

文章编号:1673-5005(2009)04-0089-04

碳酸盐岩储层加砂酸压支撑裂缝短期 导流能力试验

姜 浒¹, 陈 勉¹, 张广清¹, 金 衍¹, 张福祥², 柳汉明³

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 塔里木油田分公司 勘探事业部, 新疆 库尔勒 841000;
3. 四川石油管理局 川西钻探公司, 四川 成都 610051)

摘要: 选用不同的陶粒支撑剂, 进行碳酸盐岩加砂和酸蚀加砂支撑裂缝短期导流能力试验。结果表明: 酸化导致岩板表面变得凹凸不平、疏松、软化, 产生许多细小的矿物颗粒, 使酸蚀加砂支撑裂缝的导流能力大幅下降; 对于加砂酸压井, 应注意控制作用在支撑剂层和酸蚀区地层上的有效闭合压力, 使其小于支撑剂和酸蚀地层的强度, 防止支撑剂的嵌入、破坏以及酸蚀区地层的变形, 以免裂缝导流能力大幅度下降; 在加砂酸压施工条件允许的情况下, 尽量选用大粒径的支撑剂。

关键词: 碳酸盐岩储层; 加砂酸压; 酸蚀—支撑复合裂缝; 导流能力; 有效闭合压力

中图分类号: TE 357.2 **文献标识码:** A

Experiment on short-term conductivity of sand-adding acid-fracturing propping fractures in carbonate reservoir

JIANG Hu¹, CHEN Mian¹, ZHANG Guang-qing¹, JIN Yan¹, ZHANG Fu-xiang², LIU Han-ming³

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. Department of Exploration, Tarim Oilfield Branch Company, Kuerle 841000, China;
3. Chuanxi Drilling and Exploration Company, Sichuan Petroleum Administrative Bureau, Chengdu 610051, China)

Abstract: An experiment on short-term conductivity of sand-adding and acid etching sand-adding propping fractures was carried out with carbonate cores by selecting different ceramics proppant. The experimental results show that the core surface is roughness, loose and soft after acidizing, which results in many fine mineral particles producing and conductivity of acid etching sand-adding propping fractures decreasing. For sand-adding acid-fracturing wells, the effective closure pressure must be carefully controlled lower than strength of proppant and acid etching formation to prevent proppant embed and destroy, formation deformation, to minimize conductivity damage. The bigger proppant size should be selected if the working conditions allow.

Key words: carbonate reservoir; sand-adding acid fracturing; acid etching-propping composite fracture; conductivity; effective closure pressure

碳酸盐岩储层中的石油储量约占全球石油储量的60%, 且还拥有极为丰富的天然气储量^[1]。对碳酸盐岩储层通常使用基质酸化或酸压来处理有生产潜力的层段, 降低地层表皮因子, 避开在钻井和固井作业期间被污染的井筒区域, 在油藏和井筒之间建

立起导流通道, 改善产能或注入效果^[2]。增产措施的关键是最大程度地释放储集在基岩孔隙、溶孔、溶洞以及连通性差的微裂缝中的油气。这就要求增产措施必须形成更多的人工裂缝, 且人工裂缝尽量长而多支。要达到这种理想的改造效果, 就需要在工

收稿日期: 2009-02-27

基金项目: 国家自然科学基金项目(90510005); 教育部“长江学者和创新团队发展计划”项目(IR T0411); 国家“863”高技术研究发展计划项目(2006AA06A109-1-1)

作者简介: 姜浒(1984-), 男(汉族), 湖北监利人, 博士研究生, 主要从事石油工程岩石力学方面的研究。

艺和技术两方面对传统的酸压和加砂压裂进行改进。加砂酸压就是采用酸液携砂压裂的方式对储层进行改造,它整合了酸压与加砂压裂的优点,通过高黏冻胶酸携带支撑剂进入地层,形成人工裂缝,同时利用酸液对基质的溶蚀作用,实现加砂与酸压一体化。将酸化压裂形成多支酸蚀裂缝与水力加砂压裂形成长而高导流的支撑裂缝有机地结合在一起,并应用段塞或缝内转向等封堵压裂联作工艺,最终形成更长的多分支高导流酸蚀一支撑复合裂缝网络,提高改造措施的有效率和有效期^[3-4]。另一方面,对于闭合压力较高或较软的地层,在裂缝闭合后,使用支撑剂的酸蚀裂缝能维持更高的裂缝导流能力^[5]。为了改善加砂酸压的效果,前人做了大量研究工作,但研究大多集中在酸岩反应、酸液滤失以及酸液等方面^[6],笔者对碳酸盐岩储层加砂酸压支撑裂缝的导流能力进行试验研究。

1 试验材料与方法

1.1 试样的结构及矿物成分

试验所用岩心取自奥陶系目标储层,研究区奥陶系裂缝发育,在绝大部分铸体薄片上均可见有微裂缝,这种裂缝的宽度大多小于 0.01 mm,有些具有分支现象。该地区 2 口井的成像测井资料也表明,在储集层段裂缝发育,有相当高的裂缝密集度,裂缝孔隙度大于 0.05%。

黏土矿物分析显示,样品岩性为碳酸盐岩,黏土矿物组合主要是伊利石 + 伊/蒙有序间层 + 高岭石和绿蒙有序间层以及绿泥石矿物组合。

1.2 试样制备及酸液配置

将岩心加工成符合 API 标准导流室要求的岩板,代替原导流室中的金属片。岩板长 17.7 cm、宽

3.8 cm、厚 1 ~ 2 cm,端部呈半圆形(图 1)。

为达到模拟现场酸压过程中酸岩反应的真实效果,所采用的酸液为现场压裂时所使用的胶凝酸(配方:20% HCl + 1.6% BD1-6(胶凝剂) + 2.0% KMS-6(高温缓蚀剂) + 1.0% D-50(助排剂) + 1.0% FRZ-4(破乳剂))。

1.3 试验方法

选用 API 推荐短期导流能力评价方法^[7],模拟温度为 90 °C,选择现场常用的两种陶粒支撑剂进行试验,参数见表 1。根据现场施工情况,模拟试验的铺砂浓度定为 5 kg/m²,闭合压力从 10 MPa 增加到 80 MPa(以 10 MPa 为增量),试验流体为 4% NaCl 溶液,流速为 1 ~ 10 mL/min。

表 1 支撑剂参数
Table 1 Proppant parameters

粒径 d/mm	圆度	球度	闭合压力上限 p _{cl} /MPa	粒径分布	质量分数 w/%
0.425 ~ 0.85	0.9	0.9	69	0.9 mm 以上	<0.1
				0.9 ~ 0.45 mm	>85
				0.45 mm 以下	<1
0.3 ~ 0.6	0.9	0.9	69	0.85 ~ 0.6 mm	1
				0.6 ~ 0.25 mm	97
				0.25 ~ 0.21mm	2

将做完上述导流试验的岩板的非裂缝面进行酸化,每一块岩板都与 150 mL 酸液反应 120 min,反应温度保持在 90 °C(酸压目标储层的平均温度),反应压力为 0.1 MPa。岩板酸化前、后对比见图 1。酸化后岩板表面变得凹凸不平、疏松,产生了许多细小的矿物颗粒,且局部深度刻蚀较多。然后再将酸化后的岩板重复上述导流试验。

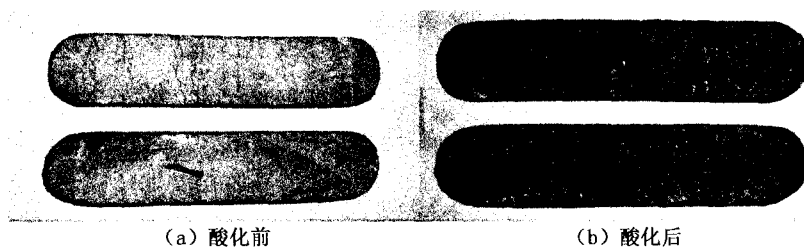


图 1 酸化前、后的试验用岩板

Fig.1 Cores sample before and after acidizing

2 试验结果及影响因素分析

本试验包括加砂支撑裂缝短期导流能力试验和酸蚀加砂支撑裂缝短期导流能力试验。

2.1 试验结果

如图 2 所示,随着闭合压力 p 逐渐增大,酸蚀加砂支撑裂缝较加砂支撑裂缝导流能力的下降幅度逐渐变大:图 2(a)中导流能力下降幅度由 20.3% (p

= 10 MPa) 递增到 78% ($p = 80$ MPa), 平均降幅为 55.1%; 图 2(b) 中裂缝导流能力下降幅度由 4.6% ($p = 10$ MPa) 递增到 90.9% ($p = 80$ MPa), 平均降幅为 66.7%。

当闭合压力小于 51 MPa(图 2(a)) 和 45 MPa(图 2(b)) 时, 虽然作用在岩板和支撑剂上的有效闭合压力比较小, 但由于酸化后岩石变得疏松, 强度降低, 故酸蚀加砂支撑裂缝导流能力的下降速度较加砂支撑裂缝要快一些; 闭合压力大于 51 MPa(图 2(a)) 和 45 MPa(图 2(b)) 后, 酸蚀加砂支撑裂缝导流能力的下降速度较加砂支撑裂缝则缓慢一些。

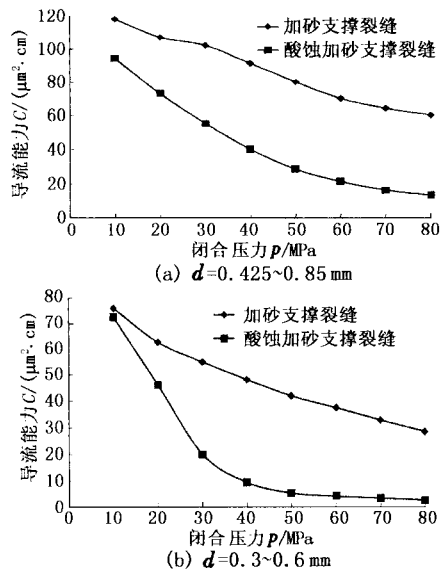


图 2 加砂支撑裂缝与酸蚀加砂支撑裂缝短期导流能力

Fig. 2 Short-term conductivity of sand-adding and acid etching sand-adding propping fracture

2.2 影响因素

2.2.1 闭合压力

随着作用在支撑剂层和岩板上的闭合压力不断增加, 加砂支撑裂缝与酸蚀加砂支撑裂缝的导流能力均呈非线性下降趋势(图 2)。

在闭合压力未达到酸蚀区的岩石强度时, 由于支撑剂的压实、嵌入以及岩石酸化后产生的许多细小矿物颗粒的运移/堵塞, 随闭合压力的增大, 加砂支撑裂缝与酸蚀加砂支撑裂缝的导流能力的差值逐渐增大; 当闭合压力接近酸蚀区的岩石强度(40 ~ 50 MPa) 时, 酸蚀裂缝面开始破坏, 加砂支撑裂缝与酸蚀加砂支撑裂缝的导流能力的差值出现最大值; 当闭合压力超过酸蚀区的岩石强度后, 酸蚀裂缝面的破坏结束, 加砂支撑裂缝与酸蚀加砂支撑裂缝的导流能力的差值则开始逐渐小幅度回落。

对于酸化加砂压裂井, 必须控制作用在支撑剂

层上的有效闭合压力, 即在返排和生产时尤其要注意控制合理压差, 使作用在支撑剂层和酸蚀区地层上的有效闭合压力小于支撑剂和酸蚀地层的强度, 防止引起不可恢复的应力伤害。

2.2.2 酸蚀裂缝近缝区岩石力学性质

酸压后的储层会在裂缝附近形成滤饼区、蚓孔区、酸液侵入区和油层区 4 个区^[8-9]。酸液的蚀刻使得裂缝面的岩石强度被弱化, 导致裂缝面的塑性变大, 对闭合压力的敏感性增强, 且在较高闭合压力作用下, 裂缝面之间的接触点更易破坏^[10]。周健等^[11]指出胶凝酸对裂缝型灰岩的软化作用明显, 酸蚀后, 灰岩的单轴抗压强度约为酸蚀前的 20% 左右, 泊松比小幅增加, 胶凝酸对灰岩强度的弱化作用十分强烈。

如果酸压的同时再加砂, 与常规加砂压裂相似, 返排后会在酸蚀裂缝内部形成具有一定宽度的支撑裂缝。在裂缝内支撑剂和缝内压力共同承担地层的作用力, 而在酸蚀区内酸蚀后的岩石骨架和内部孔隙压力共同承担远处地层的作用力。自裂缝远处到裂缝内部, 地层内的有效闭合压力呈上升趋势, 并且这种上升趋势随着井底压力的减小而增大。随着井底压力逐渐降低, 支撑缝和酸蚀区内的孔隙流体压力也随之降低, 使得远场应力作用于酸蚀地层和支撑剂上的有效闭合压力逐渐增加。由于大部分地层作用力将由支撑剂和酸蚀后的岩石骨架承担, 当近缝区的有效闭合压力超过支撑剂和酸蚀地层的临界值时, 酸蚀地层会发生塑性变形与破坏, 而支撑剂也会发生破碎, 从而引起酸蚀区地层和支撑剂层渗透率大幅减小。

2.2.3 支撑剂粒径

图 2(a) 中加砂支撑裂缝与酸蚀加砂支撑裂缝的导流能力的最大差值为 $51.8 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$, 此时有效闭合压力为 46 MPa; 图 2(b) 中导流能力的最大差值为 $39 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$, 此时有效闭合压力为 41 MPa。可见只有闭合压力达到一定临界值时, 酸蚀裂缝面的最大嵌入伤害才表现出来。临界闭合压力与裂缝内铺置的支撑剂的粒径有关。支撑剂粒径越大, 临界闭合压力也越大, 越有利于维持较高的支撑裂缝导流能力。

2.2.4 酸蚀

通常认为, 加砂酸压整合了酸压与加砂压裂的优点, 其形成的裂缝导流能力应该优于酸压裂缝和加砂支撑裂缝, 但试验结果却一致表明, 酸蚀加砂支撑裂缝的导流能力普遍小于加砂支撑裂缝的导流能

力。

由于本试验所评价的对象仅限于裂缝,而无法评价近缝区地层的渗透性,故不能简单地认为加砂酸压的效果不如加砂压裂。如果仅从裂缝的角度看,由于酸液对裂缝面的腐蚀,使得近缝区地层岩石强度被弱化,导致支撑剂更容易嵌入裂缝面,这对酸蚀加砂支撑裂缝本身的导流能力确实是一个很大的伤害。但是,由于酸蚀能使近缝区地层中产生高导流能力的流动通道或蚓孔,形成酸蚀—支撑复合裂缝网络,可显著增加近缝区地层的渗透性,这对于酸蚀支撑裂缝的导流能力损失是一个很大补充。对于加砂压裂,不仅不能增加近缝区地层的渗透性,还有可能造成近缝区压裂液伤害,这对生产是极为不利的。

3 酸蚀加砂支撑裂缝导流能力计算

以粒径 0.3 ~ 0.6 mm 的模拟试验为例,回归出酸蚀加砂支撑裂缝导流能力与闭合压力的关系表达式, $C = 0.0004p^3 + 0.0773p^2 - 5.1763p + 118.18$, $R^2 = 0.9956$ (图 3)。运用该表达式可以预测研究区碳酸盐岩储层酸蚀加砂支撑裂缝导流能力的变化趋势,为现场施工提供依据。

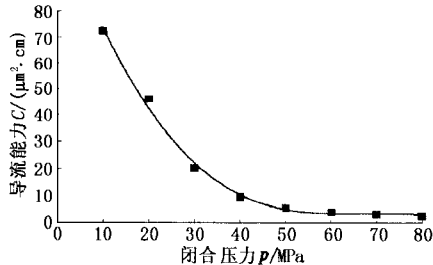


图 3 酸蚀加砂支撑裂缝导流能力与闭合压力关系曲线

Fig.3 Relationship curve of conductivity of acid etching sand-adding propping fracture and closure pressure

4 结 论

(1)对于加砂酸压井,应注意控制合理的返排压差和生产压差,使作用在支撑剂层和酸蚀区地层上的有效闭合压力小于支撑剂层和酸蚀地层的强度,防止支撑剂的嵌入、破坏以及酸蚀区地层的变形、破坏,导流能力大幅度下降,引起不可恢复的应力伤害。

(2)在加砂酸压时,要根据实际情况选择与酸蚀地层相匹配的支撑剂。

(3)无论是加砂支撑裂缝还是酸蚀加砂支撑裂缝,大颗粒支撑剂的优势明显。在加砂酸压施工条件允许的情况下,尽量选用大粒径的支撑剂。

参考文献:

[1] AKBAR M, HERRON M, VISSAPRAGADA B, et al. Carbonate reservoir evaluation technology [J]. TOC, 2000,12(4):20-41.

[2] ANZI Ealian Al, ALVARADO Majdi Al Mutawa Oscar, BRADY Mark. Carbonate reservoir stimulation[J]. TOC, 2003,15(4):28-45.

[3] 罗云,刘爱华,王俊明,等. 交联酸加砂酸化压裂技术在复杂岩性油藏的应用[J]. 石油学报,2008,29(2):266-269.

LUO Yun, LIU Ai-hua, WANG Jun-ming, et al. Application of the crosslinked acid sand-adding acid-fracturing technique in complex lithologic reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008,29(2):266-269.

[4] 蔡大庆,周昊. 塔河油田碳酸盐岩储层酸压技术应用[J]. 钻采工艺,2004,27(3):39-41.

CAI Da-qing. ZHOU Hao. Application of acid fracturing techniques of carbonate reservoir in Ta-he Oilfield [J]. Drilling & Production Technology, 2004,27(3):39-41.

[5] KALFAYAN Leonard J. Fracture acidizing: history, present state, and future[R]. SPE 106371, 2007.

[6] 伊向艺. 碳酸盐岩储层交联酸压技术研究与应用[D]. 成都:成都理工大学,2006.

[7] 中国石油天然气总公司. 压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法 SY/T6302-1997 中华人民共和国石油天然气行业标准[S]. 北京:石油工业出版社,1997.

[8] HILL A D, ZHU Ding, WANG Y. The effect of wormholing on the fluid loss coefficient in acid fracturing[R]. SPE 27403, 1994.

[9] WILLIAMS B B, GIDLEY J L, SCHECHTER R S. Acidizing fundamentals [M]. Richardson, Texas: SPE, 1979:5-30.

[10] ABASS H H, AL-MULHEM A A, ALQAM M S, et al. Acid fracturing or proppant fracturing in carbonate formation? a rock mechanic's view [R]. SPE 102590, 2006.

[11] 周健,陈勉,金衍,等. 压裂酸化中近缝区灰岩强度弱化效应试验研究[J]. 岩石力学与工程学报,2007,26(1):206-210.

ZHOU Jian, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Experimental study on strength reduction effects of limestone near fracture area during acid fracturing[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2007,26(1):206-210.

(编辑 李志芬)