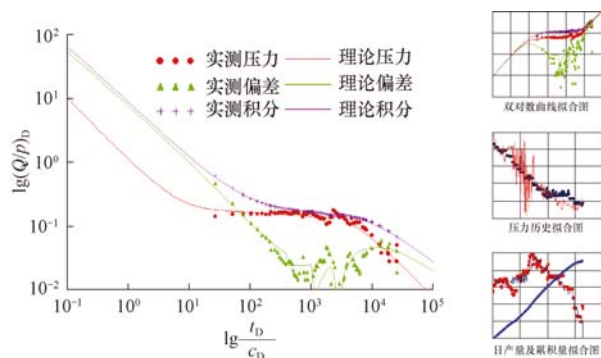


图 7 TP207X 井生产数据 Blasingame 曲线拟合分析结果
Fig. 7 Fitting analysis result of production data in the Well TP207X with Blasingame curve

分析可知, 初始裂缝半长 169.00 m, 裂缝半长达到 126.00 m, 长期裂缝导流能力 $14.8 \text{ D} \cdot \text{cm}$, 表明加入 TP-17 的稠化剂具有良好的耐温抗盐性能, 可形成有效的长酸蚀缝, 能提高裂缝导流能力, 实现高产和稳产^[10]。

4 结 论

1) 以 AM、AMPS 和自制阳离子单体 X 为主要原料, 加入 15.0% MA、0.4% 引发剂和质量浓度 200 mg/L 的 EDTA, 80 °C 下反应 9 h 即可得到稠化剂 TP-17。其中, 单体 AM、AMPS 和 X 的物质的量之比为 5:3:3, 3 种单体的总质量分数为 30%。

2) 室内性能试验表明, 稠化剂 TP-17 具有较好的耐温、抗盐、抗剪切、酸溶解及配伍性能。

3) 在塔河油田托甫台区块奥陶系一间房组进行了现场试验, 生产数据分析表明, 稠化剂 TP-17 适用于高温缝洞型碳酸盐岩油藏的深部酸压。

参 考 文 献

References

- [1] 陈大钧. 油气田应用化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 148-165.
CHEN Dajun. Applied chemistry of oil and gas field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 148-165.
- [2] 潘祖仁. 高分子化学[M]. 4 版. 北京: 化学工业出版社, 2007: 35-139.
PAN Zuren. Polymer chemistry[M]. 4th ed. Beijing: Chemical Industry Press, 2007: 35-139.
- [3] LIAO Yi, ZHENG Huaili, QIAN Li, et al. UV-initiated polymerization of hydrophobically associating cationic polyacrylamide modified by a surface-active monomer: a comparative study of synthesis, characterization, and sludge dewatering performance[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2014, 53(27): 11193-11203.
- [4] SY/T 6214—2016 稠化剂用稠化剂[S].
SY/T 6214—2016 Gelling agent for viscous acid[S].
- [5] 张莹, 尹海亮, 刘新亮, 等. 耐温耐盐 P(AM-AMPS-St-AA) 共聚物压裂液稠化剂的合成与性能[J]. 油田化学, 2016, 33(2): 215-219.
ZHANG Jian, YIN Hailiang, LIU Xinliang, et al. Synthesis and properties of P(AM-AMPS-St-AA) thickener for fracturing fluids[J]. Oilfield Chemistry, 2016, 33(2): 215-219.
- [6] 全红平, 吴洋, 李欢, 等. 具有吸附作用的酸液缓速外加剂 FL-1 的研制[J]. 现代化工, 2015, 35(1): 118-121.
QUAN Hongping, WU Yang, LI Huan, et al. The development of the adsorption of acid retarded admixtures FL-1[J]. Modern Chemical Industry, 2015, 35(1): 118-121.
- [7] HAN Lijuan, YE Zhongbin, CHEN Hong, et al. The interfacial tension between cationic gemini surfactant solution and crude oil [J]. Journal of Surfactants & Detergents, 2009, 12(3): 185-190.
- [8] GAO Ying, LIAN Shengjiang, SHI Yang, et al. A new acid fracturing fluid system for high temperature deep well carbonate reservoir[R]. SPE 181823, 2016.
- [9] 黄燕飞. 塔河油田托甫台地区奥陶系油藏深度酸压技术应用[J]. 天然气勘探与开发, 2010, 32(4): 68-71.
HUANG Yanfei. Application of depth acid pressure technology in Ordovician reservoir in Tuofutai Area of Tahe Oilfield[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2010, 32(4): 68-71.
- [10] 林鑫, 张士诚, 李小刚, 等. 聚合物酸液稠化剂对储集层的伤害[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(4): 460-463.
LIN Xin, ZHANG Shicheng, LI Xiaogang, et al. Damage of polymer acid viscosifier to reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(4): 460-463.

[编辑 令文学]