

碳酸盐岩储层多级交替酸压技术研究

刘建坤^{1,2}, 蒋廷学^{1,2}, 周林波^{1,2}, 周 珺^{1,2}, 吴峙颖^{1,2}, 吴沁轩³

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100101; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 3. 中国石油西部钻探测井公司, 新疆克拉玛依 834000)

摘 要:为扩大酸液在碳酸盐岩储层压裂裂缝中的波及范围及作用距离, 实现酸液对裂缝中岩面的非均匀刻蚀, 提高酸蚀导流能力, 提出了碳酸盐岩多级交替酸压技术。在分析多级交替酸压机理的基础上, 采用压裂裂缝模拟软件, 对前置液造缝阶段裂缝参数变化规律、造缝液体类型及交替注酸阶段交替注入参数进行了模拟优化, 并进行了流态模拟与酸液腐蚀试验, 优化了交替注入液体体系。模拟及试验结果表明: 设计压裂缝长的70%是在裂缝快速增加阶段形成的, 裂缝快速增加阶段可作为最佳的前置液造缝阶段, 该阶段结束后即是多级交替注入酸液的最佳时机。多级交替泵注胶凝酸+压裂液及胶凝酸+交联酸段塞过程中, 每级顶替液排量以阶梯递增方式注入、每级顶替液液量按递减方式注入、提高顶替液黏度和增加交替注入级数都有利于提高酸液在裂缝中的波及范围及均匀分布。研究结果可为碳酸盐岩储层的高效酸压提供理论依据。

关键词:碳酸盐岩; 酸压; 交替注入; 裂缝参数; 正交模拟; 改造体积

中图分类号:TE357.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2017)01-0104-08

Multi-Stage Alternative Acid Fracturing Technique in Carbonate Reservoirs Stimulation

LIU Jiankun^{1,2}, JIANG Tingxue^{1,2}, ZHOU Linbo^{1,2}, ZHOU Jun^{1,2}, WU Zhiying^{1,2}, WU Qinxuan³

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 100101, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 3. Well Logging Company, CNPC Xibu Drilling Engineering Co. Ltd., Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: This paper proposes a technique to increase the sweeping volume and penetration of acidizing fluid in the fracturing of carbonate reservoirs, to realize non-uniform acid etching on rock surface in fractures, and to improve the conductivity of acid etchings, multi-stage alternative acid fracturing technique in carbonate reservoirs. After the mechanisms of multi-stage alternative acid fracturing were investigated, fracture propagation rates in pad pumping, the type of prepad and the injection parameters in the alternative acid injection stage were simulated and optimized using the hydraulic fracturing simulation software. Fluid flow simulation and acid corrosion experiment were carried out, and alternative injected fluid systems were optimized. Simulation and experimental results showed that 70% of designed fracture length is created at the high-speed fracture increasing stage. This stage could be taken as the optimal fracture creation stage of the prepad followed by multi-stage alternative acid injection. During the multi-stage alternative injection of gelling acid, fracturing fluid, gelling acid and crosslinked acid plug, the sweeping area and uniform distribution of acidizing fluid in fracture could be improved by increasing the injection rate and the viscosity of displacement fluid in each stage and alternative plugs, while decreasing the injected volume of displacement fluid in each stage gradually. The research results would provide a theoretical basis for the efficient acid fracturing of carbonate reservoirs.

Key words: carbonate reservoir; acid fracturing; alternative injection; fracture parameters; orthogonal simulation; stimulated volume

海相碳酸盐岩储层是当前油气勘探开发的重点和热点领域之一, 而酸压改造技术则是碳酸盐岩油气藏勘探开发的关键技术, 从新区勘探发现到储量动用及后期老井挖潜都发挥着巨大的作用^[1-6]。随着勘探与开发范围的扩大, 目前大部分碳酸盐岩储层具有埋藏深、温度高、闭合压力高等特点^[7-9], 常规

收稿日期: 2016-09-01; 改回日期: 2016-12-29。

作者简介: 刘建坤(1984—), 男, 青海海东人, 2006年毕业于大庆石油学院石油工程专业, 2011年获中国科学院研究生院流体力学专业硕士学位, 工程师, 主要从事储层改造工艺技术及理论方面的研究工作。E-mail: jiankliu@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“复杂地层储层改造关键技术”(编号: 2011ZX05031-004-003)资助。

酸压技术面临着沟通的天然裂缝系统有限、酸液波及体积及在裂缝中作用距离受限、酸蚀导流能力降低速度快等难点,影响了该类储层的经济有效开发。近年来国内学者在前置液酸压技术、多级注入酸(闭合酸压)技术等方面进行了研究和现场试验^[10-12],取得了较好的应用效果;但对交替酸压的交替注酸时机、交替酸压注入酸液体系选择、交替注酸后酸液在裂缝中的分布情况、交替注入参数对酸液分布形态的影响和不同交替注入模式下酸液分布效果对比等多级交替酸压机理及具体实施工艺方面的机理研究报道较少,也未做深入研究^[10-11]。为此,笔者在研究前置液造缝阶段裂缝参数变化规律的基础上,利用压裂裂缝模拟软件,采取正交设计方法,对不同工程因素下交替酸压注入酸液在裂缝内的分布形态进行了探索;采用流态模拟及酸液腐蚀试验相结合的手段,对交替酸压中酸液体系、酸压工艺参数进行了系统模拟优化,并对酸液+压裂液和酸液+酸液 2 种交替注酸模式进行了对比与优选,以期为海相碳酸盐岩储层酸化压裂方案的设计与优化提供理论依据。

1 多级交替酸压机理

碳酸盐岩多级交替酸压技术结合了压裂及酸压 2 种技术的优势,在前置液阶段采用非反应性的压裂液对目的储层进行预处理,造缝沟通储集体;当造缝长度达到设计总造缝长度的目标值时,交替注入多级酸液+顶替液复合段塞(顶替液采用压裂液或酸液),然后进行正常的顶替作业。

碳酸盐岩储层一般天然裂缝和溶洞发育,且非均质性严重,缝洞是油气储集和渗流的主要场所。采用非反应性的压裂液作为前置液,可以获得较好的造缝效果,尤其是低黏度压裂液还能起到探缝和有效沟通天然裂缝的作用,从而提高造缝体积^[9]。另外,前置压裂液能降低裂缝温度,减缓酸岩反应速度,并在裂缝壁面形成滤饼,从而降低后续注入酸液的滤失量,增加酸蚀裂缝有效作用距离。

后续交替注酸时,首先将酸液尽可能多地注入到水力裂缝波及范围内,并实现酸液在整个水力裂缝平面上的均匀分布。其次,通过段塞酸液及顶替液优化,实现酸液在裂缝壁面的非均匀刻蚀,提高酸液有效作用距离,形成高导流能力的油气流动通道,提高酸压改造效果。另外,通过多级交替注入酸液+顶替液段塞,沟通、扩展天然微裂缝及分支缝系

统,提高裂缝的复杂程度^[13-15];通过多级交替注入形成的分支缝及微裂缝系统越多,沿主裂缝方向的应力释放作用就越明显,能有效避免地应力作用于单一主裂缝时导流能力快速降低的问题,可使主裂缝导流能力维持更长时间^[13-14]。

2 前置液造缝工艺优化

2.1 前置液造缝工艺模拟

碳酸盐岩交替酸压技术是在前置液充分造缝基础上进行交替注酸作业,若造缝不充分,交替注酸时机过早,则达不到将酸液最大程度地注入到水力裂缝波及范围内和对波及范围内岩石非均匀刻蚀的目的;若造缝阶段前置液注入过多,交替注酸时机太晚,不但不利于造缝效率的提高,而且会增大对储层的伤害,还会浪费压裂液材料。

塔河油田 A 井压裂目的层段为灰岩,地层压力系数为 1.10,地温梯度为 2.26 °C/100m,地层温度 141 °C,目的层基质平均渗透率为 0.028 mD,平均孔隙度 3.2%,为低孔特低渗常温常压油藏。结合该井储隔层实际地应力分布情况,应用 GOHFER 压裂裂缝模拟软件,采用低黏压裂液(0.20%SRFP-1 增稠剂+0.30%SRCS-1 黏土稳定剂+0.10%SRCU-1 助排剂,黏度 10~15 mPa·s)、中黏压裂液(0.35%SRFP-1 增稠剂+0.30%SRCS-1 黏土稳定剂+0.10%SRCU-1 助排剂,黏度 30~50 mPa·s)和高黏压裂液(0.50%SRFP-1 增稠剂+0.20%SRFC-1 交联剂+0.30%SRCS-1 黏土稳定剂+0.10%SRCU-1 助排剂,黏度 100~120 mPa·s)3 种压裂液,在 3 种泵注模式下,开展了不同注入阶段的压裂裂缝参数模拟研究,研究前置液造缝阶段裂缝参数变化规律及注入液体类型、注入参数对造缝效率的影响(结果见表 1),并根据模拟结果优化出最佳造缝阶段及造缝后最佳交替注入时机。

从表 1 可以看出:随着注入液量增加,可以将裂缝缝长的增加分为快速增加阶段、稳步增加阶段及缓慢增加阶段等 3 个阶段;在裂缝快速增加阶段,低黏压裂液造缝缝长均值达到总设计缝长的 64.2%,中黏压裂液造缝缝长均值达到总设计缝长的 75.0%,高黏压裂液造缝缝长均值达到总设计缝长的 68.0%;在裂缝稳步增加阶段,低黏压裂液造缝缝长均值增加了 23.2%,中黏压裂液造缝缝长均值增加了 14.9%,高黏压裂液造缝缝长均值增加了

表1 不同注入阶段的压裂裂缝缝长延伸模拟结果

Table 1 Simulation results of fracture propagation in different injection stages

液体 类型	排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	不同注入液量下压裂裂缝延伸缝长/m										$\eta_1, \%$	$\eta_2, \%$	$\eta_3, \%$
		快速增加阶段			稳步增加阶段				缓慢增加阶段					
		60 m^3	120 m^3	180 m^3	240 m^3	300 m^3	360 m^3	420 m^3	480 m^3	540 m^3	600 m^3			
低黏 压裂液	2.0	64.0	84.2	99.8	110.8	120.1	127.9	134.2	140.4	146.6	152.9	65.3	22.4	12.3
	3.0	71.8	92.0	106.1	117.0	127.9	137.3	145.1	152.9	159.1	165.4	64.2	23.6	12.2
	4.0	74.9	96.7	112.3	124.8	135.7	145.1	154.4	163.8	170.0	177.8	63.2	23.7	13.1
中黏 压裂液	2.0	64.0	87.4	106.1	117.0	126.4	129.5	131.0	135.7	140.4	145.1	73.1	17.2	9.7
	3.0	73.3	99.8	117.0	120.1	123.2	127.9	134.2	140.4	143.5	149.8	78.1	11.5	10.4
	4.0	81.1	109.2	113.9	118.6	126.4	132.6	138.8	143.5	149.8	154.4	73.7	16.2	10.1
高黏 压裂液	2.0	74.9	93.6	106.1	117.0	124.8	132.6	140.4	148.2	154.4	160.7	66.0	21.4	12.6
	3.0	76.4	95.2	109.2	120.1	129.5	140.4	148.2	151.3	154.4	160.7	68.0	24.3	7.7
	4.0	76.4	96.7	112.3	124.8	134.2	135.7	145.1	151.3	156.0	160.7	69.9	20.4	9.7

注： η_1 、 η_2 和 η_3 分别为快速增加阶段、稳步增加阶段和缓慢增加阶段造缝缝长与设计总缝长的比值。

22.0%；在裂缝缓慢增加阶段，低黏压裂液造缝缝长均值增加了12.6%，中黏压裂液造缝缝长均值增加了10.1%，高黏压裂液造缝缝长均值增加了10.0%。由此可见，3种压裂液均在裂缝快速增加阶段造缝效率最高，之后随着压裂液的持续注入，裂缝延伸速率明显减慢。因此，压裂裂缝缝长主要是在裂缝快速增加阶段完成的，缝长快速增加阶段即是最佳的造缝阶段，该阶段结束后即是交替注入酸液的最佳时机，既能保证裂缝充分扩展延伸，达到预期裂缝剖面，又能为扩大后续交替注入酸液的波及范围奠定基础。

2.2 前置液造缝液体优选

3种压裂液在不同泵注阶段的缝高模拟结果见图1。由图1可知，在注入液量相同的条件下，压裂液黏度是影响缝高的主要工程因素，压裂液黏度越高，缝高越大。缝长快速增加阶段的3种压裂造缝宽效率模拟结果见图2。由图2可知，高黏压裂液造的缝（平均缝宽和最大缝宽）最宽，其次是中黏压裂液，低黏压裂液造的缝最窄。3种压裂液在缝长快速增加阶段的造缝长效率模拟结果见图3。由图3可知，压裂液黏度对人工裂缝缝长延伸的影响不是很明显，在前置液造缝阶段3种黏度压裂液造缝缝长比较接近，中黏压裂液略好于高黏压裂液和低黏压裂液。因此，3种压裂液在前置液造缝阶段主要在对裂缝缝高及缝宽的影响方面存在较大差异，而在缝长扩展及延伸效率方面基本相当。

因此，在满足储层特性及酸压工艺要求的前提下，针对缝洞型碳酸盐岩储层滤失量小及温度超高

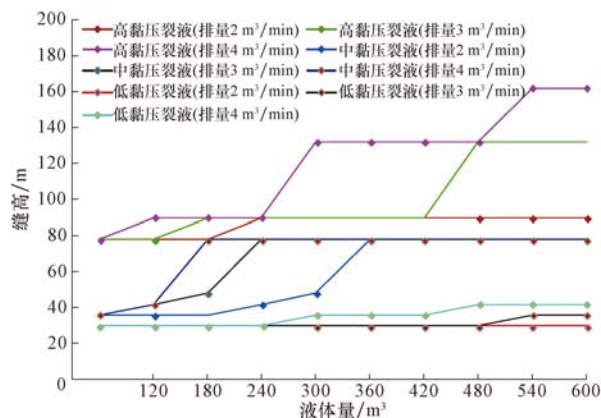


图1 3种压裂液在不同泵注阶段的缝高变化情况

Fig. 1 Fracture height change in different injection stages with three fracturing fluids

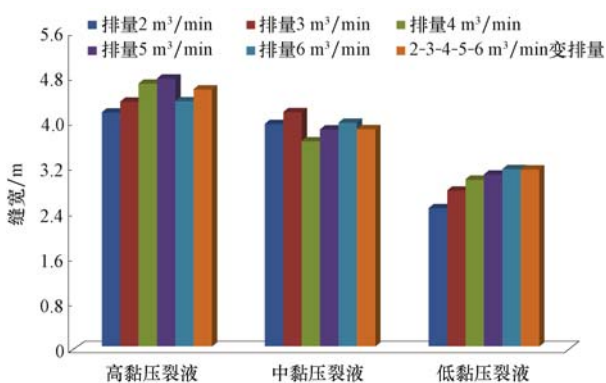


图2 缝长快速增加阶段的压裂液造缝宽效率

Fig. 2 Fracture width creation efficiency of fracturing fluid in the rapid increase stage of fracture length growth

的实际情况，前期宜采用较大规模的低黏压裂液（如滑溜水等）进行造缝并对储层降温。低黏压裂液对

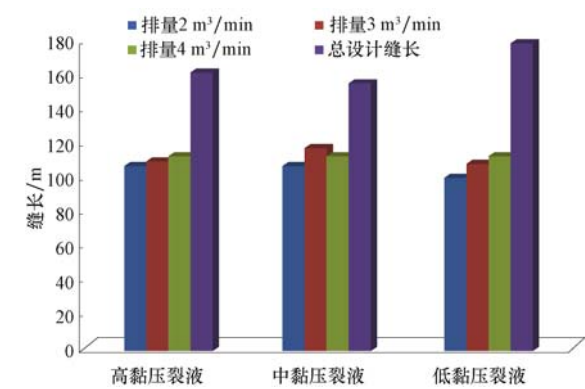


图 3 缝长快速增加阶段的压裂液造缝长效率

Fig. 3 Fracture length creating efficiency of fracturing fluid in the rapid increase stage of fracturing length growth

缝洞型碳酸盐储层压裂中的压力变化响应比较敏感,当裂缝前段遇到一般的缝洞系统时,通过施工压力变化及响应情况即可判断是否遇到缝洞,而高黏压裂液(如胍胶交联压裂液等)的压裂响应则相对迟缓,不能达到及时探测缝洞的目的。因此,可利用低黏压裂液的压力响应敏感特性,实现有效探测缝洞的目的,从而可在很大程度上保证酸压改造的效果,也可据此调整后续施工泵注程序。另外,采用低黏压裂液可以降低稠化剂用量,从而降低压裂液对储层的伤害及对裂缝导流能力的影响,也能降低压裂液成本。

常规的前置液酸压改造技术采用的前置压裂液与酸液存在较大的密度差,会造成酸液在裂缝高度上分布不均,裂缝中下部酸液刻蚀程度较高,而裂缝上部刻蚀程度相对较低,甚至存在无酸岩反应区。通过数值模拟方法模拟了 5 种方案(方案 1 为裂缝上下导流能力相等,方案 2 为裂缝上半部导流能力为下半部的 80%,方案 3 为裂缝上半部导流能力为下半部的 60%,方案 4 为裂缝上半部导流能力为下半部的 40%,方案 5 为裂缝上半部导流能力为下半部的 20%)下酸蚀位置对产量的影响。结果表明:裂缝上部刻蚀程度相对较低时严重影响酸压改造效果;随着裂缝上半部导流能力下降,压裂后 3 年累计产量也随之降低;与方案 1 相比,方案 2 压裂后 3 年累计产量降低 8%,方案 3 压裂后 3 年累计产量降低 20%,方案 4 压裂后 3 年累计产量降低 31%,方案 5 压裂后 3 年累计产量降低 43%。所以,酸液在裂缝纵向范围内分布越均匀,酸压改造后增产效果越好。

因此,在前置液酸压改造时,为了扩大酸蚀裂缝在纵向上的刻蚀范围,可以对前置压裂液及酸液进行

等密度处理:一方面,酸液都有机会进入前置低黏压裂液造缝所形成的裂缝空间并进行酸岩反应刻蚀;另一方面,可以防止因酸液密度大而仅酸蚀裂缝的中下部位置,从而影响裂缝导流能力的大范围覆盖。

3 交替注入液体体系优化

分别配制盐酸、胶凝酸和交联酸等 3 种酸液(配方及主要性能指标见表 2),采用 AFCS-845 酸蚀裂缝导流能力评价试验系统,在温度 140 ℃、注入速度 20 mL/min 的条件下,进行交联酸、盐酸+交联酸段塞和胶凝酸+交联酸段塞等 3 种酸液对塔河油田 A 井灰岩岩板的酸液腐蚀试验,并采用三维形貌仪对腐蚀后的岩板进行三维扫描分析表征。试验中,交联酸注入时间为 60 min,盐酸和交联酸段塞的注入时间分别为 30 min,胶凝酸和交联酸段塞的注入时间分别为 30 min。

表 2 酸液配方及其性能指标			
Table 2 Formula and performance index of acidizing fluid			
酸液	酸液配方	酸液黏度/ (mPa · s)	酸液密度/ (kg · L ⁻¹)
盐酸	20.0% HCl+3.0% 缓蚀剂	1.0	1.098
胶凝酸	20.0% HCl+1.0% 稠化剂+ 3.0% 缓蚀剂+1.0% 助排剂+ 2.0% 铁离子稳定剂	20.0	1.100
交联酸	20.0% HCl+1.0% 稠化剂+ 0.8% 交联剂+3.0% 缓蚀剂+ 1.0% 助排剂+2.0% 铁离子稳 定剂	60.0	1.120

注:酸液黏度测试条件为温度 140 ℃、剪切速度 170 s⁻¹、剪切时间 2 h。

试验结果表明,交替注入盐酸和交联酸段塞腐蚀后,岩面酸液刻蚀平均沟槽深度较大(达到 3 000 μm),且较深沟槽的分布范围广,以 1 500~5 000 μm 深度的沟槽为主(比例超过 90%);而注入单一交联酸腐蚀后,酸蚀岩板表面较为均匀,岩面酸液刻蚀平均沟槽深度较浅(仅为 605 μm),主要以 500~700 μm 深度的浅沟槽为主(比例超过 90%),极不利于导流能力的保持;交替注入胶凝酸和交联酸段塞腐蚀后,岩面酸液刻蚀平均沟槽深度达到 1 200 μm,且以 450~1 650 μm 深度的沟槽为主(比例超过 90%),形成的酸蚀沟槽细长。可见,交替注入酸液模式优于单一注酸模式,盐酸+交联酸段塞的非均匀刻蚀效果最佳,其次是胶凝酸+交联酸段塞,单一交联酸的刻蚀效果最差。非均匀刻蚀有利于酸蚀后裂缝导流能力的提高及高导流能力的保持。

在交替注入酸液和顶替液段塞过程中,顶替液与酸液黏度差越大,酸液在裂缝中非均匀分布情况越好。一方面,通过顶替液的顶替作用,可尽快将酸液以活塞方式依次推进到近井地带和中远端裂缝地带,提高酸液的注入效率,从而有利于扩大酸液在裂缝内的波及范围,提高酸液在裂缝内的分布面积和中远端裂缝的溶蚀效果;另一方面,酸液进入裂缝后都存在低黏液体驱替高黏液体的过程,即酸液驱替顶替液的过程,由于黏度差异,在2种液体的界面上也将产生黏滞指进效应^[16-19],从而有利于酸液在裂缝中的快速推进,降低酸液对近井地带岩石的过度溶蚀,增大酸液在裂缝中的穿透距离。

4 交替注入酸压工艺优化

根据塔河油田某主力区块目的层地应力分布情况,采取正交模拟方法,利用GOHFER压裂裂缝模拟软件,在不同液体类型(酸液类型、顶替液类型)及注入参数(顶替液量、顶替液排量、交替注入级数)条件下,对酸液在裂缝内的分布形态进行模拟对比,以优选出交替段塞最佳液体组合及注入参数。

4.1 交替注酸模式

4.1.1 二级交替注入胶凝酸+压裂液段塞模式

1) 以排量 $3\text{ m}^3/\text{min}$ 注入 300 m^3 前置低黏压裂液(黏度 $10\sim 15\text{ mPa}\cdot\text{s}$)后交替注入胶凝酸+压裂液段塞(胶凝酸性能见表2);

2) 两级交替注入阶段胶凝酸总量 300 m^3 ,顶替压裂液总量 300 m^3 ;

3) 交替段塞中顶替压裂液选用黏度分别为80, 160和 $240\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的同一类型压裂液;

4) 每一级酸液排量均为 $3\text{ m}^3/\text{min}$,酸液用量均为 150 m^3 ;

5) 每一级段塞间顶替液量比例为 $1:1, 1:2, 1:3, 2:1$ 和 $3:1$;

6) 顶替压裂液起始排量为 $3\text{ m}^3/\text{min}$,最高排量为 $6\text{ m}^3/\text{min}$;每一级段塞间顶替排量比分别为 $3:3, 3:4, 3:5$ 和 $3:6$ 。

4.1.2 三级交替注入胶凝酸+压裂液段塞模式

前置液造缝液量、酸液总量、顶替压裂液总量、顶替压裂液类型、酸液排量、顶替液起始排量及最高排量均与二级交替注入胶凝酸+压裂液段塞模式相同,不同之处为:1)每一级酸液量 100 m^3 ,三级酸液共 300 m^3 ;2)每一级段塞间顶替液量比分别为 $1:1:1, 1.0:1.6:2.2, 1:2:3, 2.2:1.6:1.0$ 和 $3:2:1$;3)每一级段塞间顶替排量比分别为 $3:3:3, 3:4:5, 3:4:6$ 和 $3:5:6$ 。

4.1.3 二级交替注入胶凝酸+交联酸段塞模式

二级交替注入胶凝酸+交联酸段塞模式与二级交替注入胶凝酸+压裂液段塞模式类似,只是段塞内的顶替液体由压裂液变为交联酸(交联酸性能见表2)。

4.1.4 三级交替注入胶凝酸+交联酸段塞模式

三级交替注入胶凝酸+交联酸段塞模式与三级交替注入胶凝酸+压裂液段塞模式类似,只是段塞内的顶替液体由压裂液变为交联酸。

4.2 交替注入顶替液排量的优化

在胶凝酸+压裂液段塞和胶凝酸+交联酸段塞2种注入模式下,交替注入顶替液排量对裂缝中酸液浓度分布影响的模拟试验结果见图4(顶替压裂液黏度为 $160\text{ mPa}\cdot\text{s}$,每级顶替液量比均为 $2:1$,每级顶替排量比分别为 $3:3, 3:4$ 和 $3:6$)。由图4可知:交替注入过程中,以阶梯递增排量注入方式注入顶替液,酸液在裂缝中的波及范围及分布形态

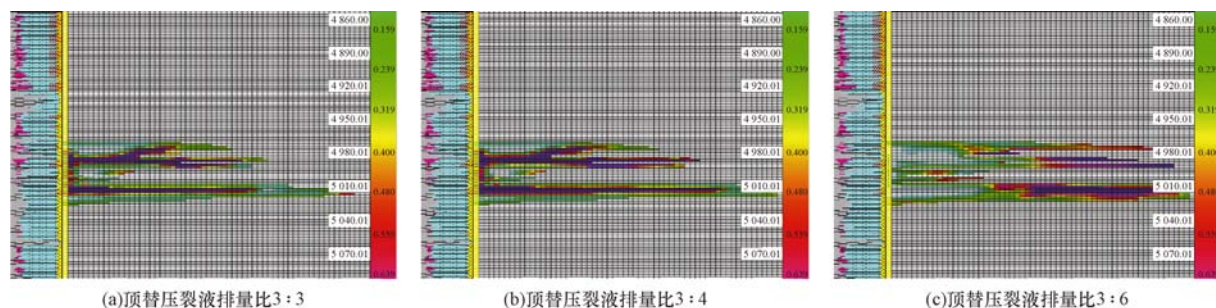


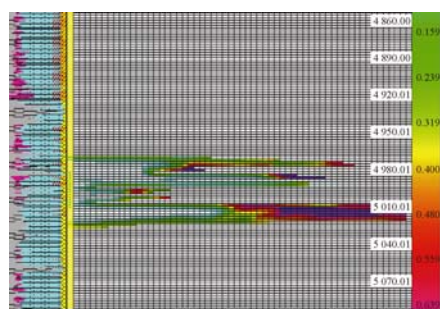
图4 交替注入顶替液排量对裂缝中酸液浓度分布影响

Fig. 4 The effect of the alternative injection rate of displacement fluid on acid concentration distribution along fractures

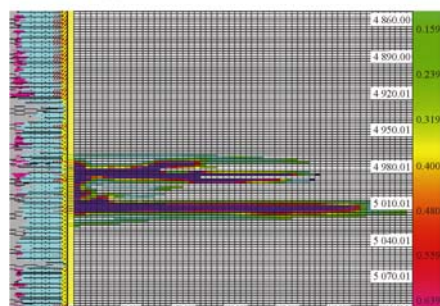
更好;且在排量递增注入过程中,排量递增幅度越大,酸液波及范围越广,酸液在裂缝中的分布情况越好。所以,在最高注入排量容许范围内,随着级数增加,应尽量提高顶替液排量的递增幅度。

4.3 交替注入顶替液量的优化

在胶凝酸+压裂液段塞和胶凝酸+交联酸段塞 2 种注入模式下,交替注入顶替液量对裂缝中酸液浓度分布影响的模拟试验结果见图 5(顶替液黏度均为 $240 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,每级顶替压裂液的排量比均为 $3:6$,

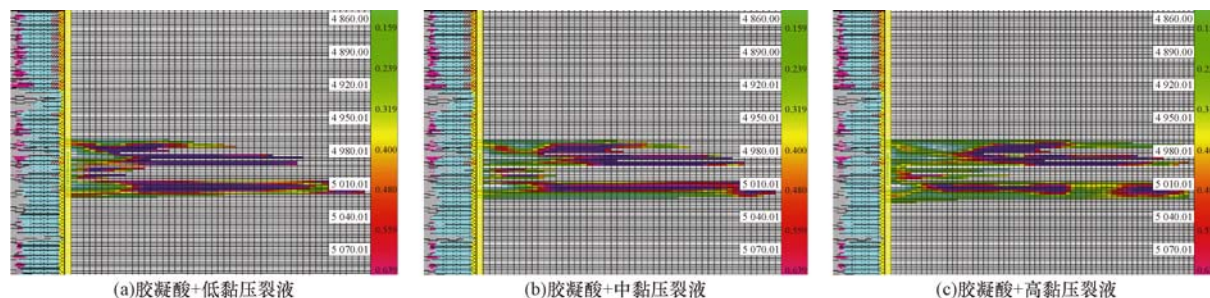


(a)顶替压裂液的液量比为1:2



(b)顶替压裂液的液量比为2:1

图 5 交替注入顶替液量对裂缝中酸液浓度分布的影响
Fig. 5 Effect of the volume of alternatively injected displacement fluid on acid concentration distribution along fractures



(a)胶凝酸+低黏压裂液

(b)胶凝酸+中黏压裂液

(c)胶凝酸+高黏压裂液

图 6 交替注入顶替液黏度对裂缝中酸液浓度分布的影响

Fig. 6 Effect of viscosity of alternatively injected displacement fluid on acid concentration distribution along fractures

4.6 交替注入方式优选与对比

在多级交替注入胶凝酸+交联酸段塞模式下,交替注入方式对裂缝中酸液浓度分布影响的模拟试

验结果见图 8(每级顶替交联酸的排量比为 $3:5:6$,液量比为 $3:2:1$)。由图 8 可知:交替注入过程中,每级顶替液量按递减方式注入有利于酸液在裂缝中更均匀地分布;递减幅度越大,酸液在裂缝波及范围及裂缝中的分布形态越好。

4.4 交替注入顶替压裂液黏度的优化

在胶凝酸+压裂液段塞注入模式下,交替注入顶替液黏度对裂缝中酸液浓度分布影响的模拟试验结果见图 6(每级顶替压裂液的排量比均为 $3:5:6$,每级顶替液的液量比均为 $3:2:1$,低黏压裂液黏度为 $80 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,中黏压裂液黏度为 $160 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,高黏压裂液黏度为 $240 \text{ mPa} \cdot \text{s}$)。由图 6 可知:在注入参数(酸液类型、顶替液液量和排量)相同条件下,随着顶替压裂液黏度增大,酸液在裂缝中的波及范围增大,酸液分布剖面形态也越好。

4.5 交替注入级数的优化

在胶凝酸+压裂液段塞和胶凝酸+交联酸段塞 2 种注入模式下,交替注入级数对裂缝中酸液浓度分布影响的模拟试验结果见图 7(顶替压裂液黏度为 $240 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;二级顶替压裂液的排量比为 $3:6$,液量比为 $3:1$;三级顶替压裂液的排量比为 $3:5:6$,液量比为 $3:2:1$)。由图 7 可知:注入级数增加,能提高酸液在压裂裂缝中的波及范围,且酸液在裂缝中的分布更均匀,酸液分布剖面更理想。可见,在酸液总量、顶替液总量及注入参数相同的条件下,三级交替注酸后裂缝中的酸液分布剖面明显优于二级交替注酸,因此在现场施工条件容许的情况下,应尽量增加交替注酸的级数。

验结果见图 8(每级顶替交联酸的排量比为 $3:5:6$,液量比为 $3:2:1$)。由图 8 可知:胶凝酸和交联酸在裂缝中的波及范围均较大,其中胶凝酸在远井地带裂缝中的分布浓度较高(见图 8(a)),而顶替的交

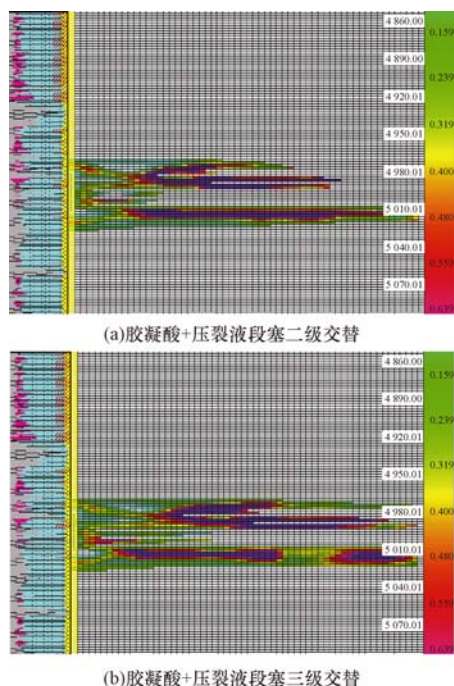


图7 交替注入级数对裂缝中酸液浓度分布的影响
Fig.7 Effect of the alternative injection orders on acid concentration distribution along fractures

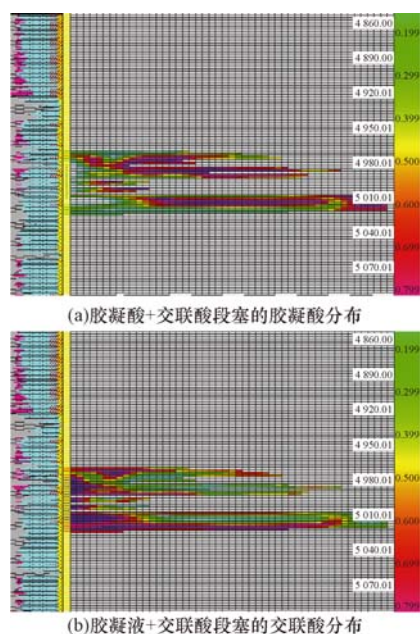


图8 交替注入方式对裂缝中酸液浓度分布的影响
Fig.8 Effect of the alternative injection pattern on acid concentration distribution along fractures

联酸则在近井地带裂缝中的分布浓度较高(见图8(b));胶凝酸和交联酸在裂缝中的分布浓度叠加后,酸液在裂缝中的波及面积更大、分布更均匀,且分布浓度更高。在同样的注入条件下,对比胶凝酸+交联酸段塞和胶凝酸+压裂液段塞(见图9,顶替

压裂液的黏度为 $240 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,每级顶替压裂液排量为 $3:5:6$,液量比为 $3:2:1$)2种注入模式可以看出,胶凝酸+交联酸段塞多级交替注入模式下裂缝中酸液浓度的分布情况明显优于胶凝酸+压裂液段塞注入方式。

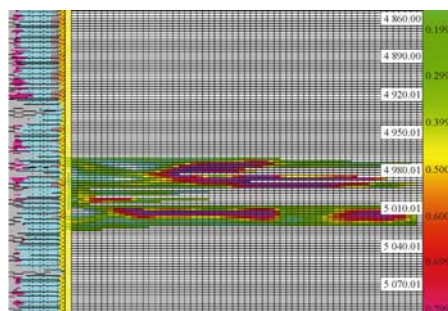


图9 胶凝酸+压裂液段塞的胶凝酸分布

Fig.9 Distribution of gelling acid in gelling acid and fracturing fluid plug

5 结论与建议

1) 碳酸盐岩多级交替酸压技术集中了压裂及酸压2种技术的优势,可实现准确缝缝、高效溶缝、充分造缝及有效支撑裂缝的目的,降低施工难度及风险,减小对储层的伤害,能有效解决目前高温深层碳酸盐岩储层在常规酸压改造中面临的一些难题,提高碳酸盐岩油气藏的酸压改造效果。

2) 通过协同优化前置液、造缝工艺参数、多级交替注酸时机、交替酸压模式、交替注入段塞液体类型、交替注入参数和交替注入级数等参数,可以扩大酸液在压裂裂缝体系中的波及体积,提高酸液有效作用距离,实现酸液对裂缝壁面的非均匀刻蚀,提高酸压后的长期导流能力。

3) 需进一步结合酸液与储层的酸岩反应特性,优化与多级注入模式配套的压裂液及酸液体系,探索多级交替注酸工艺对酸压后的裂缝形态及产量的影响规律,为该类储层的高效酸压改造提供理论支持。

参考文献

References

- [1] 王洋,袁清芸,李立.塔河油田碳酸盐岩储层自生酸深穿透酸压技术[J].石油钻探技术,2016,44(5):90-93.
WANG Yang, YUAN Qingyun, LI Li. Deep penetrating acid fracturing involving self-generated acid in carbonate reservoirs of the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(5):90-93.
- [2] 张雄,耿宇迪,焦克波,等.塔河油田碳酸盐岩油藏水平井暂堵

- 分段酸压技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(4): 82-87.
- ZHANG Xiong, GENG Yudi, JIAO Kebo, et al. The technology of multi-stage acid fracturing in horizontal well for carbonate reservoir by temporary plugging ways in the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(4): 82-87.
- [3] 贾光亮, 张飞洲, 梁护站. 塔河油田超大规模复合酸压技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(6): 78-81.
- JIA Guangliang, ZHANG Feizhou, LIANG Huzhan. Application and analysis of large scale composite acid fracturing technology in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 78-81.
- [4] 韩忠艳, 耿宇迪, 赵文娜. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水平井酸压技术[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(6): 94-97.
- HAN Zhongyan, GENG Yudi, ZHAO Wenna. Fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(6): 94-97.
- [5] 李翔. 复合酸压技术在塔河油田碳酸盐岩油藏中的应用[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(2): 72-73.
- LI Xiang. Application of compounding acid fracturing in carbonate reservoir of Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(2): 72-73.
- [6] 盛湘, 张烨. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩地层转层酸压技术[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(6): 79-81.
- SHENG Xiang, ZHANG Ye. Acid fracturing technique used for carbonate formations in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(6): 79-81.
- [7] 王永辉, 李永平, 程兴生, 等. 高温深层碳酸盐岩储层酸化压裂改造技术[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊2): 166-173.
- WANG Yonghui, LI Yongping, CHENG Xingsheng, et al. A new acid fracturing technique for carbonate reservoirs with high temperature and deep layer[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(supplement 2): 166-173.
- [8] 张义, 赵海洋, 张烨. 超深高温高破裂压力储层酸压关键技术[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(2): 74-76.
- ZHANG Yi, ZHAO Haiyang, ZHANG Ye. Key technologies of acid-fracturing for ultra-deep reservoirs with high temperature and high fracture pressure[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(2): 74-76.
- [9] 李年银, 代金鑫, 刘超, 等. 致密碳酸盐岩气藏体积酸压可行性研究及施工效果: 以鄂尔多斯盆地古生界碳酸盐岩气藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(3): 120-126.
- LI Nianyin, DAI Jinxin, LIU Chao, et al. Feasibility research on volume acid fracturing to tight carbonate gas reservoir and its construction effect: a case study of lower Paleozoic carbonate gas reservoir in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 120-126.
- [10] 李小蓉. 白云岩储层多级交替注入酸压设计计算软件研究[J]. 钻采工艺, 2000, 23(4): 50-52, 73.
- LI Xiaorong. Study on acid fracturing design software in alternate injection of dolomite reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2000, 23(4): 50-52, 73.
- [11] 王栋, 徐心茹, 杨敬一, 等. 普光气田多级交替注入闭合酸压技术及其应用[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 108-110.
- WANG Dong, XU Xinru, YANG Jingyi, et al. Multistage alternating injection closed acid fracturing technology and its applications in Puguang Gas Field[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 108-110.
- [12] 何青, 李克智, 徐兵威, 等. 致密碳酸盐岩气藏前置酸加砂压裂工艺研究及应用[J]. 钻采工艺, 2014, 37(5): 71-73.
- HE Qing, LI Kezhi, XU Bingwei, et al. Research and application of pad acid sand fracturing technology tight carbonate reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(5): 71-73.
- [13] KLINGENSMITH B C, HOSSAINI M, FLEENOR S. Considering far-field fracture connectivity in stimulation treatment designs in the Permian Basin[R]. URTEC 2153821, 2015.
- [14] SAHAI R, MISKIMINS J L, OLSON K E. Laboratory results of proppant transport in complex fracture systems[R]. SPE 168579, 2014.
- [15] 蒋廷学. 页岩油气水平井压裂裂缝复杂性指数研究及应用展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 7-12.
- JIANG Tingxue. The fracture complexity index of horizontal wells in shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 7-12.
- [16] 李小刚, 杨兆中, 陈锐, 等. 前置液酸压缝中酸液指进的物模与分形研究[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(6): 105-108.
- LI Xiaogang, YANG Zhaozhong, CHEN Rui, et al. Physical simulation and fractal features of acid fingering in pad acid fracturing treatment[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(6): 105-108.
- [17] 李小刚, 杨兆中, 蒋海, 等. 酸压裂缝内酸液指进的计算机模拟与分形研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2008, 23(5): 65-69.
- LI Xiaogang, YANG Zhaozhong, JIANG Hai, et al. Computer simulation and fractal study of the fingering of the acid in an acid-fracturing fracture[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2008, 23(5): 65-69.
- [18] 杨兆中, 李小刚, 蒋海, 等. 指进现象模拟研究的回顾与展望[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(1): 85-88.
- YANG Zhaozhong, LI Xiaogang, JIANG Hai, et al. Review and prospect of fingering phenomenon simulation[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2010, 32(1): 85-88.
- [19] 蒋廷学, 丁云宏, 李治平, 等. 活性水携砂指进压裂的优化设计方法[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(3): 87-91.
- JIANG Tingxue, DING Yunhong, LI Zhiping, et al. Optimization and applications of active water fingering fracturing techniques[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(3): 87-91.