

文章编号: 1000-4092(2022)03-381-06

酸性气田暂堵压井体系的研制与应用评价*

许园, 唐永帆

(西南油气田公司天然气研究院, 四川 成都 610213)

摘要: 针对川渝地区酸性气田(含 H_2S 、 CO_2 、 SO_2 等酸性气体)生产井修井作业过程中常规修井液存在的安全性差、易漏失、对储层污染大等问题, 通过优选植物胶稠化剂、调节pH值、添加抗酸抑制剂等得到了一种适用于高含酸性气井液体胶塞体系, 考察了该体系的流变性能以及成胶后的承压能力、抗温稳定性、抗硫化氢稳定性、破胶性能, 并开展了高含酸性气井的现场应用。配方为3%稠化剂+3%稠化分散剂+7%交联剂+5%调理剂+1%抗酸抑制剂+调节剂的液体胶塞的成胶时间的可控可调范围为28~200 min, 成胶后的黏度大于30 Pa·s, 成胶强度高; 在150 °C老化24 h不破胶, 在70 °C的酸性气层水(H_2S 含量300 mg/L或 CO_2 含量100 mg/L)中72 h不破胶。液体胶塞体系在pH=8时的承压能力最佳; 在50~80 °C温度区间内, 解堵液能让液体胶塞在1~6 h完全破胶至黏度低于3 mPa·s。液体胶塞体系已在硫化氢含量约为80 mg/L的A井成功应用, 为川渝地区酸性气田的修井作业提供了技术支撑与保障。

关键词: 酸性气田; 暂堵; 压井; 液体胶塞; 承压能力

文献标识码: A

DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.001

中图分类号: TE357

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

川渝地区酸性气田较多, 含大量硫化氢、二氧化碳、二氧化硫等, 特别是硫化氢含量较高, 存在大量的生产井井口阀门、完井管柱的腐蚀问题, 需要进行压井换阀、起油管、打捞落鱼等修井作业。但由于井口压力高、井下管柱腐蚀穿孔变形严重, 常规压井作业风险较大, 且存在压井液污染地层风险^[1-4]。现有的暂堵凝胶压井技术存在成胶强度有限、抗酸性能差、成胶时间可控性差(配制后易在地面快速成胶而导致泵注困难)、承压能力缺乏评价装置与方法等难题^[5-7]。

中国石化西南油气分公司针对中浅层气藏低压老井修井时压井液漏失严重、造成储层重度污染

伤害而导致产能锐减的问题, 通过对稠化剂、交联剂质量分数对破胶性能的影响研究, 以及液体胶塞强度和伤害性能评价, 调试出了适合低压气藏的液体胶塞暂堵剂体系。西南石油大学采用地面预交联的聚合物凝胶或凝胶颗粒作为压井液, 将水溶性高分子聚合物的液体胶塞在井筒内进行交联聚合反应, 以大块的形式固结实现对筛管壁与井壁的封堵作业, 但投产前须进行破胶处理。大港油田开发了弱凝胶悬浮基液, 合成了黏弹性好、变形程度大、强度高、可吸水膨胀且在一定温度下能够自动水化降解的聚合物材料, 能够在漏失层快速形成封堵屏障, 有效减少修井液漏失。目前针对常规井修井用的压井液、暂堵凝胶研究较为广泛, 但是并未专门针对酸性气田修井作业的暂堵压井体系开展研究,

* 收稿日期: 2021-06-29; 修回日期: 2021-11-27。

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司科技项目“暂堵液体胶塞压井技术研究与应用”(项目编号 20200303-25)。

作者简介: 许园(1988—), 男, 高级工程师, 西南石油大学应用化学博士(2015), 从事油气田开发化学研究工作, 通讯地址: 610213 成都市天府新区华阳街道天研路218号西南油气田公司天然气研究院, E-mail: xy880912@163.com。

因此有必要开发耐酸性好的暂堵液体胶塞压井技术,利用胶塞的高摩阻对井筒进行封堵,而其高黏弹性可避免气窜,最终通过可控的降解性破胶技术避免污染储层^[8-11]。

本文针对川渝地区酸性气田的暂堵压井作业,对现有液体胶塞存在的问题进行深入研究,通过优选植物胶稠化剂、调节pH值、添加抗酸抑制剂等得到了一种适用于高含酸性气井液体胶塞体系,考察了该体系的流变性能以及成胶后的承压能力、抗温稳定性、抗硫化氢稳定性、破胶性能,并开展了高含酸性气井的现场应用,解决了现有含酸性气体气井的安全修井难题。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

改性胍胶CT9-10A,羟丙基胍胶,含胶量85%,成都能特科技发展有限公司;改性魔芋胶CT9-10B,羧甲基魔芋胶,含胶量82%,成都能特科技发展有限公司;交联剂CT9-11,硼砂含量15%,成都能特科技发展有限公司;调理剂CT9-6B,多元醇含量50%,成都能特科技发展有限公司;抗酸抑制剂CT9-6C,硫代硫酸钠含量88%,成都能特科技发展有限公司;解堵液CT4-12B,酸含量15%,成都能特科技发展有限公司;调节剂,50%柠檬酸水溶液,实验室自制;5#白油,0#柴油,工业品,华东石油交易中心有限公司;环己烷,分析纯,成都市科隆化学品有限公司;实验用水为含硫化氢、二氧化碳水样,其中硫化氢含量分别为200、300、400、500 mg/L,二氧化碳含量为100 mg/L。

ZNN-D6S型六速旋转黏度计,青岛恒泰达机电设备有限公司;Mars 3型控制应力流变仪,美国赛默飞世尔科技公司;液体胶塞承压能力评价装置,自制。

1.2 实验方法

(1)液体胶塞体系的配制

在81 mL水中依次加入3 mL的稠化分散剂、7 mL的交联剂、5 mL的调理剂、1 g的抗酸抑制剂,搅拌10 min后缓慢加入3 g稠化剂,充分搅拌30 min,加入调节剂将液体胶塞体系调至相应的pH值。

(2)液体胶塞成胶时间与成胶强度测试

液体胶塞的成胶时间与成胶强度利用目测代码法进行评价^[12]。在常温下观察形成凝胶的流动

特征来判断其强度,成胶时间为凝胶成胶强度达到D级所需时间^[13-14]。

(3)液体胶塞流变性能测试

利用控制应力流变仪测定液体胶塞的流变性能,包括黏弹性和耐温耐剪切性。在常温、应力扫描范围为1~500 Pa下,测试液体胶塞的黏性模量与弹性模量;在温度150 °C、剪切速率170 s⁻¹下测试不同时间下液体胶塞的黏度。

(4)液体胶塞耐酸性能测试

在70 °C下,以未加抗酸抑制剂的液体胶塞作为空白对照,分别在300 mL的含硫化氢的模拟气层水(硫化氢含量300 mg/L)、300 mL含二氧化碳的模拟气层水(二氧化碳含量100 mg/L)中放入300 mL已成胶的液体胶塞,通过观察液体胶塞的破胶情况来判断其耐酸性能。

(5)液体胶塞承压能力测试

将配制好的液体胶塞体系注入不同管径、不同长度的模拟管柱中,注入液体胶塞后旋紧两端阀门,加热至一定的成胶温度,一定时间后敞开模拟管柱上端阀门,从下端利用氮气或其它惰性气体进行驱替,当气体穿过液体胶塞从模拟管柱上端溢出或液体胶塞被气体从模拟管柱上端顶出时,压力传感系统记录的压力值即为液体胶塞的承压能力,装置示意图如图1所示。

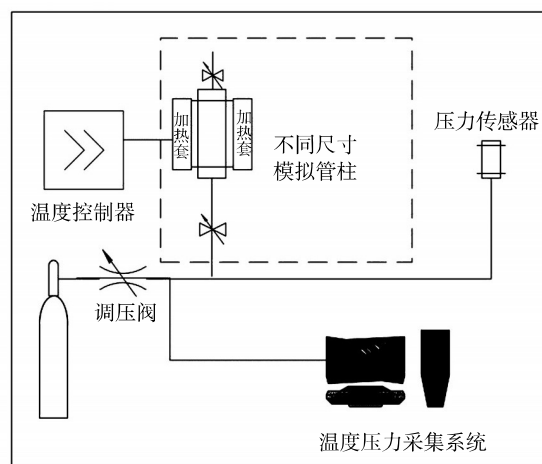


图1 液体胶塞承压能力测试装置示意图

(6)液体胶塞抗温稳定性测试

分别将500 mL的已成胶的液体胶塞装入老化罐中,放置70、100、120、140、150 °C的恒温干燥箱之中,通过观察6~24 h内的破胶情况判断液体胶

塞的抗温稳定性。

(7) 液体胶塞抗硫化氢稳定性测试

在 70 °C 下,分别在 300 mL 含不同浓度硫化氢的模拟气层水(硫化氢含量分别为 200、300、400、500 mg/L)中放入 300 mL 的已成胶的液体胶塞,通过观察液体胶塞的破胶情况来判断其抗硫化氢稳定性。

(8) 液体胶塞破胶性能测试

分别在 50、60、70、80 °C 下,将 300 mL 已成胶的液体胶塞放入 600 mL 破胶解堵液 CT4-12B 中,观察液体胶塞的破胶情况,记录破胶时间,并用六速旋转黏度计测试破胶液黏度。

2 结果与讨论

2.1 液体胶塞体系配方的确定

2.1.1 植物胶稠化剂的优选

液体胶塞的稠化剂多为植物胶类,为了增加成胶强度通常使用浓度较高。若直接将稠化剂加入水中,由于稠化剂的水化分散速度较快,导致液体胶塞的初始黏度过高,不利于控制液体胶塞的交联和泵注,因此考虑在配液水中加入油基稠化分散剂抑制其前期的分散溶解。室内考察了 2 种植物胶稠化剂(改性胍胶、改性魔芋胶)与 3 种稠化分散剂(5#白油、0#柴油、环己烷)配合使用时的成胶情况,液体胶塞体系的配方为:3%稠化剂+3%稠化分散剂+7%交联剂+5%调理剂+调节剂,pH 值为 9,成胶温度为 70 °C,成胶时间为 2 h。不同稠化剂、稠化分散剂的液体胶塞体系的成胶情况如表 1 所示。

表 1 不同稠化剂、稠化分散剂的液体胶塞体系的成胶情况

稠化剂	稠化分散剂	成胶强度	黏度/(mPa·s)
改性胍胶	5#白油	J	>30 000
	0#柴油	J	>30 000
	环己烷	J	>30 000
改性魔芋胶	5#白油	G	3 000
	0#柴油	H	10 000
	环己烷	A	27

由改性胍胶所配制液体胶塞的成胶强度高,可以至震铃凝胶级别,3 种稠化分散剂均能够与改性胍胶配合使用。由改性魔芋胶所配制液体胶塞的成胶效果不太理想,成胶强度要远远小于由改性胍胶所配制液体胶塞的,因此推荐使用改性胍胶作为

液体胶塞体系的稠化剂。

2.1.2 体系 pH 对成胶性能的影响

液体胶塞的成胶时间对于现场暂堵压井施工的成败起着至关重要的作用。成胶时间过短,容易造成液体胶塞泵注困难;成胶时间过长,液体胶塞由于黏度低,存在漏失的风险。只有准确控制成胶时间,才能将液体胶塞泵送至设计位置。本文使用的交联剂为碱性较强的有机硼体系,利用柠檬酸来调节液体胶塞的 pH 值,不同 pH 值下液体胶塞体系的成胶情况如表 2 所示,液体胶塞体系的配方为:3%改性胍胶+3%稠化分散剂+7%交联剂+5%调理剂+调节剂。在常温下,液体胶塞体系的成胶时间可以通过调节体系的 pH 进行调控,成胶时间调控范围为 28~200 min,当 pH 值在 8~10 之间,最终成胶强度高,均能达到震铃凝胶级别。因此通过调节体系的 pH 可以控制液体胶塞的成胶时间,达到液体胶塞成胶时间可控可调的目的。

表 2 不同 pH 值下液体胶塞的成胶情况

pH 值	成胶时间/min	成胶强度	pH 值	成胶时间/min	成胶强度
7.0	28	I	10.0	115	J
7.5	35	I	10.5	125	I
8.0	48	J	11.0	137	I
8.5	51	J	11.5	153	H
9.0	63	J	12.0	186	H
9.5	88	J	12.5	200	H

2.1.3 抗酸抑制剂的作用

对于含硫化氢、二氧化碳等酸性气井的修井作业,使用液体胶塞体系进行暂堵时,由于液体胶塞对 pH 值较为敏感,因此需要考虑酸性气体对液体胶塞的稳定性影响,本文选择了抗酸抑制剂 CT9-6C(硫代硫酸钠含量 88%),加量为 1%。加入耐酸抑制剂前后已成胶的液体胶塞分别在含 300 mg/L 硫化氢的模拟气层水和含 100 mg/L 二氧化碳的模拟气层水中的稳定性如表 3 所示。液体胶塞体系的配方为:3%改性胍胶+3%稠化分散剂+7%交联剂+5%调理剂+调节剂,pH 值为 8。

使用的抗酸抑制剂抗硫化氢与二氧化碳的效果均较好,液体胶塞在 70 °C、含硫气层水(硫化氢含量 300 mg/L)、含二氧化碳的气层水(二氧化碳含量 100 mg/L)中至少稳定 72 h 不破胶,抗酸性气体

表3 已成胶的液体胶塞在含硫化氢、二氧化碳模拟气层水中的稳定性

模拟气层水	实验条件	不同时间(h)下的破胶情况							
		6	12	24	48	72	96	120	144
含 300 mg/L 的硫化氢	加剂前	基本破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶
	加剂后	完好	完好	完好	完好	完好	开始破胶	破胶加剧	破胶
含 100 mg/L 的二氧化碳	加剂前	完好	开始破胶	基本破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶
	加剂后	完好	完好	完好	完好	完好	完好	完好	完好

的稳定性较好,能够适用于酸性气井的修井作业。

2.2 液体胶塞体系的性能

2.2.1 流变性能

常温下,液体胶塞体系的黏弹性测试结果见图2,在温度 150 °C、剪切速率 170 s⁻¹下,液体胶塞体系的黏度随测试时间的变化见图3。由图2可知,当剪切应力由 1 Pa 上升到 500 Pa 时,液体胶塞体系的弹性模量 G' 始终远远大于其黏性模量 G'' ,说明该液体胶塞为黏弹性流体,弹性优异,具有较好的形变恢复性及封堵作用。

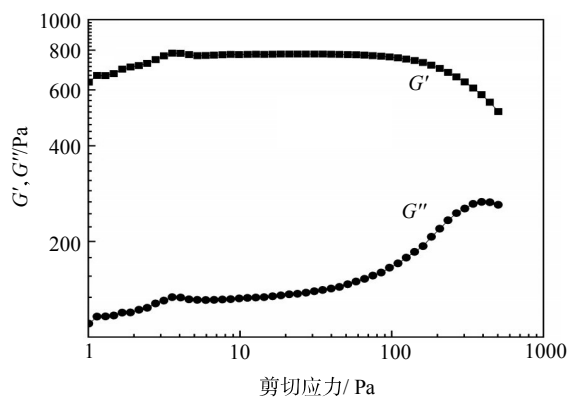


图2 液体胶塞的黏弹性

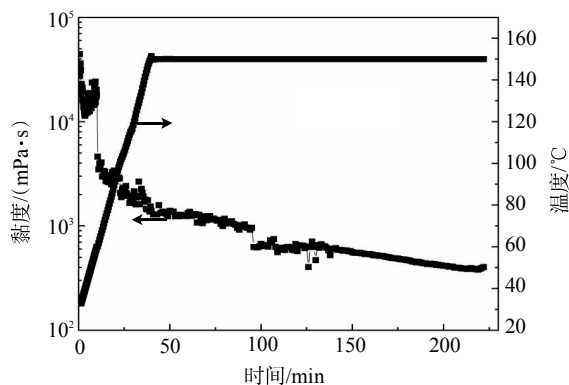


图3 液体胶塞的耐温耐剪切性能

由图3可知,液体胶塞体系的初始黏度大于 30 000 mPa·s,高黏度使得其在井筒中具有较好的封堵效果。在 150 °C,170 s⁻¹的条件下高速剪切 4 h 后的黏度仍然大于 400 mPa·s,说明该液体胶塞的耐温耐剪切性能较好。

2.2.2 承压能力

液体胶塞承压能力是评价液体胶塞封堵能力的关键指标,目前的研究主要是基于目测代码法来判断液体胶塞的强度,该方法相对误差大,缺乏准确性。

采用自制的液体胶塞承压能力测试装置选用内径 50.64 mm、长度 50 cm 的模拟管柱开展实验,研究了不同成胶温度、不同 pH 值条件下液体胶塞体系的承压能力,结果见表4。液体胶塞配方为:3%改性胍胶+3%稠化分散剂+7%交联剂+5%调理剂+1%抗酸抑制剂+调节剂。

随着成胶温度的不断升高,液体胶塞的承压能力不断增大。相同成胶温度条件下,液体胶塞 pH=8 时,承压能力最佳,pH 值从 9 增至 12,液体胶塞的承压能力变化不大。

表4 不同成胶温度、pH 值下液体胶塞的承压能力

成胶温度/°C	不同 pH 值下的承压能力/MPa				
	8	9	10	11	12
60	0.46	0.42	0.36	0.32	0.28
80	0.72	0.64	0.63	0.62	0.63
100	1.15	0.99	0.89	0.91	0.88
120	1.35	1.27	1.24	1.25	1.26
150	2.14	1.78	1.80	1.82	1.79

2.2.3 抗温稳定性

液体胶塞成胶后在高温情况下的稳定性对其封堵性能起到关键作用。考察了不同温度下不同老化时间后液体胶塞的稳定性情况,液体胶塞的配方为:3%改性胍胶稠化剂+3%稠化分散剂+7%交联剂+5%调理剂+1%抗酸抑制剂+调节剂,pH 值为 8。已成胶的液体胶塞在 70~150 °C 老化 6~24 h 时均能保持完好而未破胶,说明液体胶塞的稳定性较好,能够适用于不同井温的修井作业。

2.2.4 抗硫化氢稳定性

已成胶的配方为 3%改性胍胶稠化剂+3%稠化分散剂+7%交联剂+5%调理剂+1%抗酸抑制剂+调

节剂的液体胶塞,在 70 °C、不同硫化氢浓度的模拟气层水中的稳定性如表 5 所示。

液体胶塞体系在 70 °C 下的稳定时间随着硫化氢含量的增加而逐渐变短。当硫化氢含量在 400 mg/L 以内能够保证 72 h 完好不破胶;当硫化氢含量达到 500 mg/L 时,液体胶塞的成胶稳定时间大幅度缩短,大约能稳定 36 h。若需要抗更高含量的硫化氢,则需加大抗酸抑制剂用量或研发效果更佳的抗酸抑制剂。

表 5 液体胶塞抗硫化氢稳定性

时间/h	不同硫化氢含量(mg/L)下的稳定性			
	200	300	400	500
6	完好	完好	完好	完好
12	完好	完好	完好	完好
24	完好	完好	完好	完好
36	完好	完好	完好	开始破胶
48	完好	完好	完好	破胶加剧
72	完好	开始破胶	开始破胶	基本破胶
96	完好	破胶加剧	破胶加剧	完全破胶
120	完好	基本破胶	基本破胶	完全破胶
144	开始破胶	完全破胶	完全破胶	完全破胶

2.2.5 破胶性能

强酸性破胶剂与氧化性破胶剂均对植物胶形成的交联空间网状结构有着优异的破胶、降解效果,高温能起到促进作用,温度越高,效果越好。本文利用兼具强酸与氧化双重作用的解堵液 CT4-12B 对胶塞进行破胶,其中强酸不仅能够起到破胶作用,也能够对井筒及近井地带的污染物进行溶解分散与清洗,解堵液中加入少量的高效表面活性剂可起到助排作用。

解堵液与液体胶塞接触后,在 50~80 °C 温度区间内,液体胶塞在 1~6 h 内完全破胶至黏度低于 3 mPa·s。低黏度的残液可较为容易地从井筒排出,进而避免其进入储层产生二次污染。

2.3 液体胶塞的现场试验效果

A 井的压井目的是:暂堵压井作业,更换井下受损管柱,恢复回注能力。前期进行了两次常规压井作业(清水、压井液),均未成功。该井的硫化氢含量较高,其中油管内硫化氢含量约 80 mg/L,环空硫化氢含量约 50 mg/L。

A 井液体胶塞压井作业方案为:(1)从油管正注入液体胶塞,按照油管上段留 1500 m 空余,封隔器下部的整个环空井筒完全充满设计,如图 4 所示。由于地层存在漏失情况,液体胶塞注入量按 1.2 倍考虑,约为 30 m³,排量为 400~600 L/min;(2)从套管反注入液体胶塞 10~16 m³,以防止起油管时封隔器失效导致地层流体冲出;(3)候凝 2 h,敞井观察 2 h,若无压力、无气、无液,声波探液面无下行,则油管压井成功;(4)修井作业完成后,注入 2 倍液体胶塞体积的解堵液进行解堵。

A 井实际压井作业为:正注液体胶塞(本文提供的配方)32 m³,反注液体胶塞 14 m³,共注入液体胶塞 46 m³,成功对井筒进行了有效封堵,进行了后续的修井作业,修井作业结束注入 92 m³ 解堵液 CT4-12B 成功进行解堵,恢复回注能力。

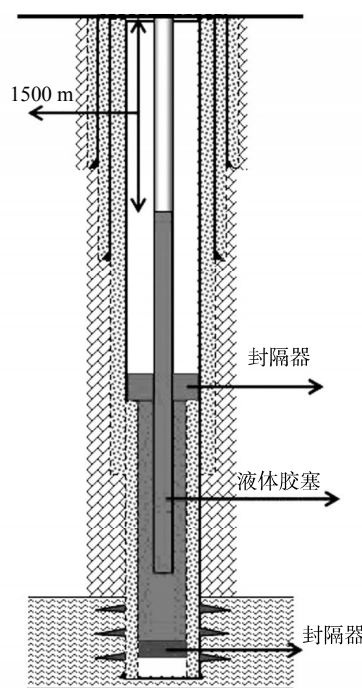


图 4 A 井暂堵后井身结构

3 结论

配方为 3% 改性胍胶+3% 稠化分散剂+7% 交联剂+5% 调理剂+1% 抗酸抑制剂+调节剂的液体胶塞体系,通过地面成胶时间的可控可调来满足现场配制及泵注需求,成胶后在 150 °C 老化 24 h 不破胶,70 °C 下在酸性气层水中 72 h 不破胶,加入解堵液可完全破胶至黏度低于 3 mPa·s。该液体胶塞体系

在硫化氢含量约为80 mg/L的A井中被成功应用,具备在酸性气田修井作业中大面积推广应用的潜力。

通过自制的液体胶塞承压能力的评价装置,可实现对不同工况(温度、pH值)条件下的液体胶塞承压能力的模拟评价,可为现场压井作业设计与施工提供指导,降低施工失败风险。

参考文献:

- [1] 熊颖,刘友权,陈楠,等.可控交联暂堵压井胶塞研究与应用[J].石油与天然气化工,2018,47(6):55-58.
- [2] 邱玲,黄小军,黄贵存,等.低压气井液体胶塞暂堵技术研究及应用[J].断块油气田,2011,18(3):393-396.
- [3] 马超,张鑫,肖杰,等.低压气井修井暂堵隔离冻胶与性能[J].科学技术与工程,2017,17(10):177-180.
- [4] 贾虎,陈昊,陈波.弹性液体胶塞修井防漏机理及应用[J].石油学报,2018,39(3):349-355.
- [5] 贾虎,杨宪民.固化水工作液在压井修井过程中的成功应用[J].钻井液与完井液,2007,24(S1):115-120.
- [6] 杨健,骆进,冉金成,等.低压气井暂堵修井工艺技术探讨[J].天然气工业,2007,27(5):81-84.
- [7] 刘音,常青,谭锐,等.水平井控水用液体胶塞的室内合成研究[J].石油化工应用,2015,34(8):97-100.
- [8] 李欣,杨东海,黄其,等.水平井用液体胶塞制备与放大试验研究[J].石油化工应用,2017,36(10):24-27.
- [9] 王金凤,郑力会,张耀刚,等.天然气井的绒囊流体活塞修井技术[J].钻井工程,2015,35(12):53-57.
- [10] 罗有刚,巨亚峰,王尚卫,等.纳米复合泡沫凝胶修井液的研制与试验[J].钻井液与完井液,2020,37(1):127-132.
- [11] 贾虎,杨欣雨,李三喜,等.双交联型泡沫凝胶的制备及其暂堵压井防漏机理[J].钻井液与完井液,2019,36(3):384-390.
- [12] 李圆.淀粉接枝共聚丙烯酸酰胺聚合物凝胶体系的研究与应用[D].北京:中国地质大学(北京),2018:29.
- [13] 王玉功,任雁鹏,李勇,等.酸性堵水剂DQ-3的实验研究[J].石油化工高等学校学报,2011,24(5):56-59.
- [14] 邵明鲁,岳湘安,贺杰,等.基于SR&NI ATRP引发机理延缓就地聚合凝胶成胶时间[J].油气地质与采收率,2020,27(2):125-130.

Development and Application of Temporary Plugging and Killing System Suitable for Sour Gas Field

XU Yuan, TANG Yongfan

(Research Institute of Nature Gas Technology, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610213, P R of China)

Abstract: In view of the problems of poor safety, leakage and large reservoir pollution in the process of workover of sour gas fields containing H₂S, CO₂, SO₂ and other acid gases in Sichuan and Chongqing area, a liquid gel plug system suitable for high-acid gas wells was obtained by optimizing vegetable gum thickener, adjusting pH value, adding antacid inhibitor. The rheological properties of the system, as well as the pressure bearing capacity, temperature stability, hydrogen sulfide resistance, and gel breaking performance after gel formation were investigated, and the field application in high-acid gas wells was carried out. The gelling time of the system, composed of 3% thickener, 3% thickening dispersant, 7% cross-linking agent, 5% conditioner, 1% acid inhibitor and regulator, was adjustable from 28 min to 200 min. The viscosity after gelling was greater than 30 Pa·s, indicating that the strength of the system was high. The gel did not break after aging for 24 h at the temperature of 150 °C, and the gel did not break when soaked in the acid gas layer water containing 300 mg/L H₂S or 100 mg/L CO₂ for 72 h. The pressure bearing capacity was the best when the pH value of the system was 8. When adding the blockage relieving fluid, the liquid gel plug could be broken within 1—6 hours at the temperature of 50—80 °C, and the viscosity of the broken fluid was lower than 3 mPa·s. The liquid gel plug system had been successfully applied in wells with H₂S content of 80 mg/L, which provided the technical support and guarantee for the well repair in Sichuan and Chongqing acid gas field.

Keywords: sour gas field; temporary plugging; well killing; gel plug; pressure-bearing capacity