

四川盆地志留系龙马溪组页岩裂缝应力敏感实验

端祥刚,安为国,胡志明,高树生,叶礼友,常 进

(中国石油勘探开发研究院,河北 廊坊 065000)

摘要:裂缝网络是页岩气有效开发的基础,为研究页岩裂缝渗透率在有效应力作用下的变化规律,选取具有代表性的四川盆地龙马溪组页岩样品,通过实验考察了基质、微裂缝和人工裂缝渗透率对应力的敏感程度,总结了孔渗幂指数模型、Gangi模型和Walsh模型对裂缝渗透率的拟合和修正结果,并探讨了支撑裂缝和裂缝滑移降低应力敏感性的作用机理。研究结果表明,微裂缝和人工无填充裂缝的渗透率的应力敏感最强,随着有效应力的增加呈指数式递减,Gangi模型和Walsh模型的拟合精度都在97%以上,参数分析结果表明可通过增加裂缝面的粗糙度和向裂缝加入支撑剂来降低其应力敏感系数。有支撑和滑移裂缝的应力敏感性最低,仅仅在一定应力范围内满足Walsh模型。高应力状态下,优选强度较高、耐压性好的陶粒支撑剂有利于提高裂缝的导流能力,而裂缝滑移在一定程度上比裂缝支撑剂更能增加裂缝渗透率,因此在水力压裂模型中应该考虑设计裂缝滑移来降低裂缝的应力敏感性。

关键词:人工裂缝;渗透率;应力敏感性;支撑剂;裂缝滑移

中图分类号:TE122.1

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2017)09-1416-09

引用格式:Duan Xianggang, An Weiguo, Hu Zhiming, *et al.* Experimental study on fracture stress sensitivity of Silurian Longmaxi shale formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(9):1416-1424. [端祥刚, 安为国, 胡志明, 等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩裂缝应力敏感实验[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(9):1416-1424.]

0 引言

页岩气藏具有低孔、低渗、自生自储等特点,一般无自然产能,必须通过大规模压裂改造产生人工裂缝网络才能形成工业产能^[1]。开采初期的页岩气的高产量主要是裂缝和孔隙中的游离气,基质中的吸附气也通过向孔隙和裂缝网络的解吸和扩散以使得气井具有长达数年的稳产期^[2,3]。因此,人工裂缝的流动能力对页岩气的产量和产能有着至关重要的作用,而裂缝渗透率相对于基质渗透率来说,具有更强的应力敏感性,评价裂缝渗透率的应力敏感性的意义要大于基质渗透率^[4-6]。

目前对页岩基质渗透率的应力敏感性有较多的研究,如Zhang等^[7,8]基于泊肃叶理论建立了多孔

介质的渗透率应力敏感系数的表达式,指出系数为孔渗幂指数与孔隙压缩系数的乘积。室内实验已经证明,在不考虑裂缝的条件下,页岩和砂岩的渗透率应力敏感性满足指数函数关系式^[9]。张睿等^[10]、郭为等^[11]、赵立翠等^[12]和何金钢等^[13]研究了页岩储层的应力敏感性及其影响因素,但针对页岩储层中裂缝的应力敏感性研究较少。Jones^[14]研究了碳酸盐岩的裂缝渗透率随着应力变化呈现对数式递减规律,Walsh^[15]从理论上推导出了平板状裂缝模型渗透率应力敏感的表达式,Gangi^[16]推导出围压条件下对应于致密型岩心和裂缝岩心的2种多项式渗透率递减曲线。Kassis等^[17]研究了裂缝支撑剂和粗糙度对裂缝渗透率的影响,Cho等^[18]研究页岩中天然裂缝渗透率的应力敏感性。Mckee等^[19]根据

收稿日期:2017-04-20;修回日期:2017-07-16.

基金项目:国家“十三五”科技重大专项“页岩气气藏工程及采气工艺技术”(编号:2017ZX05037-001);国家重点基础研究发展计划“973”项目“中国南海相页岩气高效开发的基础研究”(编号:2013CB228000)联合资助。

作者简介:端祥刚(1987-),男,安徽宿州人,工程师,博士,主要从事非常规油气渗流理论研究。E-mail:duanxg69@petrochina.com.cn.

Carman-Kozeny 裂缝渗透率公式及孔隙压缩系数的定义推导出了裂缝性储层渗透率应力敏感的指数关系式。

如何将其他类型的裂缝应力敏感性模型应用到页岩储层成为新的研究方向,因此本文针对页岩储层中裂缝受有效应力作用闭合导致其导流能力降低的现象,优选了具有代表性的四川龙马溪组的页岩样品,研究其裂缝网络中的应力敏感性,包含基质中的微裂缝、无支撑剂充填的张开裂缝及支撑剂充填的张开裂缝,并对降低页岩裂缝应力敏感性的方法进行了探讨。

1 实验及测试方法

1.1 岩心准备

实验所用页岩样品取自四川盆地长宁地区宁203井龙马溪组,取心深度和基本数据如表1。根据实验设计对部分岩心进行了人工造缝。

1.2 孔隙度—渗透率测试方法

使用氦气膨胀法测量岩心柱孔隙度,实验装置为 PoroPerm-200 型孔渗仪,实验中首先标定测量仪器的参照缸和样品缸的体积 V_1 和 V_2 ,标定完成后将岩心柱放入样品缸,关闭参照缸和样品缸的阀门,抽真空;然后参照缸充入压力为 p_1 的氦气,等待压力稳定后,打开样品缸和参照缸阀门,稳定后计量气体压力 p_2 ,通过 p_1 和 p_2 即可计算得到页岩的孔隙度。

采用稳态法和脉冲法来获得页岩样品的渗透率。实验中首先用氦脉冲测试方法测取了所有岩心的脉冲渗透率,然后采用经典方法即以氮气为测试气体测试了所有岩心的渗透率数据,并对岩心孔隙度、渗透率数据进行对比分析。所有渗透率测试实验均使用的是岩心柱,而且在使用经典渗透率测试方法时均考虑了滑脱效应的影响,用 Klinkenberg 原理得出了相应的克氏渗透率。

1.3 应力敏感性测试方法

根据页岩特征及矿场实际情况,宁203井岩心上覆压力约为62MPa,地层压力约为50MPa,故有效应力约为12MPa,考虑到有效应力系数及实验条件,将最大有效应力设计为30MPa。依据SY/T 5358-2010 储层敏感性流动实验评价方法,通过对页岩岩心人工造缝,研究裂缝的应力敏感程度。敏感性流动实验设备主要包括:100DM ISCO 计量泵,Trafag 压力变送器、气体质量流量计、气体流量计量装置、耐高压夹持器、电脑等。

实验中首先将岩心围压稳定在5MPa,测试岩心的气测渗透率,然后依次增加围压到10MPa、15MPa、20MPa、25MPa、30MPa,分别测试岩心的气测渗透,其中每个压力点均保持在30min以上;然后进行降低围压渗透率测试实验,依次将围压降到初始值,测试岩心的气体渗透率,其中每个压力点均保持在1h以上。

表 1 实验岩心基础数据
Table 1 Basic data of experimental core sample

岩心编号	深度/m	长度/cm	直径/cm	干重/g	视密度/(g/cm³)	实验设计
215	2 314.02~2 314.05	3.601	2.551	47.281	2.57	基质微裂缝不发育
239	2 338.22~2 338.25	3.611	2.559	47.753	2.57	基质微裂缝发育程度低
209	2 308.73~2 308.76	4.041	2.543	53.888	2.63	基质微裂缝发育程度高
206	2 305.71~2 305.74	3.786	2.546	50.153	2.6	人工裂缝,无填充
222	2 315.04~2 315.07	3.754	2.532	49.623	2.63	人工裂缝,无填充
237	2 336.20~2 336.23	3.782	2.543	50.724	2.64	人工裂缝,无填充
255	2 354.02~2 354.05	4.602	2.543	61.39	2.63	裂缝石英填充,无滑移
216	2 320.74~2 320.77	3.901	2.544	51.772	2.61	裂缝石英填充,有滑移
231	2 329.01~2 329.04	3.812	2.541	50.507	2.61	裂缝陶粒填充,有滑移

2 实验结果与机理分析

2.1 裂缝应力敏感理论模型

近年来,许多研究^[1,20]指出采用渗透率模量 γ 来表征渗透率应力敏感程度更具有代表性,该系数能够表征应力变化过程中的渗透率变化特点,其表达式如下:

$$\gamma = -\frac{1}{k} \frac{dk}{d\sigma} \tag{1}$$

通过积分,可得渗透率随有效应力变化的指数表达式:

$$K = K_0 e^{-\gamma \sigma} \tag{2}$$

式中: K_0 为无应力状态的初始渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; γ 是渗透率模量, MPa^{-1} ; σ 为有效应力, MPa 。其

定义反映了渗透率随有效应力的动态变化关系,渗透率模量越高,渗透率随有效应力增加而下降得越明显^[2]。David 等^[20]也将渗透率模量称之为应力敏感系数,透率模量与孔隙度敏感系数和孔隙的压缩性有关,有:

$$\gamma = \alpha C_{\varphi} \tag{3}$$

式中: C_{φ} 为孔隙压缩系数; α 为孔渗幂指数,取值与孔隙结构形态有关,对于毛细管模型, $\alpha = 2$,而对于裂缝系统, $\alpha \geq 3$ 。孔渗幂指数反映了孔隙的几何特征,指数越大,在有效应力的作用下,渗透率随着孔隙体积的降低而降低的幅度越大。Seidle 等^[21]推导了裂缝渗透率模型的指数表达式:

$$K_f = K_0 e^{-\gamma \sigma_{\text{eff}}} = K_0 e^{-3c_f \sigma_{\text{eff}}} \tag{4}$$

式中: K_f 为裂缝渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_0 为初始应力状态下原始渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; σ_e 为有效应力, MPa; c_f 为裂缝的压缩系数, MPa^{-1} ; Seidle 等^[21]认为 c_f 并不是常数,而是随着应力的变化而变化,可以采用平均值 $\overline{c_f}$ 来计算。Chen 等^[22]研究表明该模型不仅适用于规则裂缝,而且适用于不规则的裂缝。

Walsh^[15]基于泊肃叶流量公式推导出了平板状裂缝模型渗透率的表达式:

$$\left(\frac{k}{k_0}\right)^{\frac{1}{3}} = 1 - \frac{\sqrt{2}h}{\alpha_0} \text{Ln}\left(\frac{p}{p_0}\right) \tag{5}$$

式中: h 为裂缝面高度分布的均方根,表征了裂缝面的粗糙度; α_0 为裂缝开度。裂缝性岩石的应力敏感与裂缝面粗糙度及裂缝开度有关。岩石裂缝的尺度越小,粗糙度越大,缝面的迂曲度就越大,应力敏感也就越强^[23]。因此,采用上式对裂缝性岩石的应力敏感数据进行拟合得到的斜率在数值上等于 $\frac{\sqrt{2}h}{\alpha_0}$,通过斜率的大小即可以判断裂缝性岩石的应力敏感程度。

Gangi^[16]研究的裂缝渗透率 K 与有效应力 P_e 的立方关系,已经被许多学者^[17,24]用来计算页岩气的渗透率:

$$k_f = k_0 \left[1 - \left(\frac{p_e}{p_1} \right)^m \right]^3 \tag{6}$$

式中: m 和 P_1 是与裂缝及其孔隙几何尺寸有关的参数,其中 m 与粗糙裂缝微凸体的高度有关,取值 $0 \sim 1$, 1 代表很光滑的表面。 P_1 是粗糙开度的有效模量,通过作出 $\text{Log}\left[1 - \left(\frac{K}{K_0}\right)^{1/3}\right]$ 与 $\text{Log } P_e$ 的关系,从而得到线性拟合曲线的斜率即为 m 的值,而截距值则为 $-m \text{Log } P_1$,从而可计算得到 m 值和 P_1 值。

上述模型可以看出,无论是 Gangi 模型还是 Walsh 模型,裂缝渗透率都与裂缝的粗糙度和裂缝开度的参数有密切关系。裂缝开度决定裂缝渗透率,平行板模型是简单的裂缝流动模型,裂缝表面不平滑,包含多个凹陷和突起,与表面粗糙高度有关,这就增加了裂缝面的迂曲度。缝隙压力决定了裂缝的有效渗透率,表面粗糙高度不仅承受载荷,控制缝隙宽度,也减少了裂缝中流体与裂缝的总接触面积。

2.2 样品孔渗测试结果

实验所取样品的基质孔隙度、脉冲渗透率和克氏渗透率的测量结果如表 2 所示。

表 2 实验岩心孔渗测量结果
Table 2 Measurement result of porosity and permeability of experimental core sample

岩心 编号	长度 /cm	直径 /cm	孔隙 度/%	脉冲渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	氮气克氏渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
215	3.601	2.551	3.09	0.014 8	0.006 3
239	3.611	2.559	3.79	0.132	0.036 4
209	4.041	2.543	3.06	0.537 5	0.102 7
206	3.782	2.543	2.8	0.226 7	0.041 9
222	4.041	2.543	2.78	0.074 7	0.018 1
237	3.786	2.546	1.64	0.010 2	0.004 1
255	4.602	2.543	2.12	0.5	0.064 9
216	3.901	2.544	2.13	0.024 4	0.014 1
231	6.72	3.82	2.01	0.003 5	0.000 3

从孔隙度数据来看,页岩样品的孔隙度小,最大孔隙度为 3.79%,最小孔隙度为 1.64%,平均孔隙度为 2.50%(表 2);样品的基质渗透率极低,大部分在 $(0.001 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的范围,通过对比渗透率发现,岩样的脉冲渗透率普遍大于氮气渗透率,这是因为采用岩心柱脉冲衰减渗透率测试法测量页岩渗透率时,若页岩样品存在天然裂缝或者人工诱导裂缝,则实验测试的渗透率为样品基质和裂缝渗透率的合成,难以区分基质和裂缝的性质,由于页岩脆性矿物含量高,在钻取实验所使用的小岩心过程中很容易造成人工诱导裂缝,使得测量值大于采用流动法测得有效渗透率的值。

2.3 基质渗透率的应力敏感性

作为对比实验,首先研究了没有人工裂缝的 215 号、209 号和 239 号岩心样品(岩样)的渗透率随应力的变化规律。3 组样品在不同作用应力下的渗透率变化如图 1 所示。

如图 1 所示,渗透率随着有效应力的增大迅速降低,这说明岩心的渗透率对应力比较敏感,而且渗

透率越大其降低幅度就越大。根据应力敏感系数的定义,对3组实验的渗透率变化曲线进行拟合,可以看出,3组变化曲线都满足指数式关系式,且拟合度在95%左右,其孔渗幂指数和应力敏感系数如表3所示。

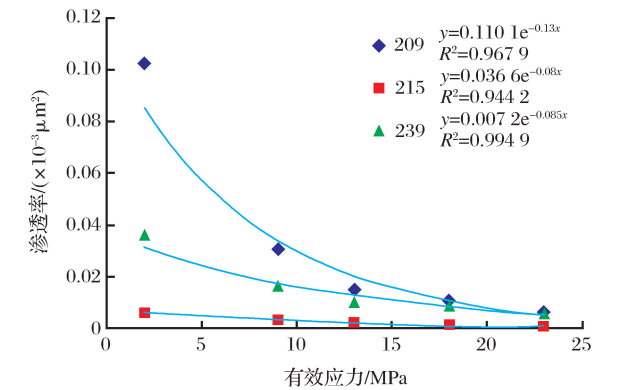


图1 岩心基质渗透率与有效应力间的关系

Fig.1 The relationship between matrix permeability and effective stress

从表3中可以看出,209号岩样和239号岩样初始渗透率值较高,应力敏感系数也较高,根据岩心观察,239号岩样和209号岩样都有微裂缝存在。这些微裂缝在无应力作用下张开,随着有效压力的增大而逐渐闭合,使得209号岩样和239号岩样的渗透率损失率和应力敏感系数都远大于215号岩样,说明微裂缝的存在增加了页岩的应力敏感性。采用聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)对3块样品的纳米级孔隙结构的分析结果(图2)也验证了这一点。

从局部微观图片可以看出215号岩样有机质分布并不广泛,但比较集中,因此有机质孔隙也比较集中,没有观察到微裂缝发育。239号岩样的孔隙度发育程度较高,扫描图片内有一些发育程度不高的微裂缝,样品孔隙直径主要分布在0~100nm之间。209号岩样在扫描图片中可以发现大量的有机质孔隙,有2条较长的微裂缝存在,还有一些裂缝孔存在,裂缝发育程度高,这与岩心描述和渗透率测量结

表3 岩心基质渗透率的实验数据及拟合结果

Table 3 Experimental and fitting results of matrix permeability

岩心编号	初始渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	最大应力时渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	渗透率损失率 /%	孔渗幂指数	应力敏感系数 /(10^{-2}MPa^{-1})
215	0.006 3	0.001 1	82.54	2.02	8
239	0.036 4	0.006 5	85.14	2.23	8.5
209	0.102 7	0.006 4	93.67	2.64	13

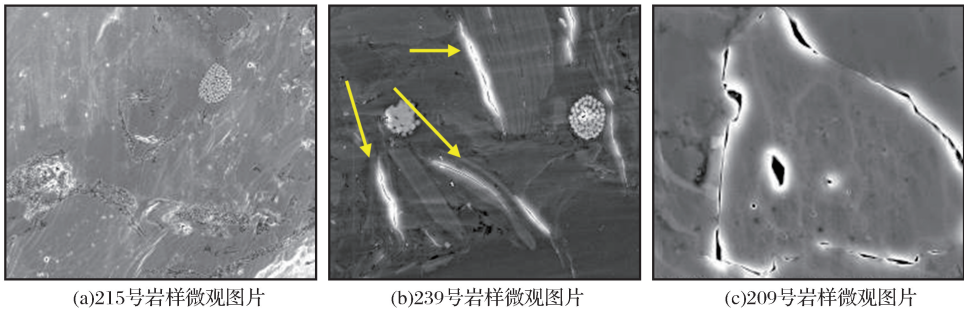


图2 样品电镜扫描微观照片

Fig.2 SEM micro photo of core samples

果一致[图2(c)]。微裂缝的存在使得209号岩样的应力敏感系数远大于微裂缝不发育的215号岩样和欠发育239号岩样,但其渗透率损失率也达到93.7%,说明微裂缝的存在一方面增加了样品的渗透性和导流能力,但随着有效应力的改变对渗透率变化影响较大。

2.4 人工裂缝应力敏感性实验结果

对页岩样品进行人工造缝后的实验结果如表4

所示,造缝后岩心的渗透率有明显提高,可提高几十倍到几百倍,主要与贯穿裂缝有关,岩心原始基质渗透率的贡献较少。随着有效应力的增加,无支撑的裂缝渗透率下降幅度较大,如图3所示。

在无支撑剂条件下,岩心裂缝渗透率随应力的增加迅速下降,在30MPa压力下,渗透率甚至低于岩心压裂前(222号岩样),可见页岩人工裂缝的应力敏感性极强,渗透率损失率高达96%~98%。受

裂缝闭合的影响,即使应力恢复后,渗透率也仅仅能恢复至初始状态的 10%~15%,说明应力作用对裂缝渗透率的影响很大,主要是因为张开型裂缝的渗透率受表面形貌或粗糙度的控制,并且在加压与泄压过程中,裂缝界面处颗粒的破裂、松动、剥落和运移,都将导致原位闭合裂缝渗透率比初始值要低。

从图 3 可以看出,裂缝渗透率随着有效应力的变化仍然满足指数模型。根据实验参数拟合的公式

表 4 裂缝岩心应力敏感实验数据

Table 4 Stress sensitivity experimental data of fractured core sample

岩心 编号	原始渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	裂缝渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	造缝后渗透率 提高倍数	30MPa 应力下渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	30MPa 渗透率 损失率/%	应力恢复初始值 渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	应力恢复初始值渗 透率恢复率/%
206	0.042 0	0.58	13.8	0.019 3	96.67	0.08	13.8
222	0.018 0	0.73	40.6	0.016 9	97.69	0.11	15.1
237	0.004 0	1.12	273.2	0.031 1	97.22	0.12	10.7

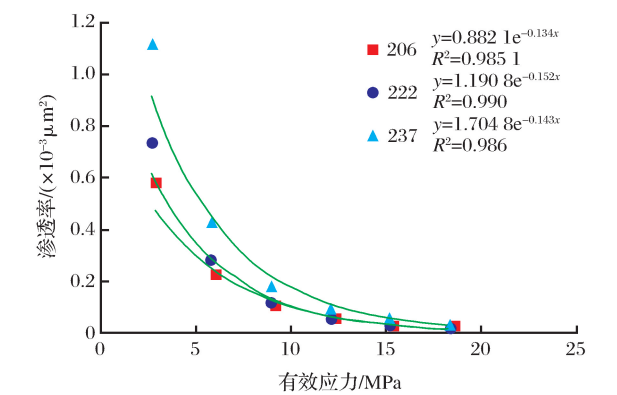


图 3 人工裂缝渗透率与有效应力间的关系
Fig.3 The relationship between fracture permeability and effective stress

从图 4 和表 5 可以看出,实验数据与模型推导出公式拟合都较高,Walsh 模型与实验数据的线性拟合度高达 99%以上,拟合曲线的斜率为 $\frac{\sqrt{2}h}{\alpha_0}$,其值越大,裂缝性岩石的应力敏感程度越高。Gangi 模型可以根据线性拟合关系式得到的斜率和截距算出的 m 值和 P_1 值如图 5 所示。如上所述,拟合参数 m 与粗糙突起的高度有关,人工裂缝的 m 值在 0.4~0.6 之间,相对来说,实验所造的人工贯穿缝比较平滑(图 6),裂缝凸起的高度较小,对应的裂缝迂曲度也较小。从图 5 可以看出, m 值越大,粗糙高度越低,渗透率应力敏感系数越高,这是因为裂缝面越光滑,随着应力的增加,裂缝面闭合的程度越高,因此渗透率损失的就越高。而渗透率敏感系数随着 P_1 值的增加而有所降低,说明裂缝接触的面积越

可以看出,裂缝性渗透率与指数式应力敏感模型的拟合度都在 98%以上,3 组实验的应力敏感系数在 $(13\sim15)\times 10^{-2} \text{MPa}^{-1}$ 之间,大于基质岩心的应力敏感系数。其中 222 号岩样的平均孔隙压缩系数略大于其他 2 组,这与岩心裂缝的造缝参数和基质杨氏模量有关。对于流体在平板粗糙裂缝中的流动参数,采用 Gangi 模型和 Walsh 模型得到实验所测样品的对数曲线如图 4 所示。

多,受到应力增加而裂缝闭合的难度增加,从而降低了渗透率的应力敏感性。

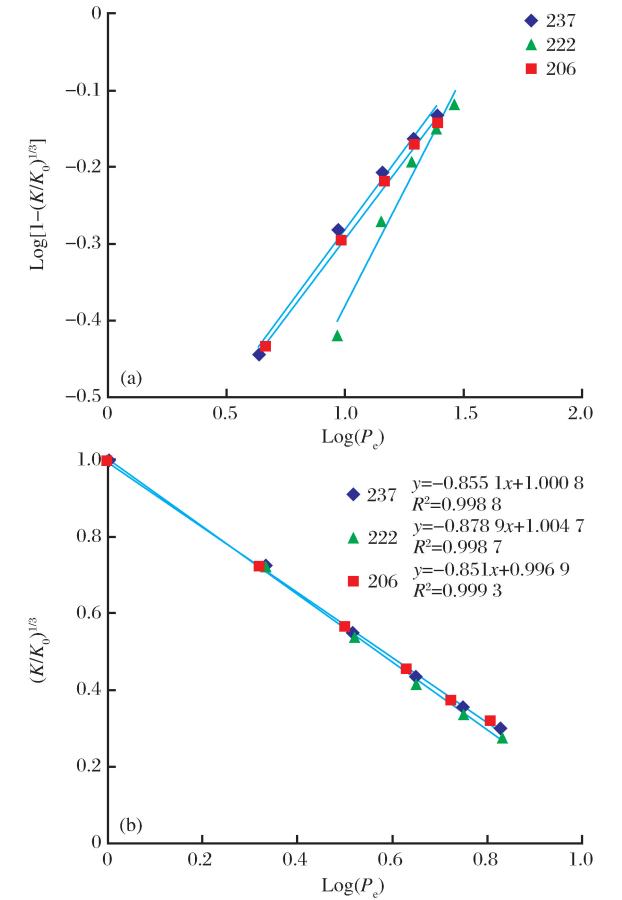


图 4 Gangi 模型拟合结果(a)和 Walsh 模型拟合结果(b)
Fig.4 Fitting result of Gangi model(a) and Walsh model(b)

根据上述分析,可以通过降低 m 值或者增加 P_1 值来降低裂缝的应力敏感性,降低 m 值就是要

增加粗糙裂缝微凸体的高度,如通过对裂缝产生剪切滑移来增加粗糙裂缝微凸体与微凸体的接触高度,避免随着有效应力的增加使得产生的裂缝完全闭合,或者通过添加支撑剂来增加粗糙度,增加裂缝中支撑接触面积所占裂缝面积的比例,从而增加 P_1 值,以降低渗透率的损失率。

2.5 支撑剂和裂缝滑移对应力敏感性的影响

为降低人工裂缝的应力敏感性,考虑加入支撑剂来增加导流能力,选取了常用的硬度较低的石英

和硬度较高的陶粒。根据页岩特征及矿场实际情况,采用 20~40 目石英砂和陶粒,对裂缝进行单层局部铺砂($0.1\text{kg}/\text{m}^2$),研究裂缝加入支撑剂后的应力敏感,并且在岩心的准备过程中设计成裂缝面有滑移(裂缝面错开闭合)和无滑移(裂缝面原位闭合)2 种情况。不同实验条件的无因次渗透率(不同应力状态渗透率与初始渗透率的比值)随有效应力的变化如图 7 所示。

从图 7 和表 6 可以看出,加入支撑剂的人工裂

表 5 模型与实验数据的拟合参数
Table 5 Fitting parameter of various model

岩样 编号	指数模型		拟合 精度	Walsh 模型		Gangi 模型		
	应力敏感系数 $/ (10^{-2} \text{MPa}^{-1})$	裂缝的压缩系数 $/ (10^{-2} \text{MPa}^{-1})$		$\frac{\sqrt{2}h}{\alpha_0}$ 值	拟合 精度	M 值	P_1 值	拟合精度
206	13.4	4.47	98.5	0.85	99.9	0.41	5.6	99.7
222	15.2	5.07	99	0.88	99.9	0.6	5.12	97.7
237	14.3	4.77	98.6	0.86	99.9	0.42	5.5	99.2

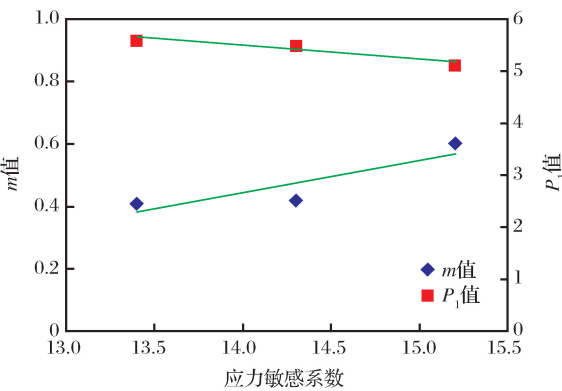


图 5 m 值和 P_1 值与应力敏感系数的关系
Fig.5 The relationship between m , P_1 value and stress sensitive coefficient

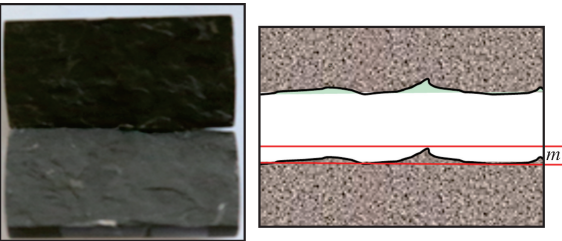


图 6 206 号岩样人工裂缝岩心实物与剖面示意
Fig.6 Physical and schematic diagram of 206 fractured core sample

缝的渗透率[图 7(b),图 7(c),图 7(d)]远大于与同类岩心的无支撑裂缝渗透率[图 7(a)],提高幅度可达几十到几百倍,尤其是存在剪切滑移的支撑裂缝,渗透率较无支撑无滑移的样品可高至上千倍,说明

了支撑剂和滑移提高了裂缝的初始渗透率,增加了裂缝的导流能力。支撑剂的加入,增加了裂缝面的粗糙度和缝面接触点,使得裂缝面在应力的作用下闭合更加困难,因此裂缝渗透率随着应力的增加而有所降低,但是降低幅度远小于无支撑的人工裂缝,从表 6 可以看出,加入石英砂的裂缝渗透率在 30MPa 的渗透率损失率在 55%~80%之间,在应力恢复至初始状态时渗透率恢复值在 60%以上,远大于无支撑的 13%。

支撑剂的强度对降低裂缝渗透率的应力敏感性有较大影响,当有效应力大于 10MPa 时,强度较小的石英支撑剂开始破碎[图 8(a)],裂缝逐渐开始闭合,渗透率逐渐降低[图 7(b),图 7(c)]。231 号岩心因陶粒硬度较高,基本无破碎,且由于页岩质地比较软,当压力较高后,出现陶粒镶嵌在岩样断面[图 8(b)],但岩心渗透率增加仍较高,虽然渗透率具有一定的损失,仅有小部分陶粒嵌入裂缝面,大部分陶粒对裂缝面支撑效果良好,因此渗透率整体损失率较低,应力敏感性较弱。

如图 7 所示,加了支撑剂之后的裂缝渗透率随着有效应力的变化呈现不同的变化规律,不再满足指数或者 Walsh 模型。由于这些裂缝渗透率模型描述了原始裂缝的渗透率变化,但是忽略了裂缝滑移和支撑剂情况下的非线性行为,粗糙度改变和裂缝支撑剂使得这些变化偏离理论模型^[20]。

由图 9 可以看出,Waslh 模型的支撑裂缝的渗

透率变化是非线性的,但是其曲线在一定范围内是呈现线性变化的。如 255 号岩样有支撑无滑移的实验数据,在实验后期是满足线性规律的,在初始的低压阶段时是非线性的,主要是支撑剂发生错位和重

新排列导致。而 216 号岩样和 231 号岩样由于缝面滑移,初始阶段渗透率变化很小,在压力较高时才呈现线性降低的趋势,说明裂缝面滑移对降低应力敏感性有很大作用,如同样是石英填充,有滑移的裂缝

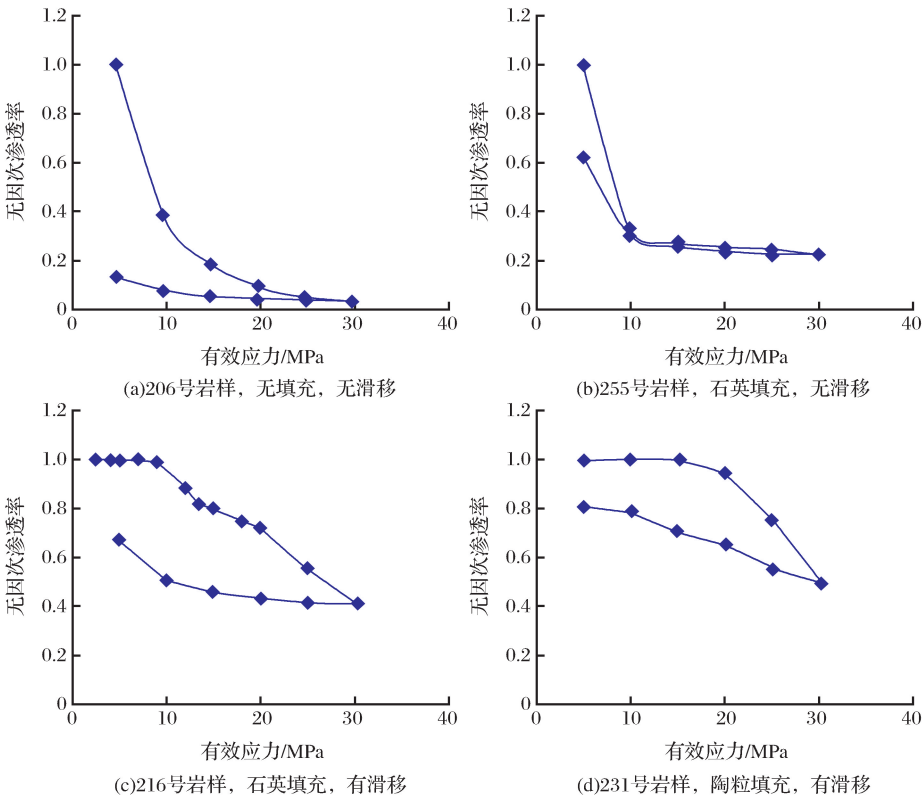


图 7 人工裂缝加入不同支撑剂后渗透率随有效应力的变化
Fig.7 The relationship between permeability and stress for different proppant

表 6 有支撑剂裂缝的应力敏感性实验数据

Table 6 Stress experimental data of propped fracture

岩心 编号	裂缝滑移 情况	支撑剂 类型	初始渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	10MPa 渗透率 损失率/%	30MPa 渗透率 损失率/%	恢复 10MPa 渗透率 恢复率/%	恢复至初始值时 恢复率/%
255	裂缝无滑移	石英砂	44.3	66.75	77.56	30.24	62.36
216	裂缝有滑移	石英砂	764	0.97	58.95	50.59	67.11
231	裂缝有滑移	陶粒	1 136	0.1	50.61	78.8	80.81

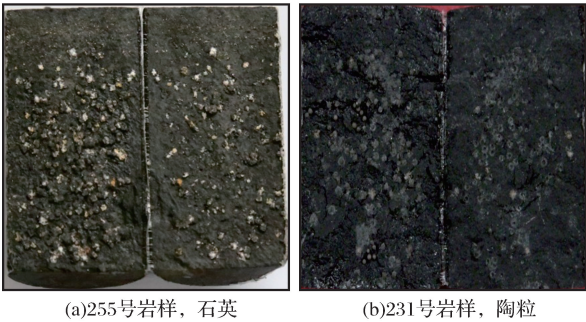


图 8 人工裂缝施加应力后支撑剂的实物
Fig.8 Physical diagram of proppant after experiment

渗透率远大于无滑移的渗透率,在无滑移的裂缝渗透率迅速降低,而有滑移的裂缝在 10MPa 应力时渗透率损失率仅为 0.97%。

当裂缝表面发生轻微滑移时,缝隙发生位移,切合面的凸起支撑也发生错位,裂缝表面相对滑移量越大,接触面粗糙度越高,渗透率越大。而当有效应力升高时,发生滑移的裂缝没有完全按照裂缝开启的方式闭合,不同位置的凸起相互支撑,使得一部分支撑剂实际受到的有效应力小于实验有效应力,因此这部分支撑剂并没有破裂或者镶嵌,依然起到了

非常好的支撑作用,因此出现比较高的渗透率值,从而降低了裂缝的应力敏感性,因此裂缝滑移可能比裂缝支撑剂更能增加裂缝渗透率。

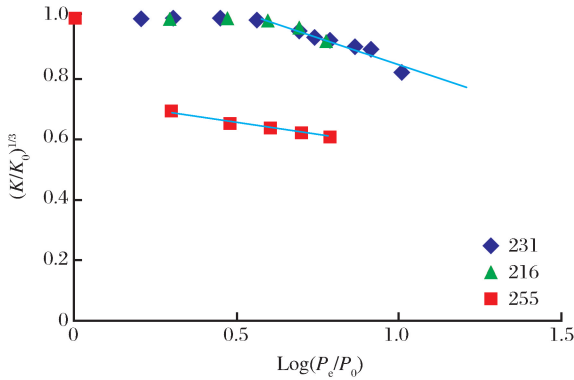


图9 加入支撑剂和裂缝滑移后的 Walsh 模型拟合曲线

Fig.9 Walsh model fitting curve of propped and stopped fracture

3 结论

(1)微裂缝、人工裂缝的存在,极大地增加了页岩储层的渗流能力,但其导流能力对有效应力的变化也更加敏感。基质、微裂缝和人工无填充裂缝的渗透率随着有效应力的增加呈指数式递减,其应力敏感指数为人工裂缝>微裂缝>基质,应力敏感程度与有机质孔、孔隙度和裂缝粗糙度及开度有密切关系。

(2)人工无填充裂缝渗透率在 30MPa 有效应力下渗透率损失率高达 97% 以上,与指数模型、Walsh 模型和 Gangi 模型的拟合精度都在 95% 以上,其中与 Walsh 模型拟合度最高,Gangi 模型拟合结果表明裂缝凸起的粗糙度和裂缝开度是控制裂缝应力敏感性的主控因素。

(3)加入支撑剂和发生滑移的裂缝可有效降低其渗透率的应力敏感性,曲线在一定的压力范围内满足 Walsh 理论,偏离的部分由于支撑剂滑动、镶嵌和破碎等原因造成。对于有效应力较大的地层,优选强度较高、耐压性好的陶粒支撑剂有利于提高裂缝的导流能力。裂缝滑移增加了接触面粗糙度和裂缝开度,在一定程度上比支撑剂更能增加裂缝渗透率,因此在水力压裂模型中应该考虑设计剪切应力造成裂缝面滑移来提高裂缝的导流能力。

参考文献(References)

[1] Yves G, Amin G, Robert C J, *et al.* Gas storage capacity and transport in shale gas reservoirs-A review. Part A: Transport processes [J]. Journal of Unconventional Oil & Gas Re-

sources, 2015, 12(2): 87-122.

- [2] Zhang Rui, Ning Zhengfu, Yang Feng, *et al.* Shale stress sensitivity experiment and mechanism [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 224-231. [张睿, 宁正福, 杨峰, 等. 页岩应力敏感实验与机理 [J]. 石油学报, 2015, 36(2): 224-231.]
- [3] Yu W, Luo Z, Javadpour F, *et al.* Sensitivity analysis of hydraulic fracture geometry in shale gas reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 113(1): 1-7.
- [4] Yu Zhongling, Xiong Wei, Gao Shusheng, *et al.* Stress sensitivity of tight reservoir and its influence on oilfield development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 99-102. [于忠良, 熊伟, 高树生, 等. 致密储层应力敏感性及其对油田开发的影响 [J]. 石油学报, 2007, 28(4): 99-102.]
- [5] Guo Xiao, Ren Ying, Wu Hongqin, *et al.* Apparent permeability model of shale gas considering stress sensitivity and adsorption [J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(4): 113-116, 122. [郭肖, 任影, 吴红琴, 等. 考虑应力敏感和吸附的页岩表观渗透率模型 [J]. 岩性油气藏, 2015, 27(4): 113-116, 122.]
- [6] Wen Xushe, Chen Junbin, Zhang Jie, *et al.* Apparent permeability for gas transport in nanopores of organic shale [J]. Advanced Materials Research, 2015, 3702: 2305-2309.
- [7] Zhang Rui, Ning Zhengfu, Yang Feng, *et al.* A laboratory study of the porosity-permeability relationships of shale and sandstone under effective stress [J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2016, 81: 19-27.
- [8] Zhang Rui, Ning Zhengfu, Yang Feng, *et al.* Impacts of nanopore structure and elastic properties on stress-dependent permeability of gas shales [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 26(26): 1663-1672.
- [9] Chen Dong, Pan Zhejun, Ye Zhihui, *et al.* A unified permeability and effective stress relationship for porous and fractured reservoir rocks [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 29(29): 401-402.
- [10] Zhang Rui, Ning Zhengfu, Yang Feng, *et al.* Experimental study on microscopic pore structure controls on shale permeability under compaction process [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(8): 1284-1289. [张睿, 宁正福, 杨峰, 等. 微观孔隙结构对页岩应力敏感影响的实验研究 [J]. 天然气地球科学, 2014, 25(8): 1284-1289.]
- [11] Guo Wei, Xiong Wei, Gao Shusheng, *et al.* Experiment study on stress sensitivity of shale gas reservoirs [J]. Special oil and gas reservoirs, 2012, 19(1): 99-101, 144. [郭为, 熊伟, 高树生, 等. 页岩气藏应力敏感效应实验研究 [J]. 特种油气藏, 2012, 19(1): 99-101, 144.]
- [12] Zhao Licui, Gao Wanglai, Zhao Li, *et al.* Experiment study on stress sensitivity and the influence factor analysis of shale gas reservoirs [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Science, 2013, 15(3): 48-51. [赵立翠, 高旺来, 赵莉, 等. 页岩储层应力敏感性实验研究及影响因素分析 [J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2013, 15(3): 48-51.]
- [13] He Jingang, Kang Yili, You Lijun, *et al.* Effects of mineral composition and microstructure on stress sensitivity of mudrocks [J].

- Natural Gas Geoscience, 2012, 23(1): 133-138. [何金钢, 康毅力, 游利军, 等. 矿物成分和微结构对泥质岩储层应力敏感性的影响[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(1): 133-138.]
- [14] Jones S C. A technique for faster pulse-decay permeability measurements in tight rocks[J]. SPE Formation Evaluation, 1997, 12(1): 19-26.
- [15] Walsh J B. Effect of pore pressure and confining pressure on fracture permeability[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1981, 18(5): 429-435.
- [16] Gangi A F. Variation of whole and fractured porous rock permeability with confining pressure[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1978, 15(5): 249-257.
- [17] Kassis Sarah, Conocophillips, Sondergeld C H. Fracture Permeability of Gas Shale: Effects of Roughness, Fracture Offset, Proppant, and Effective Stress[C]//CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, 2010: 1-11.
- [18] Cho Y, Ozkan E, Apaydin O G. Pressure dependent natural fracture permeability in shale and its effect on shale gas well production[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013, 16(2): 216-228.
- [19] McKee C R, Bumb A C, Koenig R A. Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations[J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(1): 81-91.
- [20] David C, Wong T, Zhu W, *et al.* Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks: Implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust[J]. Pure & Applied Geophysics, 1994, 143(1): 425-456.
- [21] Seidle J P, Jeanson M W, Erickson D J. Application of matchstick geometry to stress dependent permeability in coals[C]//SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Wyoming, 1992: 1-11.
- [22] Chen Dong, Pan Zhejun, Ye Zhihui. Dependence of gas shale fracture permeability on effective stress and reservoir pressure: Model match and insights[J]. Fuel, 2015, 139: 383-392.
- [23] Zhang Rui, Ning Zhengfu, Zhang Haishan, *et al.* New insights and discussion on stress sensitivity of fractured tight reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(5): 918-923. [张睿, 宁正福, 张海山, 等. 裂缝性致密储层应力敏感机理新认识[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(5): 918-923.]
- [24] Kwon O, Kronenberg A K, Gangi A F, *et al.* Permeability of wilcox shale and its effective pressure law[J]. Journal of Geophysical Research, 2001, 106(B9): 19339-19353.

Experimental study on fracture stress sensitivity of Silurian Longmaxi shale formation, Sichuan Basin

Duan Xiang-gang, An Wei-guo, Hu Zhi-ming, Gao Shu-sheng, Ye Li-you, Chang Jin
(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China)

Abstract: Fracture network is the foundation of effective development of shale reservoir. In order to investigate the change of fracture permeability under different effective stress, the typical shale core sample from Silurian Longmaxi Group in Sichuan Basin was selected. Firstly, the stress sensitivity coefficient of matrix, micro fracture and artificial fracture was evaluated through experiment, then the experimental data were fitted and corrected by exponential model, Gangi model and Walsh model. At last, the mechanism of proppant and shear displacement on decreasing stress sensitivity coefficient was discussed. The results show that the permeability of micro fracture and artificial fracture are more sensitive to the effective stress, and exponentially decline with the stress. The fitting accuracy of Gangi and Walsh models is more than 97%. And it also demonstrates that the stress sensitivity coefficient can be reduced by increasing the fracture roughness and proppant. The proppant and shear displacement fracture have the lowest stress sensitivity coefficient, and the result is only fitting the Walsh model in a certain range of stress. The ceramic proppant with high strength and pressure resistance can improve the fracture conductivity in high stress condition formation. The slip of fracture surface can increase the fracture roughness and aperture, which enhance the fracture permeability more effectively than proppant. Therefore it is suggested that hydraulic simulations should be designed to induce shear displacement to decrease the stress sensitivity of fractured permeability.

Key words: Shale; Artificial fracture; Permeability; Stress sensitivity; Proppant; Slip