

高密度无固相低伤害压井液体体系的构建及性能研究

黄知娟^{1,2}, 潘丽娟^{1,2}, 龙武^{1,2}, 霍锦华³

- (1. 中国石油化工集团公司碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆 乌鲁木齐 830011;
2. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司, 新疆 乌鲁木齐 830011;
3. 西安工程大学环境与化学工程学院, 陕西 西安 710048)

[摘要] 压井作业是油气勘探开发过程中的重要环节之一,高性能压井液对于压井作业成败十分关键。为提高无固相、低伤害压井液体体系的密度,以无机盐类加重剂 JZJ-1 和有机盐类加重剂 JZJ-2 复合型加重剂为基础,辅以合成降滤失剂 PT-1、增溶剂、阻垢剂及除氧剂制备密度为 1.60, 1.70, 1.80 g/cm³ 的高密度无固相低伤害压井液体体系 SWJ-1、SWJ-2 和 SWJ-3。高密度无固相低伤害压井液体体系外观澄清透明,体系 pH 值在 10~12 之间,具有优异的耐温性能、流变性能、滤失性能及体系相容性,同时,宏观及微观分析显示其具有低腐蚀特性,具备一定的推广应用前景。

[关键词] 油气勘探开发; 降滤失剂; 压井液体体系; 腐蚀性能

[中图分类号] TQ314.2 **[文献标识码]** A **doi:** 10.16577/j.issn.1001-1560.2022.0312

[文章编号] 1001-1560(2022)11-0083-07

Construction and Performance Research of High Density Solid Free and Low Damage Well Killing Fluid Systems

HUANG Zhi-juan^{1,2}, PAN Li-juan^{1,2}, LONG Wu^{1,2}, HUO Jin-hua³

- (1. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery in Carbonate Fractured-Vuggy Reservoirs, CNPC, Urumchi 830011, China;
2. Sinopec Northwest Company of China Petroleum and Chemical Corporation, Urumchi 830011, China;
3. School of Environmental and Chemical Engineering, Xi'an Polytechnic University, Xi'an 710048, China)

Abstract: Well killing is an important work in oil and gas exploration and development, and high-performance well killing fluids are critical to the success of this work. In order to increase the density of solid free and low damage well killing fluid system, environmental friendly high density solid free and low damage well killing fluid systems SWJ-1, SWJ-2 and SWJ-3 with a density of 1.60, 1.70 and 1.80 g/cm³ respectively were prepared by means of adding synthesized filtrate reducer PT-1, solvent increasing agent, scale inhibitor and deoxidizer into a compound weighting agent which was comprised of inorganic salt weighting agent JZJ-1 and organic salt weighting agent JZJ-2. The systems had a clear and transparent appearance, a pH value in the range of 10 ~ 12, and excellent temperature resistance, rheological properties, filtration performance and system compatibility. In addition, the macro and micro analyses showed that the systems possessed the characteristic of low corrosion, presenting a certain application prospect.

Key words: oil and gas exploration and development; filtrate reducer; well killing fluid system; corrosion performance

0 前言

油气勘探开发过程中,为避免生产井修井作业过程中因井筒内的液柱压力低于地层压力而导致地层流体向井筒内流动,进而引发井涌或井喷事故,相关技术人员通过向井底泵入不同密度的压井液,使井筒压力达到与地层压力相平衡的状态,防止井壁坍塌,从而恢

复和重建井底压力体系^[1,2]。压井液压井效果及对地层的影响程度主要取决于压井液自身的应用性能,也包括了静液柱压力体系与地层压力的对比关系等^[3,4]。鉴于此,为有效实现对高压油气产层的压井操作,同时避免压井液体体系堵塞油气储层、腐蚀井下管具等,相关人员纷纷致力于无固相、低伤害及清洁型压井液体体系

[收稿日期] 2022-05-25

[基金项目] 顺北一区 5 号断裂带提质提速钻井技术研究(编号:P20002)资助

[通信作者] 霍锦华(1992-),工学博士,副教授,研究方向为油田化学,电话:18328078183, E-mail: 18328078183m@sina.cn

的设计研发及应用研究。

无固相盐水类压井液因其具备良好的流变性能、抑制性能及保护储层特性成为研究热点^[5-8]。盐水类压井液种类繁多,为匹配地层压力体系并满足储层保护需求,在盐类加重剂的基础之上需加入其它化学处理剂。目前常用的无机盐类加重剂主要包括氯化钠、氯化钾、溴化钠、溴化钙及溴化锌等,但普遍存在压井液体系密度较小与造价成本高昂的问题^[9-11]。同时,常规有机盐,诸如甲酸钠、甲酸钾等加重剂配制的压井液体系密度较小,而甲酸铯等有机盐所配制的压井液体系虽然能够满足压井作业需求,但是造价十分昂贵。另外,一价金属盐主要用于低密度区间,因而对储层的污染和伤害较小,而二价钙盐、锌盐在井下地层中易结垢、沉淀,从而堵塞储层,且卤族盐对井下管具的腐蚀极为严重,加之井底高温条件使得该污染和腐蚀难题更为突出^[12,13]。此外,随深井及地热钻井技术逐渐发展,压井作业对其工作液体系的高温稳定性提出了更高要求。

鉴于当前高密度、无固相、低伤害压井液体系在设计及应用方面存在的主要问题,结合新形势下压井作业对其工作液体系的性能要求,本工作开展了高密度无固相低伤害压井液体系的设计研发及应用性能研究,通过无机及有机盐复合技术在满足无固相的前提下成功实现了对压井液体系密度的有效提升,同时,压井液体系制备成本较之常规同一密度的压井液制备成本降低了约 50%。此外,辅以降滤失剂、增溶剂、阻垢剂及除氧剂制备的高密度无固相低伤害压井液体系具有优异的高温稳定性、储层及管具保护特性。

1 实验

1.1 试剂

氯化锌、溴化钙、氯化钙、氯化钠、磷酸氢二钾、无机盐类加重剂 JZJ-1、有机盐类加重剂 JZJ-2、氢氧化钠、磷酸、盐酸、阴离子型聚丙烯酰胺、阳离子型聚丙烯酰胺、非离子型聚丙烯酰胺、两性离子型聚丙烯酰胺、温轮胶、黄原胶、硫脲、亚硫酸钠、硫代硫酸钠、聚乙烯醇-400、十二烷基磺酸钠等,以上药品或试剂均为分析纯。

1.2 实验方法

1.2.1 压井液体系降滤失剂的制备及表征

以 2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸(AMPS)、丙烯酰胺(AM)及对苯乙烯磺酸钠(SSS)为聚合物单体,过硫酸铵(APS)为引发剂,采用水溶液聚合法制备适用于高密度无固相压井液体系的降滤失剂。首先,准确称

取 8.0 g SSS 溶解于 30.0 g 去离子水中,并置于带有冷凝回流装置的四口烧瓶中升温至 60 ℃;然后,准确称取 16.0 g AMPS 和 16.0 g AM 溶解于 50.0 g 去离子水中并置于恒压滴液漏斗,称取 4.0%(质量分数,占单体总量)引发剂 APS 溶解于少量去离子水中并置于恒压滴液漏斗;待四口烧瓶中溶液升温至 60 ℃通氮气除氧 30 min,然后开始滴加单体混合溶液和引发剂溶液,滴加时间为 30 min,滴加完毕之后将体系升温至 80 ℃反应 180 min。采用 Nicolet 5700 型红外光谱分析表征合成降滤失剂 PT-1 结构特征,DSC823 TGA/SDTA85/e 型热分析仪测试降滤失剂 PT-1 的耐热稳定性,Quanta 450 环境扫描电子显微镜观察降滤失剂 PT-1 溶液老化后的微观结构,溶液浓度为 0.50%(质量分数),测试前需冷冻处理。

1.2.2 高密度无固相低伤害压井液体系的制备

首先,以实验室自来水($\rho = 1.0 \text{ g/cm}^3$, $\text{pH} = 7.0$)为基液,添加无机盐、有机盐复合型加重剂、盐重结晶抑制剂、除氧剂、阻垢剂和合成降滤失剂 PT-1 等制备密度分别为 1.60, 1.70, 1.80 g/cm^3 3 个密度梯度的高密度无固相低伤害压井液体系 SWJ-1、SWJ-2 和 SWJ-3,然后利用氢氧化钠调节体系 pH。具体试剂及实验参数已申请专利,暂不公开。

1.2.3 高密度无固相低伤害压井液体系的性能

(1)常规性能 高密度无固相低伤害压井液体系常规性能,如密度、外观及体系酸碱性分别采用比重瓶法、直接观察法及 PHSJ-4F 台式 pH 计测试。

(2)耐温性能 采用 HTD-GL4 高温滚子加热炉对高密度无固相低伤害压井液进行高温老化处理,老化温度为 180 ℃,时间为 1, 2, 3 d,然后对比老化前后 pH 值、黏度及密度等性能指标的变化情况以确定其耐温性能。

(3)流变性能 采用 ZNN-D12SP 六速旋转黏度计测试高温老化前后高密度无固相低伤害压井液体系的流变性能,包括老化之前及高温 180 ℃老化不同龄期(1, 2, 3 d)之后。

(4)腐蚀性能评价 按 GB/T 35509-2017“油气田缓蚀剂的应用和评价”测试高密度无固相低伤害压井液体系的腐蚀性能。

(5)配伍性研究 为便于井场现场使用,实验过程中选用顺北某作业区块不同井场水为研究对象,以透光度及浊度等为指标,考察无机盐类加重剂 JZJ-1 和有机盐类加重剂 JZJ-2 与井场水间的配伍性。采用 752N 型紫外可见光分光光度计测试压井液体系透光度, LH-

NTU3M 型浊度仪测试压井液体系浊度。

(6) 腐蚀产物微观表征 采用 X Pert PRO MPD 型 X 射线衍射仪对腐蚀产物进行 X 射线衍射分析,以 Cu 为靶,射线波长为 0.154 183 7 nm,工作电压为 40 kV,电流为 30 mA,扫描角度 $2\theta = 5^\circ \sim 100^\circ$ 。采用 ZEISS EVO MA15 型扫描电子显微镜观察腐蚀后的 P110s 挂片的微观形貌。

2 结果与讨论

2.1 压井液体系降滤失剂的合成及表征

采用单因素实验方法优选了压井液体系降滤失剂 PT-1 的最佳合成条件,反应单体配比为 $m(\text{AMPS}) : m(\text{AM}) : m(\text{SSS}) = 2 : 2 : 1$,引发剂添加量为 4.0% (质量分数,下同),反应温度为 80°C ,单体浓度为 33.3%,反应时间为 180 min,最佳条件下合成的降滤失剂 PT-1 的红外光谱及热失重曲线如图 1 所示。

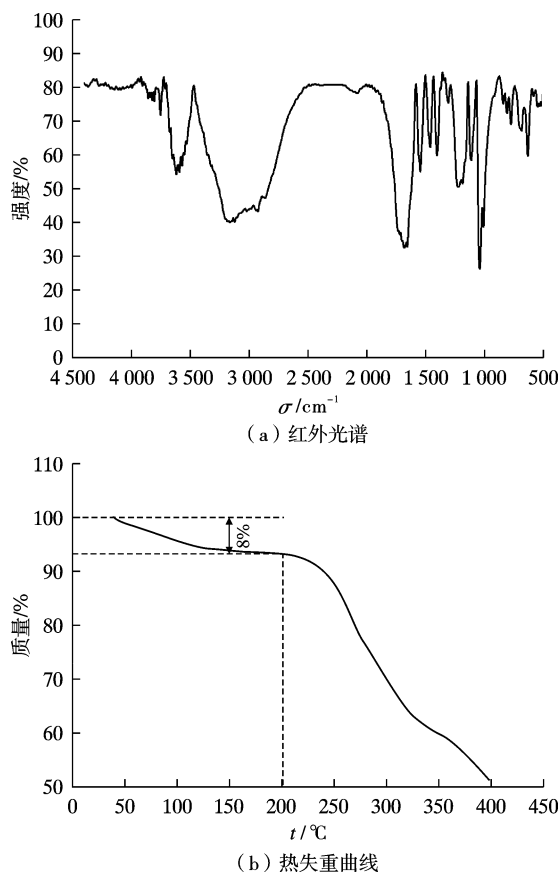


图 1 PT-1 的红外光谱及热失重曲线

Fig. 1 FT-IR spectrum and TG curve of PT-1

首先, 3444 cm^{-1} 和 1665 cm^{-1} 处存在 2 个较大的特征吸收峰,分别对应于丙烯酰胺中的 N-H 和 C=O 的伸缩振动吸收峰, 1039 cm^{-1} 处的特征吸收峰峰形较窄且强度较强,符合 2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸结构单元中的 C-S 伸缩振动吸收峰特征, 1588 和 1450 cm^{-1}

处的特征吸收峰分别对应于芳环骨架结构中 2 个 C=C 伸缩振动吸收峰,结合 810 cm^{-1} 处芳环的吸收峰即可得知聚合物分子结构中包含了苯乙烯磺酸钠的芳环结构。综上,红外光谱曲线实验结果显示聚合单体 AMPS、AM 及 SSS 的特征官能团所对应的特征峰均出现,表明聚合单体 AMPS、AM 和 SSS 在引发剂 APS 的引发下发生了聚合反应生成了高分子聚合物降滤失剂 PT-1。热重分析实验显示 200°C 之前降滤失剂 PT-1 失重约 8%,且这部分失重主要是由于聚合物表面自由水和一些易挥发组分在受热情况下挥发所致,也含部分酰胺基团的分解。鉴于此,合成降滤失剂 PT-1 可适用于高密度无固相低伤害压井液体系。另外,PT-1 溶液 SEM 形貌如图 2 所示,其中图 2b 为图 2a 中方框区域的局部放大图,降滤失剂 PT-1 溶液在 180°C 老化 24 h 后 SEM 形貌显示聚合物结构未发生明显变化,其溶液老化后均呈现树枝状结构,相互交错成网架结构,具有规整的空间结构。

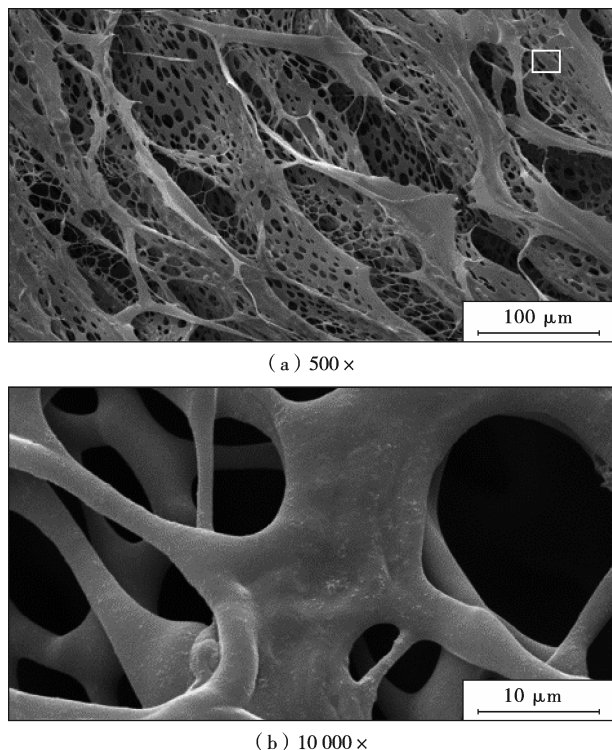


图 2 PT-1 溶液 SEM 形貌

Fig. 2 SEM morphology of PT-1 solution

2.2 高密度无固相低伤害压井液体系加重剂

高密度无固相低伤害压井液体系要求加重剂具备优异的提升基液密度的性能,以满足高密度需求。鉴于此,就常规一价金属盐、二价金属盐,本工作优选溴化钙、氯化锌、无机盐类加重剂 JZJ-1 和有机盐类加重剂 JZJ-2 复合型加重剂,针对加重剂对压井液体系密度及造价成本的影响研究如图 3。实验结果显示,在不添

加任何助剂,诸如增溶剂及盐重结晶抑制剂的前提下,3种加重剂所配置的压井液体系最高密度分别接近于1.89,1.85,1.83 g/cm³,最高密度所对应的造价成本分别为17 500,8 700,8 600 元/m³。显然,溴化钙压井液体系造价极高,实际推广应用受到一定限制。另外,溴化钙及氯化锌压井液体系在井下高温条件下易结垢且对管

具腐蚀严重^[1,12]。1.80 g/cm³溴化钙和氯化锌压井液体系于180 ℃高温条件下老化时间为3 d时,溴化钙压井液底部产生了大量的乳白色沉积层,而氯化锌压井液对陈化罐产生了极为严重的腐蚀作用。因此,本项研究中以无机盐类加重剂 JZJ-1 和有机盐类加重剂 JZJ-2 作为复合型加重剂制备高密度无固相低伤害压井液体系。

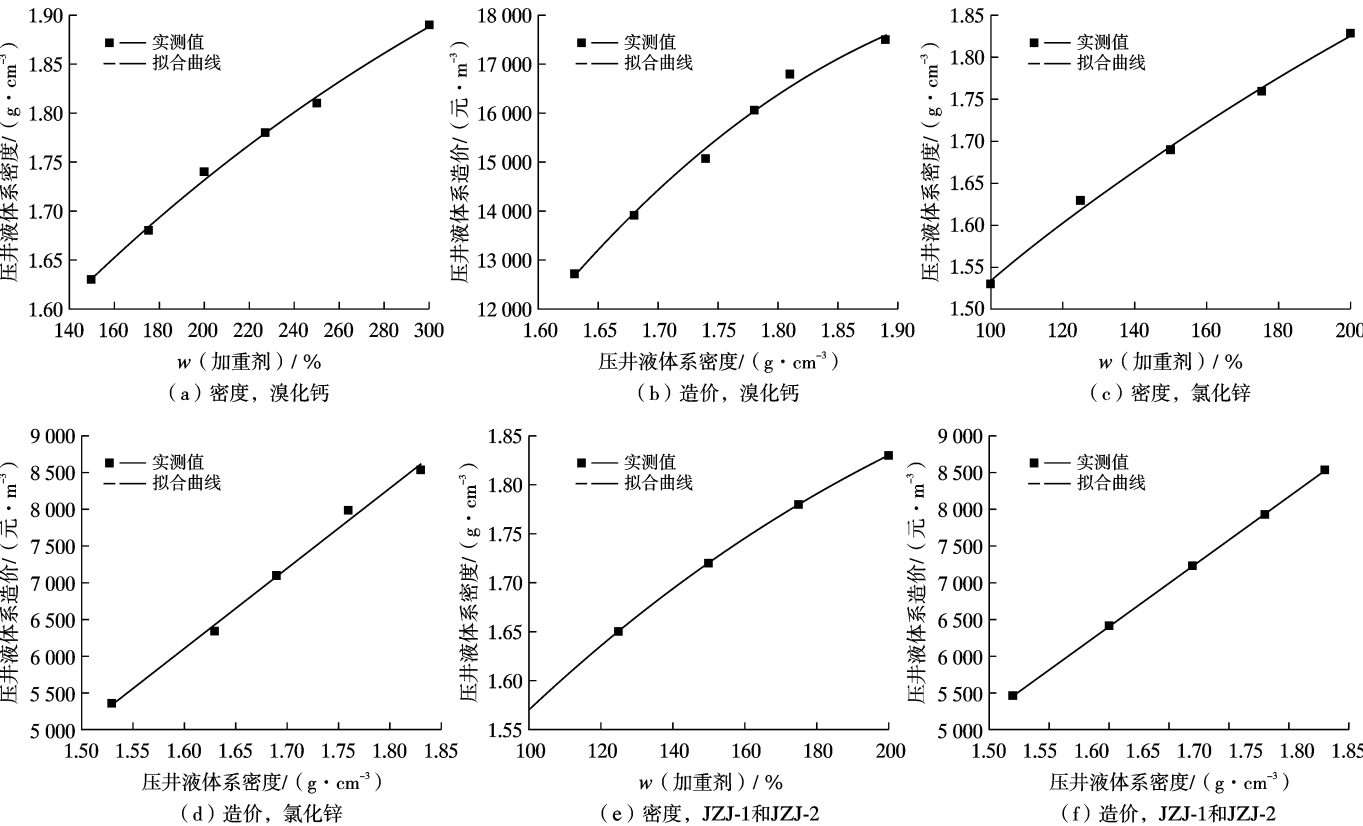


图3 不同加重剂对压井液体系密度及造价的影响规律

Fig. 3 Influence law of different weighting agents on density and cost of kill fluid system

2.3 高密度无固相低伤害压井液体系常规性能

高密度无固相低伤害压井液体系的密度、pH 值及外观形貌如表 1 所示。

表 1 压井液体系的常规性能

Table 1 Conventional performance of kill fluid system

压井液体系密度/ (g · cm ⁻³)	pH 值	外观形貌	
		老化前	老化后
1.3	10.17	清澈、透明	清澈、透明
1.4	10.40	清澈、透明	清澈、透明
1.5	10.61	清澈、透明	清澈、透明
1.6	10.90	清澈、透明	清澈、透明
1.7	11.25	清澈、透明	清澈、微黄
1.8	11.49	清澈、透明	清澈、微黄

由表 1 可知,压井液体系老化之前整体清澈、透明,高密度区间压井液经 180 ℃老化 3 d 之后呈现淡黄

色,而低密度区间压井液则无变化,颜色的变化主要归因于高温条件下部分加重剂发生了氧化。不同密度压井液体系的 pH 值总体在 7 以上,且 pH 值随体系密度增加而逐渐增大,弱碱特性有助于克服传统溴化钙、溴化锌、氯化锌、氯化钙等类型加重剂对井下管具的腐蚀。另外,无机盐 JZJ-1 和有机盐 JZJ-2 复合型加重剂中不含钙、镁离子,能够最大程度避免二价钙盐、锌盐在井下地层中结垢、沉淀而发生储层堵塞。

2.4 高密度无固相低伤害压井液体系耐温性能

高密度无固相低伤害压井液体系的耐温性能评价结果如下图 4 所示。表 2 为压井液体系的流变性能。由图 4 和表 2 可知,不同高温老化时间的压井液体系的密度和流变性的变化均较小。高温老化 3 d 时,1.60,1.70,1.80 g/cm³压井液体系的密度随测试温度的变化也较小,且不同密度压井液体系流变性均无明显变化。换言之,高密度无固相低伤害压井液体系具有

优异的耐热稳定性,适合于储层埋藏深、超高温高压地层;同时,压井液体系地面流动性好,具备低温流变性,适合低寒恶劣气候地区作业。

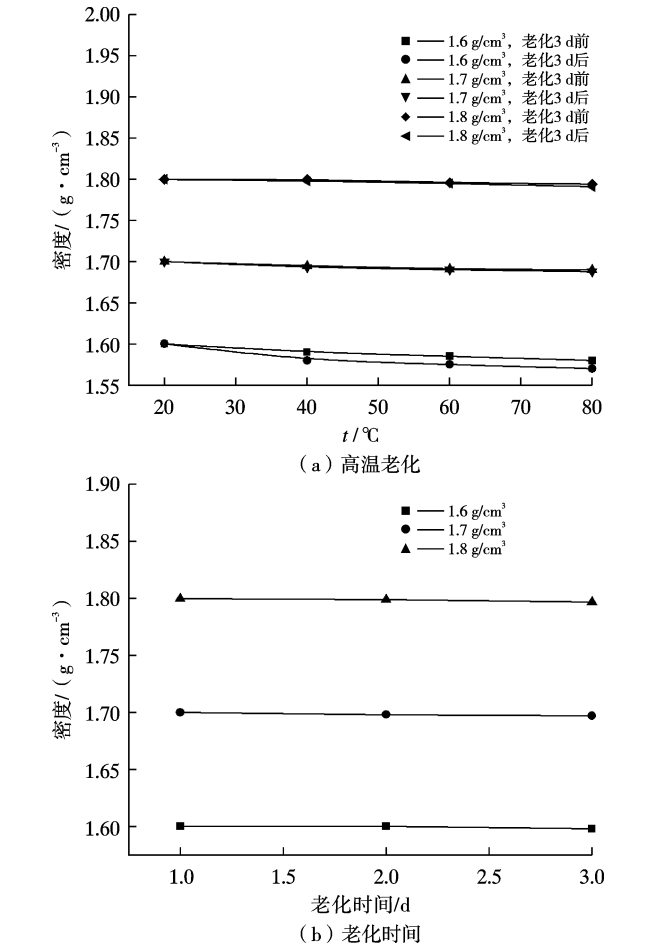


图4 压井液体系的耐温性能评价结果

Fig. 4 Evaluation results of temperature resistance of kill fluid system

压井液密度/ (g·cm ⁻³)		试验 条件	不同转速下黏度/(mPa·s)					
			3 r/min	6 r/min	100 r/min	200 r/min	300 r/min	600 r/min
1.80	老化前	0	1	33	65	103	205	
	老化3 d后	0	1	30	62	100	199	
1.70	老化前	0	0	11	30	43	82	
	老化3 d后	0	0	10	28	41	76	
1.60	老化前	0	0	5	11	15	31	
	老化3 d后	0	0	5	10	14	29	

2.5 高密度无固相低伤害压井液体系腐蚀性能

如表1所示,无机盐 JZJ-1 和有机盐 JZJ-2 复合型加重剂所配制的高密度无固相低伤害压井液体系的 pH 值位于 10 ~ 12 之间,理论上碱性环境有助于井下管具的防腐,加之无机盐 JZJ-1 和有机盐 JZJ-2 复合型加重剂中不含易腐蚀溴、氯等卤族元素,腐蚀较小。为

对比说明高密度无固相低伤害压井液体系的腐蚀性能,选择国内其他油田另一压井液体系 YJ-1 (密度为 1.50 g/cm³) 产品作对比,采用 SWJ-3 和 YJ-1 压井液,对 P110S 挂片在 180 ℃ 下腐蚀 7 d,2 个体系中均不含缓蚀剂。表 3 为压井液体系腐蚀评价。结果显示本项研究高密度无固相低伤害压井液 SWJ-3 体系远优于 YJ-1 体系。在压井液体系 YJ-1 中 180 ℃ 下腐蚀 7 d 后 P110s 挂片表面出现了严重的腐蚀情况,水洗、石油醚洗及酸洗后表面存在明显的点蚀现象。

表 3 压井液体系腐蚀评价				
Table 3 Corrosion evaluation of kill fluid system				
压井液	密度/ (g·cm ⁻³)	腐蚀前质量/g	腐蚀后质量/g	腐蚀速率/ (mm·a ⁻¹)
SWJ-3	1.80	23.069 3	22.882 4	0.430 3
YJ-1	1.50	23.305 7	22.189 1	2.593 9

压井液 SWJ-3 腐蚀产物 XRD 谱及挂片 SEM 形貌如图 5 所示。

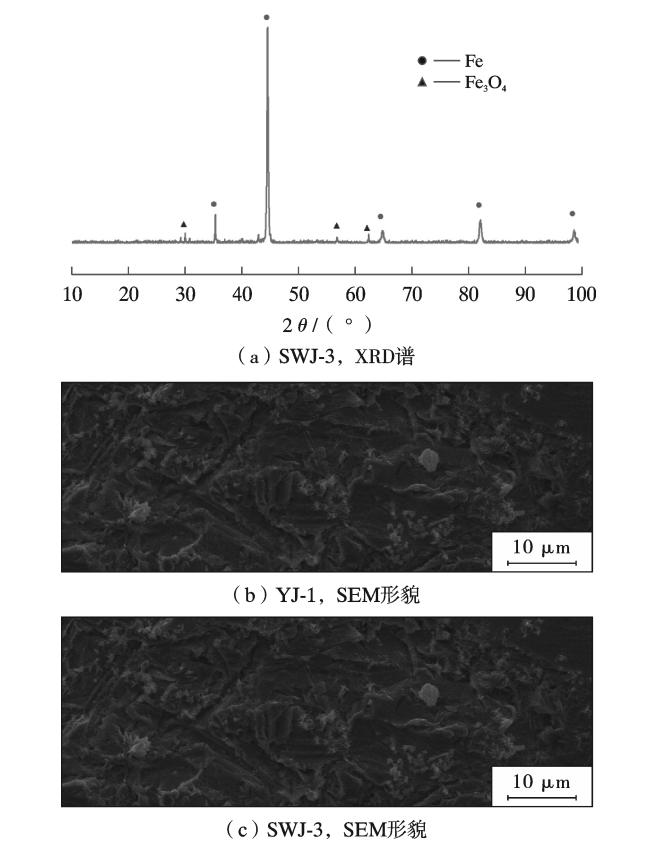


图5 压井液 SWJ-3 腐蚀产物 XRD 谱及挂片 SEM 形貌

Fig. 5 XRD spectrum of kill fluid SWJ-3 corrosion products and SEM morphologies of hanging piece

XRD 分析(图 5a)表明压井液体系 SWJ-3 的腐蚀产物为 Fe₃O₄, YJ-1 的腐蚀产物主要为 Fe₃O₄, 表明 SWJ-3 和 YJ-1 的腐蚀产物基本一致, SEM 形貌(图 5b、5c)显示 P110s 钢材料在压井液体系 YJ-1 中腐蚀 7 d

后钢材料表面完全被腐蚀产物覆盖,已无法观察到金属材料基底,而 P110s 钢材料在压井液体系 SWJ-3 中腐蚀 7 d 后钢材料表面沉积的腐蚀产物较少,P110s 钢材料表面结构较为致密,尚能观察到金属材料基底,为主要是因为 SWJ-3 体系中无机盐 JZJ-1 和有机盐 JZJ-2 复合型加重剂中不含卤族元素,如溴、氯离子等^[14,15]。综合上述宏观及微观分析,本研究所涉及高密度无固相低伤害压井液体系腐蚀性较常规压井液体系小,且体系密度更高、造价成本更低,具备一定的推广应用前景。

2.6 高密度无固相低伤害压井液体系配伍性

为进一步研究高密度无固相低伤害压井液体系广谱性,以透光度与浊度为评价指标,就其与不同钙镁离子浓度的井场水试样间的配伍性进行了研究。井场水组成如表 4 所示,实验过程中将无机盐 JZJ-1 和有机盐 JZJ-2 复合型加重剂分别加入井场水 1 号、2 号和 3 号。

表 4 井场水组成

Table 4 Composition of well site water

mmol/L
mmol/L

井场水编号	密度/(g·cm ⁻³)	pH	C _{Ca²⁺}	C _{Mg²⁺}	C _{Na⁺+K⁺}	C _{HCO₃⁻}	C _{SO₄²⁻}	C _{Cl⁻}	矿化度
1 号	1.001	6.6	6.44	3.91	752.21	51.26	1 223.00	250.00	2 261.56
2 号	1.008	6.8	162.00	163.00	3 389.94	89.70	3 299.00	3 502.00	10 560.90
3 号	1.009	7.6	280.00	135.00	3 904.00	102.50	3 099.00	4 564.00	12 035.60

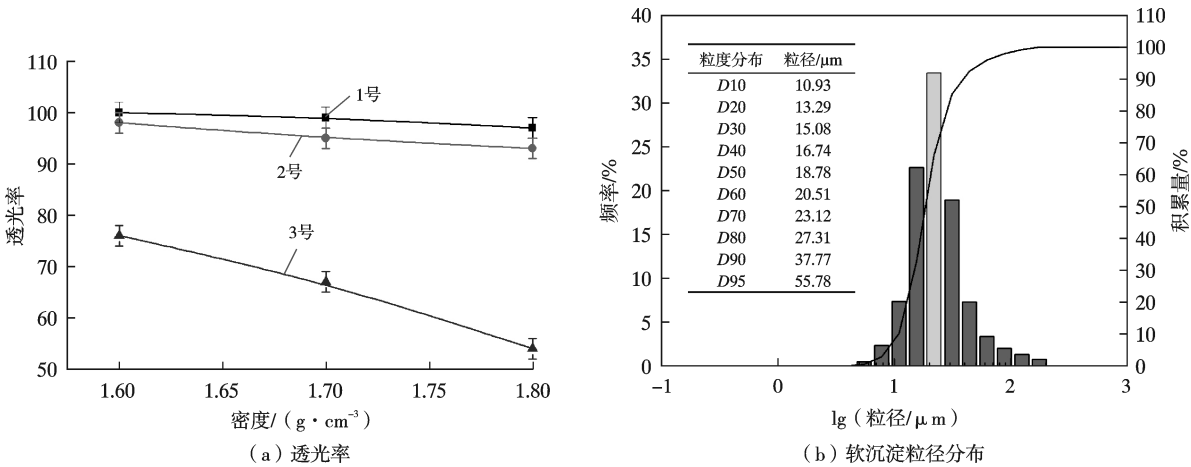


图 6 压井液透光度及软沉淀粒径分布
Fig. 6 Light transmittance of kill fluid and size distribution of soft sediment

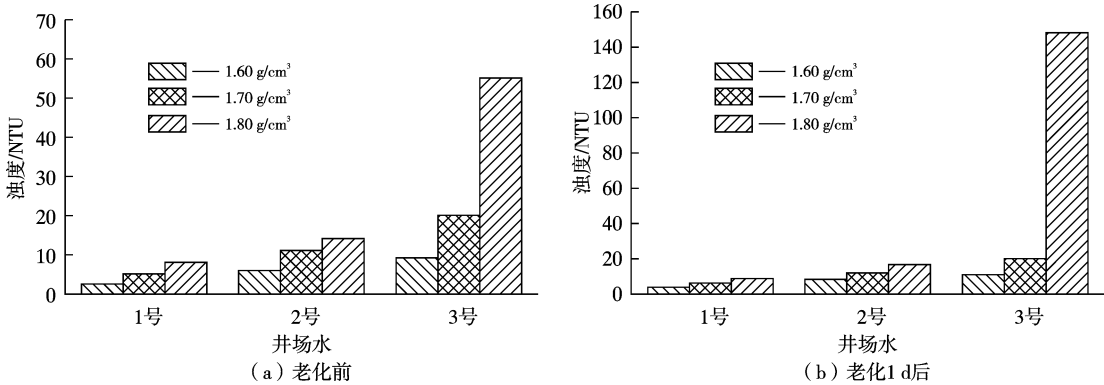


图 7 压井液体系浊度
Fig. 7 Turbidity of kill fluid

3 结 论

基于无机盐 JZJ-1 和有机盐 JZJ-2 复合型加重剂, 结合合成降滤失剂 PT-1、增溶剂、阻垢剂、除氧剂等外加处理剂, 成功制备了密度为 1.60, 1.70, 1.80 g/cm³ 的高密度无固相低伤害压井液体系 SWJ-1、SWJ-2 和 SWJ-3。压井液体系外观清澈、透明, 体系 pH 值随密度增加而逐渐增加, 整体位于 12 ~ 14 之间。同时, 压井液体系常温及高温稳定性良好, 在 180 ℃ 老化 7 d 后体系密度及流变性能均未发生明显变化。另外, 相较于现常规压井液体系, 高密度无固相低伤害压井液体系的腐蚀性更小, 且体系密度更高、造价成本更低、广谱性更强, 具备一定的推广应用前景。

[参 考 文 献]

- [1] 李 貌. 低损害高密度无固相压井液技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
LI M. Research on low damage high density solid free kill fluid technology[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [2] 杨小平, 郭元庆, 樊松林, 等. 高密度低腐蚀无固相压井液研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2010, 27(5):51-54.
YANG X P, GUO Y Q, FAN S L et al. Study and application on high weight low corrosion and clay-free kill fluid[J]. Drilling Fluids and Completion Fluid, 2010, 27(5):51-54.
- [3] 王 亮, 杨 旭, 吴小玲. 新型压井液体系的研究及性能评价[J]. 钻井液与完井液, 2004, 21(2):36-38.
WANG L, YANG X, WU X L. Study and evaluation of a novel killing fluid[J]. Drilling Fluids and Completion Fluid, 2004, 21(2):36-38.
- [4] LIU Q W, ZHANG S S, FAN Z Z, et al. The performance evaluation of solid free completion fluid[J]. Applied Mechanics & Materials, 2013, 423-426:653-656.
- [5] 党庆功, 李 萌, 贾 辉, 等. 无固相压井液抗高温性能研究[J]. 科学技术与工程, 2010, 10(18):4 483-4 485.
DANG Q G, LI M, JIA H, et al. Research on temperature resistance of the clay-free control fluid[J]. Science Technology and Engineering, 2010, 10(18):4 483-4 485.
- [6] 王 健. 利用提盐废卤制备高密度无固相压井液的研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019.
WANG J. Study on preparation of high density solid free kill fluid from waste brine of salt extraction[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [7] 骆贵明, 李淑白, 张国良. 保护储层的无固相压井液[J]. 钻井液与完井液, 2002, 19(4):15-17.
LUO G M, LI S B, ZHANG G L. Solids free well control fluid for formation protection[J]. Drilling Fluids and Completion Fluid, 2002, 19(4):15-17.
- [8] 陈叙生, 王 勇, 冯 彬. 适用于气藏的高温高密度低伤害无固相压井液的研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(7):103-106.
CHEN X S, WANG Y, FENG B. Research on high temperature and solid-free high density killing fluid system with low damage for gas reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(7):103-106.
- [9] 刘平德, 刘承华, 廖仕孟, 等. 新型无固相压井液的研制及性能评价[J]. 天然气工业, 2005, 25(4):83-85.
LIU P D, LIU C H, LIAO S M, et al. Development of novel solid-free well control fluid and its behavior evaluation[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4):83-85.
- [10] 魏忠印. 新型无固相压井液的研究与应用[J]. 内蒙古石油化工, 2015, 309(17):29-31.
WEI Z Y. Research and application of new type of solid free well pressure fluid[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2015, 309(17):29-31.
- [11] 向 燕, 苏克松, 唐 力. 甲酸盐完井压井液体系的研制及性能评价[J]. 精细石油化工进展, 2009, 10(9):17-19.
XIANG Y, SU K S, TANG L. Development and evaluation of completion and control fluid containing formate[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2009, 10(9):17-19.
- [12] 霍海江. 氯化钙压井液腐蚀规律及缓蚀剂缓蚀机理研究[D]. 北京: 北京科技大学, 2017.
HUO H J. Study on corrosion law of calcium chloride kill fluid and corrosion inhibition mechanism of inhibitor[D]. Beijing: University of Science and Technology Beijing, 2017.
- [13] 梅 宏, 杨鸿剑, 严向奎. 压井液在高温下的流变行为与循环摩阻的计算问题[J]. 新疆石油天然气, 2011, 7(1):52-55.
MEI H, YANG H J, YAN X K. Rheological characteristic and calculation of circulating frictional resistance for well control fluid in high temperature[J]. Xinjiang Oil and Gas, 2011, 7(1):52-55.
- [14] TANG S F, YANG X, WU D W. Research on Corrosion of Well-Bore Tube and Anticorrosive Measure of Tazhong-1 Gas Field[J]. Applied Mechanics & Materials, 2011, 108:308-313.
- [15] SUZUKI I, ENJUZI M, ASAI H. Approach to the Development of Corrosion Resistance of Fe-Zn Alloy Coating from Corrosion Science[J]. Tetsu-to-Hagane, 2009, 72(8):924-931.
- [16] PROSEK T, THIERRY D, CLAES T, et al. Effect of cations on corrosion of zinc and carbon steel covered with chloride deposits under atmospheric conditions[J]. Corrosion Science, 2007, 49(6):2 676-2 693. [编校: 宋 媛]