

四川盆地涪陵地区页岩酸压裂缝渗透率实验

房好青¹,郭天魁²,王洋¹,翟乃城²,曲占庆²

[1. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院,新疆乌鲁木齐830001;

2. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580]

摘要:体积压裂是实现页岩气商业开发的必要技术手段,但其增产机理和各种辅助增产措施的有效性需要进一步探索。通过页岩酸蚀裂缝渗透率测试实验,探究了碳酸盐矿物含量、酸液类型和浓度、支撑剂对页岩酸蚀剪切裂缝渗透率的影响,并借助CT扫描研究了页岩酸蚀前后的微观孔喉结构变化。结果表明:碳酸盐含量为2%的页岩采用11.25% HCl + 6.75% HF的土酸配方可得到最佳酸蚀效果,碳酸盐含量为15%的页岩采用浓度为7.5%左右的HCl酸蚀效果最佳。碳酸盐含量为25%的页岩采用2.5%左右的HCl效果最佳;若页岩中钙质胶结的天然裂缝发育,应适当提高最优酸液浓度。页岩基质渗透率极低,如果储层中开启的天然裂缝或钙质充填裂缝不发育,即使是高浓度的酸液也不能将岩心驱透。该实验研究成果为页岩储层水力压裂的有效设计提供了更多有价值的信息。

关键词:水力压裂;酸蚀;CT扫描;裂缝渗透率;页岩;涪陵地区;四川盆地

中图分类号:TE327

文献标识码:A

Experimental study of acid-fracturing-induced fracture permeability in shale in Fuling area, Sichuan Basin

Fang Haoqing¹, Guo Tiankui², Wang Yang¹, Zhai Naicheng², Qu Zhanqing²

[1. Research Institute of Petroleum Engineering of Northwest Oilfield Company Ltd., SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830001, China;

2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China]

Abstract: Volume fracturing is a necessary technical means to realize commercial development of shale gas, but the effectiveness of its stimulation mechanism and various auxiliary production-enhancing measures still needs further exploration. The effects of carbonate content, acid type and concentration and proppant on the permeability of acid-etching shear fractures in shale reservoir were investigated through experiments testing the permeability of acid-etching fractures, and the changes of the microscopic pore throat structures before and after acid etching were studied by CT scanning. The results show that when the carbonate content of shale is about 2%, the best acid etching effect can be obtained by using the mud acid formula of about 11.25% HCl + 6.75% HF, while for the shale with a carbonate content of 15%, the acid concentration should be about 7.5% HCl for the best acid-etching effect, and for the shale with a carbonate content of 25%, the acid concentration should be about 2.5% HCl. If natural fractures filled with calcium cements are well developed in shale reservoir, optimal acid concentration should be raised appropriately. Nevertheless, if open natural fractures or fractures filled with calcium cements are not well developed in the shale reservoir, even acid with high concentration cannot drive through the cores due to the extremely low matrix permeability in shale. The experimental results provide more valuable information for the design of effective hydraulic fracturing in shale reservoirs.

Key words: hydraulic fracturing, acid etching, CT scanning, fracture permeability, shale, Fuling area, Sichuan Basin

页岩储层基质致密、渗透率超低,虽然发育的部分天然裂缝在一定程度上改善了局部渗透率,但无法满

收稿日期:2017-10-09;修订日期:2018-07-21。

第一作者简介:房好青(1980—),男,硕士,油气田开发工程。E-mail: kelejiabing0723@qq.com。

通讯作者简介:郭天魁(1984—),男,博士、副教授,采油工程理论与技术。E-mail: guotiankui@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(51874338);青岛市应用基础研究计划项目(17-1-1-20-jch);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(17CX02077)。

足页岩气开采的要求,难以达到商业化的产量^[1-4]。现今较为有效的措施是采用体积压裂技术,形成大规模的自支撑裂缝和有少量支撑剂铺置的裂缝,构建裂缝网络^[5-7],提高页岩储层的初始产量和最终采收率。目前,页岩体积压裂的增产机理有待于进一步的研究,各种辅助增产措施的有效性需要进一步探索^[8-9]。酸化压裂已经被证明可以有效提高碳酸盐岩储层的产量^[10-12],页岩中通常也含有一定量的碳酸盐矿物,很容易联想到是否可以采用酸化压裂技术对页岩储层进行改造,进一步提高页岩气的产能。

对含碳酸盐矿物的页岩进行酸化时,酸液对方解石和白云石进行溶解,存在碳酸盐矿物的裂缝面区域的粗糙度和孔隙大小都会增加,而存在粘土、石英和有机物质的区域不会发生孔隙和结构的变化,残留的粘土和石英等可以作为支撑剂,在闭合压力下支撑裂缝。Zou 等^[13]通过大物模实验结合 CT 扫描技术,对页岩裂缝网络的形成进行研究,结果表明,在页岩中部分开启的层理面有助于改善水平方向上的水力裂缝与天然裂缝之间的联系,从而产生复杂的裂缝;Cash 等^[14]采用两种浓度的酸液对含碳酸盐岩的页岩进行了酸化压裂实验,研究结果表明,使用 28% 的 HCl 酸化时,初始导流能力很高,但后期大幅下降,使用 15% 的 HCl 可以有持续的较高导流能力,认为页岩中碳酸盐岩含量越高会产生更大的溶解体积,很有可能产生高导流能力,但是研究成果未表明碳酸盐岩含量和导流能力提高程度的具体关系,以及不同碳酸盐含量页岩对应的最优酸液配方;Morsy 等^[15-17]将岩样进行了垂直于层理劈裂和平行于层理劈裂,并测量了不同方向的裂缝酸处理前后的孔隙率和在自发吸水过程中的采收率,实验结果表明,酸处理后孔隙率可以提高 1.3 ~ 3.5 倍,采收率可以提高 2.15 ~ 13.25 倍,所测垂直层理裂缝的采收率是平行于层理裂缝采收率的 9.5 倍左右,而且岩样暴露于 1% ~ 3% HCl 中,杨氏模量显著降低了 25% ~ 82%。

当前裂缝错位、裂缝粗糙度、岩石力学性质和闭合压力对无支撑剂充填情况下裂缝导流能力的影响已有研究^[18-21],页岩酸液处理工艺的研究内容主要集中在酸液对页岩微观结构和岩石物理力学参数的影响方面,但对于不同页岩储层酸压处理中酸液类型优选和配方优化,乃至酸液对不同类型裂缝的酸蚀效果研究鲜有报道,有必要通过系统的实验研究来进一步明确页岩储层压裂酸化改造的增产机理,提高施工工艺的有效性和经济性。本文基于页岩储层酸化压裂的特点,针对人工劈裂页岩岩心,探究了碳酸盐矿物含量、

酸液类型和浓度、支撑剂、围压对页岩酸蚀裂缝渗透率的影响,并借助 CT 扫描研究了页岩酸蚀前后的微观孔吼结构变化,对于页岩储层有效的体积压裂具有一定的指导意义。

1 实验内容

1.1 岩样准备

对四川盆地涪陵地区五峰组页岩、龙马溪组页岩和鲁家坪组页岩各取样 8 块,包括平行层理取心 4 块和垂直层理取心 4 块。对每组岩样进行岩石组成矿物分析得到结果如下:①五峰组粘土含量为 14.5%,碳酸盐岩含量为 2%,石英含量为 68.1%;②龙马溪组粘土含量为 31%,碳酸盐岩含量为 15%,石英含量为 43.3%;③鲁家坪组粘土含量为 22.5%,碳酸盐岩含量为 25%,石英含量为 40.5%。进行酸浸实验,将各组岩样浸泡在浓度为 15% 的盐酸中,观察岩样与盐酸的反应。可以明显观察到,碳酸盐岩含量越高,产生气泡的量越大,可以大致判断,盐酸主要是与页岩中的碳酸盐岩反应。对每块岩样采用剪切劈裂的方式得到人造裂缝(图 1)。

1.2 自支撑裂缝酸化渗透率测试

页岩体积压裂过程中会产生大量剪切错位的自支撑裂缝,该类型裂缝对于页岩气产能的贡献极大。实验中通过在相反的断面处贴铜箔垫片的方法来产生错位(图 1),采用稳态液测渗透率法在 15 MPa 的围压下进行自支撑裂缝酸蚀渗透率测试(图 2),所测自支撑渗透率范围为 $13.08 \times 10^{-3} \sim 59.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。酸液排量为 2 mL/min 时可以看到,所有岩心在酸岩反应初期,渗透率变化幅度较为明显,当注入时间达到 75 min

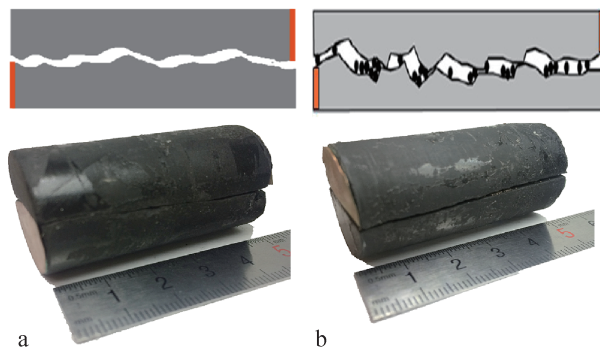


图1 剪切裂缝与支撑剂充填剪切裂缝示意图

Fig. 1 Schematic diagram showing shear fractures and shear fractures filled with proppants

a. 剪切裂缝示意图; b. 支撑剂充填剪切裂缝示意图

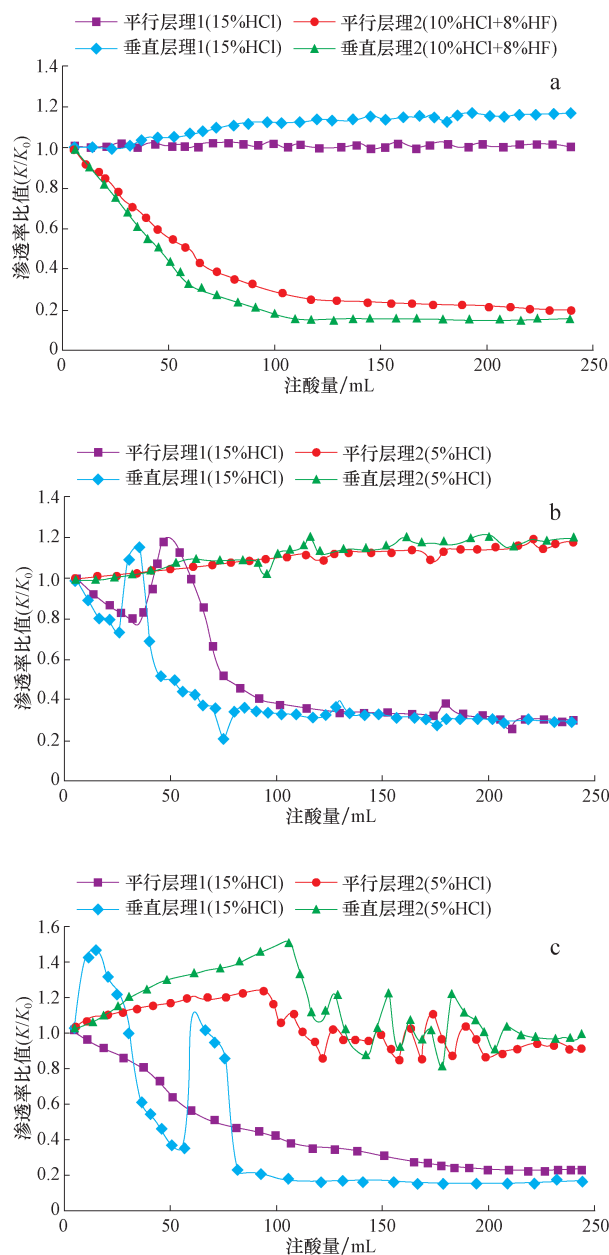


图2 涪陵地区页岩自支撑裂缝酸化渗透率随注酸量变化曲线

Fig. 2 Post-acidizing permeability of self-propped fractures vs. volume of acid injection in shale reservoirs in Fuling area, Sichuan Basin

a. 五峰组页岩; b. 龙马溪组页岩; c. 鲁家坪组页岩

后,注入量达到150 mL时,渗透率基本稳定。所测自支撑渗透率(K_0)范围为 $13.08 \times 10^{-3} \sim 59.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,酸蚀后渗透率(K)范围为 $7.86 \times 10^{-3} \sim 58.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

五峰组碳酸盐含量为2%左右,是4组岩样中最低的。首先采用15%的盐酸进行测试,结果显示,平行层理1号岩样的渗透率基本不发生变化,垂直层理1号岩样的渗透率稍有增加但不明显。分析认为,五

峰组的碳酸盐含量过低,与盐酸反应很弱,对渗透率影响不大。在此基础上,改用10% HCl + 8% HF配方的土酸,结果显示,随着与土酸反应的进行,两块岩样的渗透率均逐渐下降,最终的渗透率仅为原来的20%左右,表明该配方下的土酸与岩样的反应过强,导致部分粘土或石英类不反应的充填杂质碎屑从裂缝面脱落,堵塞裂缝导致渗透率下降。

龙马溪组岩样的碳酸盐含量约为15%。首先选用15%的盐酸,在反应过程中渗透率虽然会有短暂的提高,但是不能维持,渗透率很快又逐渐降低,最终渗透率均为原来渗透率的25%的左右,酸岩反应过度,换用5%的盐酸进行酸蚀,渗透率变化不大,较之前略有提高,酸岩反应不足。

鲁家坪组的碳酸盐含量25%左右。首先采用15%盐酸,平行层理1号岩样的渗透率随着反应的进行逐步下降,最终渗透率为初始的20%左右,垂直层理1号岩样在反应的过程中,渗透率波动比较大,最大的渗透率可达初始的1.44倍,然而到反应的后期,渗透率逐渐下降,并稳定到原来渗透率的18%左右,酸岩反应过度。换用5%的盐酸,反应过程中渗透率波动很大,但是最终稳定在原来渗透率90%左右,说明5%的盐酸比最佳的鲁家坪组酸蚀浓度稍有偏高。

1.3 单层铺置支撑剂裂缝酸化渗透率测试

在自支撑裂缝的基础上,采用40/70目的陶粒,浓度为 0.25 kg/m^2 进行单层支撑剂均匀铺置,所测支撑剂单层铺置裂缝酸蚀渗透率变化见图3。酸液排量为 2 mL/min ,按照单层铺置支撑剂缝宽基本为 0.3 mm 计算,此时的酸液注入流速约 26 cm/min 。同样可以看到,所有岩心在注入时间达到75 min后,渗透率基本稳定。单层铺置支撑剂裂缝渗透率的范围在 $11.43 \times 10^{-3} \sim 650.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,酸蚀后渗透率的范围在 $10.07 \times 10^{-3} \sim 710.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

首先对五峰组平行层理1号岩样使用20%的盐酸酸蚀,发现渗透率仅有小幅度地提高,结合先前实验,认为最优配方应选用土酸。先对平行层理2号岩样采用15% HCl + 3% HF的配方进行酸蚀,结果表明,酸岩反应较弱,对渗透率的提高不大;根据中值法,采用12.5% HCl + 5.5% HF的配方对垂直层理1号岩样进行酸蚀,结果表明,该配方较之前配方对渗透率的提高作用明显;再次采用中值法,用11.25% HCl + 6.75% HF的配方对垂直层理2号岩样进行酸蚀,结果表明该配方的效果最优,将岩样的渗透率从 $468.20 \times$

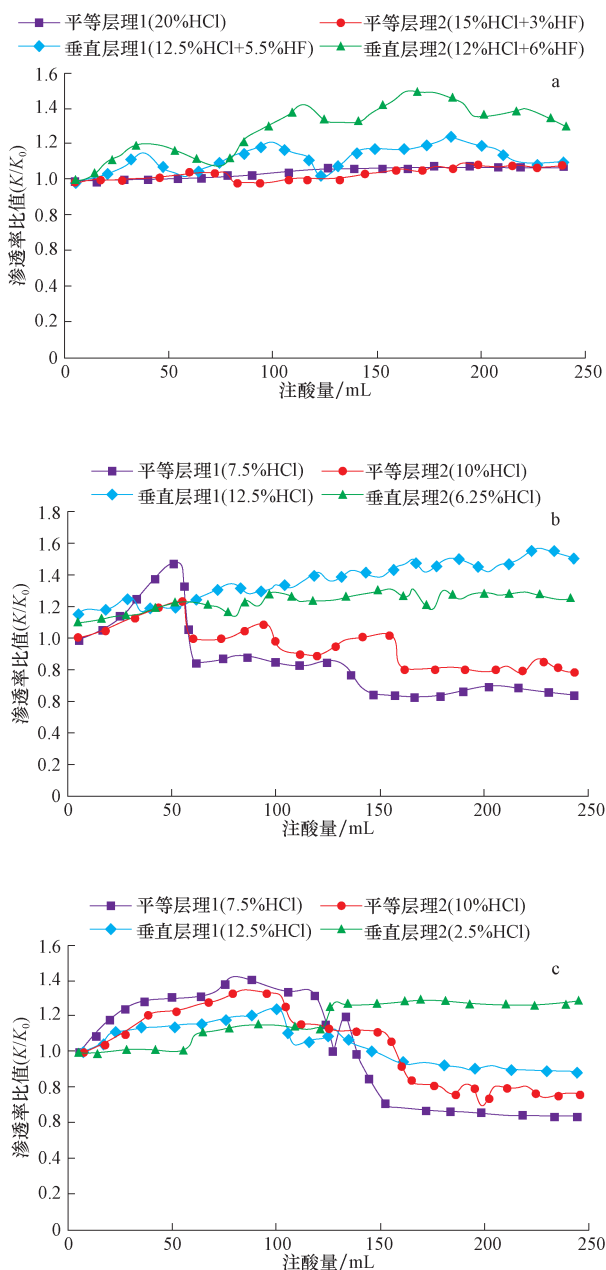


图3 涪陵地区页岩单层铺置支撑剂裂缝酸化
渗透率随注酸量变化曲线

Fig. 3 Post-acidizing permeability of fractures with
single-layered proppants vs. volume of acid injection
in shale reservoirs in Fuling area, Sichuan Basin
a. 五峰组页岩; b. 龙马溪组页岩; c. 鲁家坪组页岩

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高到 $611.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为原来的 1.31 倍, 故对于五峰组岩石的酸蚀, 采用 11.25% HCl + 6.75% HF 左右的土酸配方可得到较好的酸蚀效果。

龙马溪组岩样与 5% 的盐酸基本不反应, 15% 的盐酸反应过度, 同样采用中值法, 对平行层理 1 号岩样、平行层理 2 号岩样以及垂直层理 1 号岩样分别使用 7.5%, 10% 和 12.5% HCl 进行酸蚀, 酸蚀结果表

明, 12.5% HCl 使渗透率降低明显, 10% HCl 也使渗透率降低, 但是效果小于 12.5% HCl, 7.5% HCl 对渗透率有较明显的提高, 然后在这 3 个浓度结果的基础上, 再次采用中值法, 使用 6.25% HCl 对垂直层理 2 号岩样酸蚀, 酸蚀结果表明, 6.25% HCl 对渗透率提高的效果不如 7.5% HCl, 采用 7.5% HCl 将岩样的渗透率从 $111.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高到 $171.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为原来的 1.54 倍, 故对龙马溪组岩石的酸蚀, 采用浓度为 7.5% 左右的 HCl 酸蚀效果最佳。

鲁家坪组岩样在剪切酸蚀中得到的结果是 15% HCl 渗透率降低很大, 5% HCl 渗透率变化幅度很大, 最终的渗透率和原来的渗透率差别不大。同样采用中值法, 对平行层理 1 号岩样、平行层理 2 号岩样以及垂直层理 1 号岩样分别使用 7.5%, 10% 和 12.5% HCl 进行酸蚀, 酸蚀结果表明, 12.5% HCl 会使渗透率大幅度降低, 10% HCl 使渗透率降低的幅度次之, 7.5% HCl 使渗透率稍有降低。在这 3 个浓度的效果的基础上, 再次采用中值法, 使用 2.5% HCl 对垂直层理 2 号岩样进行酸蚀, 酸蚀结果表明 2.5% HCl 对最终渗透率的提高效果最好, 将岩样渗透率从 $505.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高到 $647.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为原来的 1.28 倍, 故对鲁家坪组岩石酸蚀采用 2.5% 左右的 HCl 效果最佳。

1.4 CT 扫描实验

1.4.1 五峰组

从 CT 扫描图片可观察到(图 4), 有两条裂缝是完全贯穿岩样并裂缝是完全联通的, 酸化后, 裂缝的连通性有所增加, 宽度明显增加。该块岩样采用 11.25% HCl + 6.75% HF 的土酸进行酸化, 酸化后从岩心外观观察, 岩心顶面和底面有明显的细微颗粒产生, 分析认为是酸化后粘土或石英类不反应的充填杂质颗粒的剥落, 酸液驱替曲线表明, 注酸量在小于 200 mL 时渗透率基本维持在原来的水平, 注酸量达到 200 mL 后, 岩样的渗透率迅速提高, 最终的渗透率为原来的 1.5 倍左右。

1.4.2 龙马溪组

对该龙马溪组岩样采用浓度为 7.5% 的 HCl 进行酸化, 裂缝内部分充填的白色物质与盐酸反应后消失, 所以判断为钙质胶结。从酸化的驱替曲线(图 5)可以看出, 酸化过程中岩样的渗透率不断变化, 最小的渗透率为 $1.96 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大的渗透率为 $10.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最终渗透率稳定在原来的 1.82

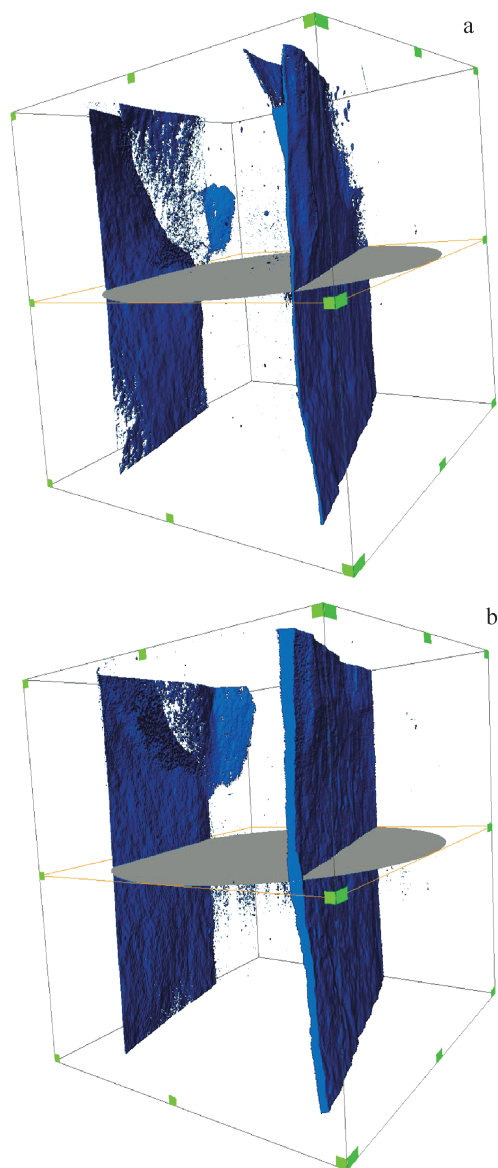


图4 涪陵地区五峰组页岩天然裂缝
酸蚀前后 CT 扫描对比

Fig. 4 CT image comparison of natural fractures before
and after acid etching in the Wufeng Formation shale
in Fuling area, Sichuan Basin
a. 酸蚀前; b. 酸蚀后

倍左右。对比酸化前后的 CT 扫描图像可知(图6),酸化后裂缝面的数量明显增加,裂缝的宽度也明显增加,裂缝的导流能力增大。分析认为,酸液与岩石反应过程中,粘土或石英类不反应的充填杂质颗粒会从裂缝面剥落和运移,造成裂缝渗透率的不断变化。

1.4.3 鲁家坪组

该块岩样在裂缝中央明显有白色胶结物质贯穿整个岩样,首先对岩样用浓度为2.5%的HCl进行酸化,发现该浓度的盐酸不能驱透该岩样,将岩样取出后观

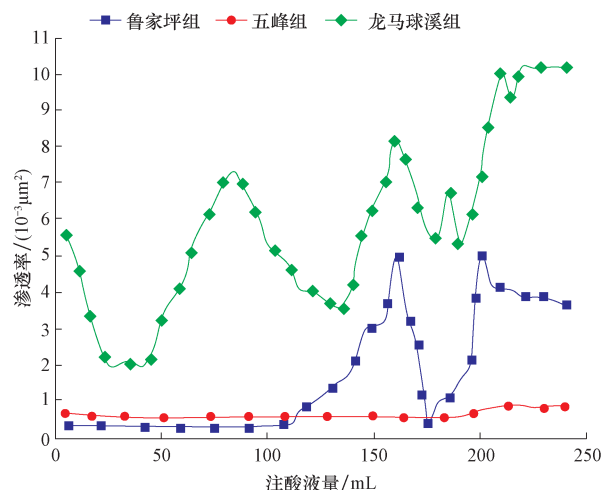


图5 涪陵地区天然裂缝酸化渗透率随注
酸量变化曲线

Fig. 5 Post-acidizing permeability of natural fractures vs.
volume of acid injection in Fuling area, Sichuan Basin

察,发现入口处的白色胶结物质已被溶解掉,故可以判断白色胶结物质为钙质胶结;然后依次换用5%和10%的盐酸,仍然不能驱透;再换用15%的盐酸,发现可以驱透,能够测出渗透率。

由CT图可以观察到岩样中央有一条原生裂隙,可能是被热液带来的矿物质填充了,有一些孤立的孔(图7),但被一些密度高于基质的物质隔断了。酸化后,原生裂隙里的填充物质几乎完全被溶蚀,形成了明显的裂隙面,裂隙面附近的基质密度也有所降低。由驱替曲线可以看出,注酸液量小于110 mL时,渗透率一直保持在较小的水平约 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,注酸液量大于110 mL后,渗透率持续升高至 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为原来的15.67倍,然后渗透率又迅速降低到 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,然后又迅速增加到 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,随后又降低至 $3.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,较初始渗透率仍然提高明显。

2 结论

1) 所测自支撑渗透率范围在 $13.08 \times 10^{-3} \sim 59.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,酸蚀后渗透率范围在 $7.86 \times 10^{-3} \sim 58.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;所测单层铺置支撑剂裂缝渗透率的范围为 $11.43 \times 10^{-3} \sim 650.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,酸蚀后渗透率的范围为 $10.07 \times 10^{-3} \sim 710.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2) 碳酸盐含量为2%的页岩采用11.25% HCl + 6.75% HF左右的土酸配方可得到最佳酸蚀效果,碳酸盐含量为15%的页岩采用浓度为7.5%左右的HCl酸蚀效果最佳,碳酸盐含量为25%的页岩酸蚀采用

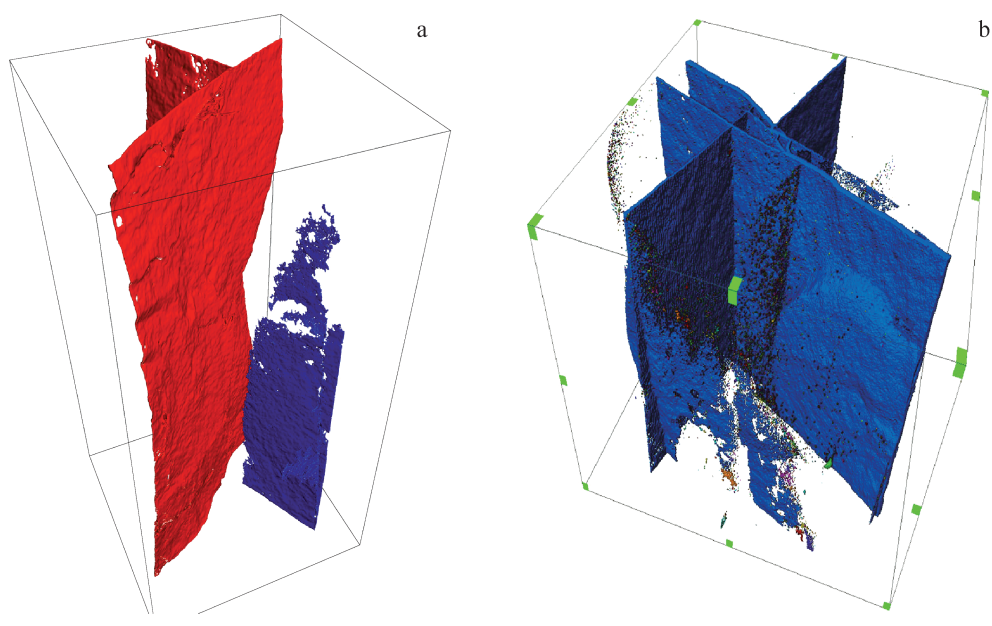


图 6 涪陵地区龙马溪组页岩天然裂缝酸蚀前后 CT 扫描对比
Fig. 6 CT image comparison of natural fractures before and after acid etching in the Longmaxi Formation shale in Fuling area, Sichuan Basin
a. 酸蚀前;b. 酸蚀后

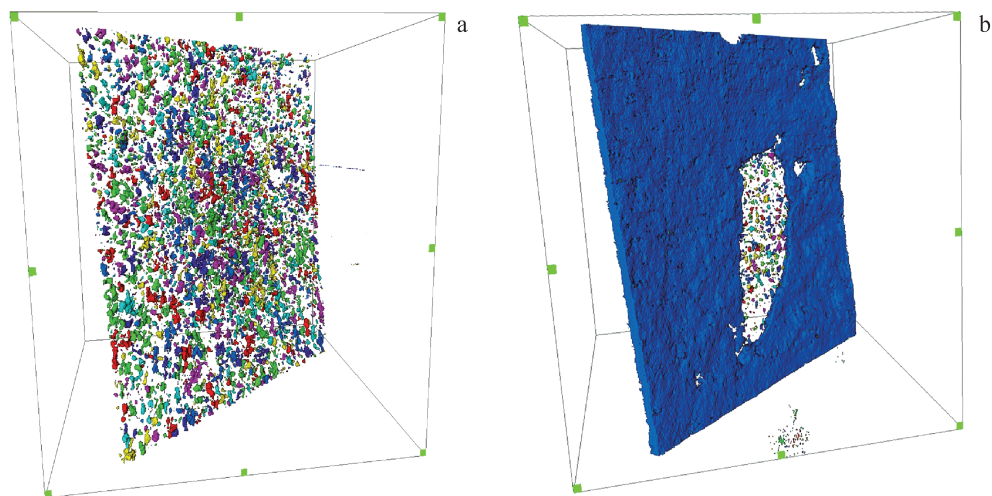


图 7 涪陵地区鲁家坪组页岩天然裂缝酸蚀前后 CT 扫描对比
Fig. 7 CT image comparison of natural fractures before and after acid etching in the Lujiaping Formation shale in Fuling area, Sichuan Basin
a. 酸蚀前;b. 酸蚀后

2.5%左右的 HCl 效果最佳。

3) 针对不同的碳酸盐含量的页岩采用合适的酸液类型和酸液浓度可以提高岩石的孔隙大小、裂缝的宽度和裂缝的数量;若页岩中钙质胶结的天然裂缝发育,应适当提高最优酸液浓度;页岩基质渗透率极低,在没有开启天然裂缝或可溶钙质充填裂缝的情况下,即使是高浓度的酸液也不能将岩心驱透。

参 考 文 献

[1] Bowker K A. Barnett Shale gas production, fort worth basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523 – 533.

[2] Gale J F W, Reed R M, Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603 – 622.

[3] Martineau D F. History of the Newark East Field and the Barnett Shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 399 –

- 403.
- [4] 涂乙,邹海燕,孟海平,等.页岩气评价标准与储层分类[J].石油与天然气地质,2014,35(1):153-158.
Tu Yi,Zou Haiyan,Meng Haiping,et al. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1):153-158.
- [5] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11):1921-1938.
- [6] Cipolla C, Weng X, Mack M, et al. Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize hydraulic fracture complexity[C]//SPE140185, Hydraulic Fracturing Technology Conference. 2011.
- [7] Mayerhofer M J, Lolon E, Warpinski N R, et al. What is stimulated rock volume? [C]//SPE119890, Shale Gas Production Conference, 2008.
- [8] 蒋廷学,卞晓冰,王海涛,等.深层页岩气水平井体积压裂技术[J].天然气工业,2017,37(1):90-96.
Jiang Tingxue, Bian Xiaobing, Wang Haitao, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1):90-96.
- [9] Fredd C N, McConnell S B, Boney C L, et al. Experimental study of fracture conductivity for water-fracturing and conventional fracturing applications[J]. SPE Journal, 2001, 6(3):288-298.
- [10] 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(A02):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(s2):166-173.
- [11] 齐先有.高碳酸盐岩含量砂岩酸化实验研究[J].特种油气藏, 2016, 23(4):131-135, 157-158
Qi Xianyou. Experimental study on sandstone acidification of high carbonate rock content[J]. special Oil and Gas Reservoirs, 2016, 23(4):131-135, 157-158.
- [12] 张芳,赵伟,李发荣.碳酸盐岩气藏的酸化压裂技术[J].国外油田工程,2005,21(1):14-15.
Zhang Fang, Zhao Wei, Li Farong. Acidification fracturing technology of carbonate gas reservoirs[J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2016, 23(4):131-135.
- [13] Zou Y, Zhang S, Tong Z, et al. Experimental investigation into hydraulic fracture network propagation in gas shales using CT scanning technology[J]. Rock Mechanics & Rock Engineering, 2015, 49(1):1-13.
- [14] Cash R, Zhu D, Hill A D. Acid fracturing carbonate-rich shale: A feasibility investigation of eagle ford formation[C]//SPE181805, Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference. 2016.
- [15] Morsy S, Sheng J J, Hetherington C J, et al. Impact of matrix acidizing on shale formations[C]//SPE167568, Nigeria Annual International Conference and Exhibition. 2013.
- [16] Morsy S S, Sheng J J, Soliman M Y. Improving hydraulic fracturing of shale formations by acidizing[C]//SPE165688, Eastern Regional Meeting. 2013.
- [17] Morsy S, Sheng J J, Gomaa A M, et al. Potential of improved waterflooding in acid-hydraulically-fractured shale formations [C]//SPE166403, Annual Technical Conference and Exhibition. 2013.
- [18] Barton N, Bandis S, Bakhtar K. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints[C]//International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. Pergamon, 1985, 22(3):121-140.
- [19] Olsson W A, Brown S R. Hydromechanical response of a fracture undergoing compression and shear[C]//International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. Pergamon, 1993, 30(7):845-851.
- [20] Makurat A, Gutierrez M, Backer L. Fracture flow and fracture cross flow experiments[J]. Norwegian Petroleum Society Special Publications, 1996, 7(97):139-148.
- [21] Bustin R M, Bustin A M M, Cui A, et al. Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics[C]//SPE119892, Shale gas production conference. 2008.

(编辑 张玉银)