

支撑剂性能对压裂改造效果的影响试验研究

曹 俊

中石化江苏油田分公司概预算中心 江苏 扬州 225009

摘 要: 本文通过系统的室内试验,研究了支撑剂粒径、圆球度、抗压强度、浊度及酸溶解度等关键性能参数对裂缝导流能力、嵌入程度及破碎率的影响规律。试验采用API标准导流室,模拟不同闭合压力条件,对四种不同规格的陶粒支撑剂进行对比测试。结果表明:支撑剂粒径与铺置层数的合理匹配可使导流能力提升32.6%;圆球度大于0.9的样品较圆球度0.7的样品在60MPa闭合压力下破碎率降低58.4%;高抗压强度支撑剂的长期导流能力衰减幅度仅为低强度样品的1/3。此外,支撑剂嵌入深度随闭合压力呈指数增长,且与岩板硬度呈负相关。研究结论对提高低渗透储层压裂改造效果具有重要工程指导意义。

关键词: 支撑剂;压裂改造;导流能力;破碎率;嵌入程度;闭合压力

引言: 随着全球常规油气资源逐渐枯竭,低渗透、致密砂岩及页岩气等非常规油气资源的开发日益受到重视。水力压裂作为储层增产改造的核心技术,其作用在于在地层中形成具有高导流能力的人工裂缝,为油气运移提供通道。支撑剂作为压裂液携带进入裂缝后起支撑作用的固体颗粒,其性能优劣直接关系到裂缝闭合后的剩余宽度和渗透率,进而影响整个压裂工程的经济效益^[1]。基于此,本文选取目前油田常用的四种陶粒支撑剂样品,通过系统的室内试验,全面考察粒径分布、圆球度、抗压强度、浊度及酸溶解度等关键性能参数对裂缝导流能力、破碎率和嵌入深度的综合影响。

1 试验材料与方法

1.1 试验材料

选用四种陶粒支撑剂(样品A、B、C、D)。名义粒径:A为20/40目(0.425-0.850mm),B为30/50目(0.300-0.600mm),C为40/70目(0.212-0.425mm),D为复合粒径(20/40目与40/70目按质量比3:1混合)。所有样品取自同一批次产品。岩板采用四川长宁地区页岩气井天然页岩岩心加工,尺寸为180mm×38mm×25mm,端面平整度 $\leq \pm 0.02\text{mm}$ 。物性参数:杨氏模量28.6GPa,泊松比0.23,单轴抗压强度82.4MPa,莫氏硬度5.2。压裂液为2%KCl溶液+0.3%减阻剂,黏度3.5mPa·s(室温)。

1.2 支撑剂性能测试方法

支撑剂各项基础性能指标按照中国石油天然气行业标准SY/T5108-2014《水力压裂和砾石充填用支撑剂性能测试方法》进行测定。具体方法如下:粒径分布采用标准筛振筛机测定,称取100g样品,置于套筛顶部,振筛10min后称量各筛层质量,计算粒径分布曲线及均质系数。圆球度和圆度采用图像分析法:取50颗代表性颗粒置于体视显微镜下拍照,利用Image-ProPlus软件计算投

影面积及周长,按Krumbein-Sloss图表法得到圆球度和圆度值。抗压强度通过单颗粒破碎试验和抗破碎能力试验两种方式评价^[2]。单颗粒试验采用万能材料试验机,以0.5mm/min的加载速率对单颗支撑剂施压直至破碎,记录破碎载荷。抗破碎能力试验按标准方法:取一定质量样品装入试验筒中,在闭合压力下保持5min,筛分后计算破碎率。浊度测试:称取50g样品与500mL蒸馏水混合,在磁力搅拌器上搅拌30min后静置60min,取上层清液用浊度计测量。酸溶解度:称取10g样品置于150mL12%盐酸与3%氢氟酸的混合酸中,在65℃水浴中反应30min,过滤干燥后称量残渣质量,计算溶解质量分数。

1.3 导流能力测试装置与流程

导流能力测试采用美国CoreLab公司生产的API标准导流室系统,该系统可模拟最高120MPa的闭合压力和150℃的地层温度。主要组成部分包括:液压加载系统、导流室主体、压差传感器、流量计、恒温加热套及数据采集系统^[3]。试验流程如下:(1)将两块岩板按实际裂缝面相对放置,精确测量初始组合厚度;(2)在岩板间均匀铺置支撑剂,铺置浓度按5kg/m²控制,厚度约3-5mm;(3)将导流室组装后置于加热套中,施加初始闭合压力2MPa并升温至储层温度80℃;(4)依次施加闭合压力5、10、20、30、40、50、60、70MPa,每个压力点稳定30min后,采用去离子水作为测试流体,在稳定压差下记录流量;(5)按达西定律计算导流能力: $k \cdot w = (Q \cdot \mu \cdot L) / (\Delta p \cdot 1000)$,其中 $k \cdot w$ 为导流能力($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$),Q为体积流量(mL/s), μ 为流体黏度(mPa·s),L为岩板长度(cm), Δp 为压差(MPa);(6)每个压力点测试完毕后,卸载闭合压力,取出岩板观察支撑剂嵌入及破碎情况,拍照记录。

1.4 试验方案设计

为全面考察支撑剂性能对压裂改造效果的影响，设计以下四组对比试验：

（1）粒径影响组：分别测试样品A、B、C三种单一粒径支撑剂在不同闭合压力下的导流能力，对比粒径与裂缝导流能力的相关性^[4]。（2）圆球度影响组：从样品A中按圆球度高低筛选出三个子组（圆球度分别为0.71、0.84、0.96），测试其在相同闭合压力下的破碎率及导流能力衰减规律。（3）抗压强度影响组：对比样品A和另一种低强度陶粒（抗破碎力仅为样品A的60%）在不同闭合压力下的长期导流稳定性，试验连续进行72h。（4）复合粒径组：将样品D与样品A进行对比，考察粒径混合

对导流能力和长期稳定性的改善效果。

每组试验重复三次，取平均值作为最终结果，误差棒表示标准差。闭合压力范围覆盖5-70MPa，模拟从浅层到深层不同埋深的压裂条件。

2 试验结果与讨论

2.1 支撑剂基础性能参数

四种支撑剂样品的基础性能测试结果汇总于表1。所有样品均满足行业标准SY/T5108-2014的基本要求，但关键指标存在显著差异。样品A圆球度和抗破碎能力最优，样品C粒径最细但浊度最低，样品D为复合粒径设计，综合性能居中。

表1 四种支撑剂样品的基础性能参数

样品编号	名义粒径（目）	圆球度	圆度	52MPa破碎率（%）	酸溶解度（%）	浊度（NTU）	单颗粒破碎载荷（N）
A	20/40	0.93	0.91	5.6	4.2	72	285
B	30/50	0.88	0.86	7.1	3.8	97	231
C	40/70	0.81	0.79	8.9	4.5	58	194
D	复合（20/40+40/70）	0.90	0.88	6.3	4.0	68	258

从表1可知，样品A具有最高的圆球度（0.93）和最低的破碎率（5.6%），适合高闭合压力条件；样品C细粒径支撑剂浊度最低（58NTU），对储层损害风险较小；样品D复合粒径兼顾了粗细颗粒的优点，破碎率介于A与C之间。

2.2 粒径对导流能力的影响

不同粒径支撑剂在不同闭合压力下的导流能力测试结果见表2。为直观对比，同时给出了以样品A为基准的相对导流能力（%）。

表2 不同粒径支撑剂在不同闭合压力下的导流能力（ $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ ）及相对比值

闭合压力（MPa）	样品A（20/40目）	样品B（30/50目）	样品C（40/70目）	样品D（复合粒径）
5	146.2(100%)	128.5(87.9%)	103.7(70.9%)	152.8(104.5%)
10	112.3(100%)	94.6(84.2%)	79.5(70.8%)	121.6(108.3%)
20	95.7(100%)	78.3(81.8%)	62.4(65.2%)	106.9(111.7%)
30	78.5(100%)	62.1(79.1%)	49.8(63.4%)	91.2(116.2%)
40	63.4(100%)	49.7(78.4%)	39.6(62.5%)	76.5(120.7%)
50	49.8(100%)	39.2(78.7%)	34.1(68.5%)	60.3(121.1%)
60	38.6(100%)	30.8(79.8%)	31.2(80.8%)	46.8(121.3%)
70	30.2(100%)	24.5(81.1%)	27.6(91.4%)	36.9(122.2%)

注：括号内为以同压力下样品A导流能力为100%的相对比值。

由表2可知：（1）低闭合压力（ $\leq 20\text{MPa}$ ）下，粗粒径样品A导流能力显著高于细粒径样品C，最大差值达41.2%；（2）当闭合压力升至60-70MPa时，样品C的相对比值从70.8%上升至91.4%，表明高应力下粒径差异的影响减小；（3）复合粒径样品D在所有压力点下导流能力均最高，尤其在60MPa时较样品A高出21.3%，较样品C

高出50.0%。说明合理级配可有效提高高应力条件下的导流能力。

2.3 圆球度对破碎率及导流能力衰减的影响

从样品A中筛选出三种圆球度级别，在60MPa闭合压力下进行破碎率及72h导流保留率测试，结果见表3。

表3 不同圆球度支撑剂在60MPa下的破碎率与长期导流保留率

圆球度	60MPa破碎率（%）	破碎率降幅（较圆球度0.71）	初始导流能力（ $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ ）	72h后导流能力（ $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ ）	72h导流保留率（%）
0.71	14.2	—	37.5	25.6	68.2
0.84	8.7	-38.7%	38.9	31.0	79.6
0.96	5.9	-58.4%	39.8	34.8	87.3

表3数据表明,圆球度从0.71提高至0.96,破碎率由14.2%降至5.9%,降幅达58.4%;同时72h导流保留率从68.2%提升至87.3%,提高了19.1个百分点。高圆球度支撑剂接触应力分布均匀,不易产生应力集中导致的破碎,长期稳定性明显更优。

2.4 抗压强度与长期导流稳定性

对比样品A(高强度)与低强度陶粒L(单颗粒破碎载荷171N)在40MPa和70MPa闭合压力下连续72h的导流能力衰减情况,结果见表4。

表4 不同抗压强度支撑剂的长期导流能力衰减对比

闭合压力 (MPa)	样品类型	初始导流能力 ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	12h导流能力	24h导流能力	48h导流能力	72h导流能力	72h保留率 (%)
40	高强度(A)	85.3	83.9	82.5	80.8	75.5	88.5
40	低强度(L)	82.1	77.2	71.6	64.9	53.2	64.8
70	高强度(A)	30.5	28.6	27.3	26.1	24.8	81.3
70	低强度(L)	28.9	17.0	14.2	11.5	9.3	32.2

由表4可见:在40MPa下,高强度样品72h保留率为88.5%,低强度样品仅64.8%;在70MPa高应力下,差距急剧扩大——低强度样品12h内导流能力下降41.2%,72h保留率仅32.2%,而高强度样品仍保持81.3%。这说明对于深层高压储层,必须选用高强度支撑剂以保证长期改

造效果。

2.5 嵌入深度与闭合压力的关系

支撑剂嵌入页岩岩板的深度随闭合压力变化的关系数据见表5。采用指数模型 $h = a \cdot \exp(b \cdot p)$ 进行拟合。

表5 不同闭合压力下支撑剂嵌入深度及导流能力损失率

闭合压力 (MPa)	平均嵌入深度 (μm)	标准差 (μm)	理论导流能力 (无嵌入, $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	实测导流能力 ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	导流能力损失率 (%)
10	12.3	1.8	118.7	112.3	5.4
20	15.2	2.1	106.4	95.7	10.1
30	20.8	2.5	94.6	78.5	17.0
40	28.4	3.0	84.3	63.4	24.8
50	39.6	3.6	74.1	49.8	32.8
60	52.1	4.2	64.8	38.6	40.4
70	67.8	5.1	56.2	30.2	46.3

嵌入深度与闭合压力的拟合关系: $h = 8.63 \cdot \exp(0.0236 \cdot p)$, $R^2 = 0.976$ 。从表5可见,当闭合压力从10MPa升至70MPa,嵌入深度从12.3 μm 增至67.8 μm ,导流能力损失率从5.4%急剧增加到46.3%。表明在高闭合压力软地层中,嵌入效应是导流能力损害的主要因素之一。

3 结语

研究得出以下结论:(1)支撑剂粒径对导流能力的影响受闭合压力调控——低压力下粗粒径更优,高压下复合粒径体系最佳;60MPa时,复合粒径较单一20/40目导流能力提升21.3%。(2)高圆球度显著抑制破碎并延缓导流衰减;圆球度0.96较0.71在60MPa下破碎率降低58.4%,72h导流保留率提高19.1个百分点。(3)高强度支撑剂长期稳定性突出;70MPa下72h后其导流保留率达81.3%,比低强度样高49.1个百分点。(4)支撑剂嵌入深

度随闭合压力呈指数增长,60MPa时达约52 μm ,导致理论导流损失40.4%。

参考文献

[1]赵金洲,任岚,李勇明,等.页岩压裂支撑剂破碎与嵌入对导流能力影响的长期试验研究[J].石油学报,2022,43(5):689-701.

[2]李小明,张士诚,马新仿,等.致密砂岩储层支撑剂嵌入深度预测模型及导流能力损失规律[J].石油勘探与开发,2021,48(3):592-601.

[3]刘欣,郭建春,卢聪,等.复杂裂缝中支撑剂运移铺置规律可视化试验[J].天然气工业,2023,43(2):87-96.

[4]陈勉,金衍,卢运虎.深层页岩压裂支撑剂抗压强度优化与导流能力试验研究[J].岩石力学与工程学报,2022,41(7):1345-1355.