

超高压气藏裂缝应力敏感性实验方法

潘伟义¹, 王友启², 唐书恒¹, 伦增珉², 王海涛¹

(1. 中国地质大学能源学院, 北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:超高压气藏中裂缝是主要的渗流通道,不同分布形态的裂缝在气藏开发过程中应力作用是完全不同的,应单独进行评价。根据不同形态裂缝的受力特征,建立径向覆压和轴向覆压两种加载方式的裂缝应力敏感性实验方法,径向覆压用于模拟水平裂缝和低角度裂缝在开发过程中的应力敏感性变化,轴向覆压用于模拟垂直裂缝和高角度裂缝,同时依据气体高压物性特征,对气测渗透率的计算方法加以改进。研究表明:采用径向覆压和轴向覆压两种加载方式是研究超高压气藏裂缝应力敏感性的有效方法;对于超高压气藏垂直裂缝岩心没有应力敏感性,而水平裂缝岩心应力敏感性最大,高角度裂缝岩心应力敏感性介于两者之间。

关键词:裂缝; 应力敏感性; 超高压气藏; 实验方法; 径向覆压; 轴向覆压

中图分类号:P 618.13 **文献标志码:**A

引用格式:潘伟义,王友启,唐书恒,等. 超高压气藏裂缝应力敏感性实验方法[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2015,39(2):75-79.

PAN Weiyi, WANG Youqi, TANG Shuheng, et al. Experimental method of fracture stress sensitivity for overpressured gas reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015,39(2):75-79.

Experimental method of fracture stress sensitivity for overpressured gas reservoirs

PAN Weiyi¹, WANG Youqi², TANG Shuheng¹, LUN Zengmin², WANG Haitao¹

(1. School of Energy Resources in China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

2. SINOPEC Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract:The naturally occurred fractures in overpressured gas reservoirs are the main flow paths for natural gas production. Fractures with various distribution states can have different behaviors of stress sensitivity during the reservoir development. Two loading methods were used to study the fracture's stress sensitivity via core testing experiments. Radial load was used to simulate stress sensitivity of horizontal fractures and fractures with low angles, while axial load was employed for the vertical and high angle fractures. Also, a computational method was used to adjust the gas permeability in terms of the property of overpressured gas. The results demonstrate that the experimental method established in this study is very useful to study fracture stress sensitivity in overpressured gas reservoirs. It is shown that the vertical fractures have no stress sensitivity while horizontal fractures are sensitive to the stress distribution, with the sensitivity of high angle fractures in between.

Keywords: fracture; stress sensitivity; overpressured gas reservoir; experimental method; radial load; axial load

在超高压气藏衰竭式开采过程中,随着气藏压力的下降,岩石骨架承受的有效应力大幅度增加,从而使岩石发生显著的弹塑性形变,岩石渗透率、孔隙度和压缩系数等物性参数减小,即为储层的应力敏感性。在大多数超高压气藏中,裂缝是天然气主要

的渗流通道,因此研究超高压气藏裂缝应力敏感性具有重要意义^[1-4]。从空间分布上裂缝可以分为水平裂缝、低角度裂缝、高角度裂缝、垂直缝等几种形态^[5-6]。目前不同分布形态裂缝对应力敏感性影响主要停留在理论研究^[7],而应力敏感性实验主要将

不同分布形态裂缝岩心置于双轴向岩心夹持器中径向覆压完成^[8-12],实验过程仅能描述水平裂缝和低角度裂缝的应力敏感性,无法模拟其他裂缝在气藏开发过程中的应力作用。此外,现有应力敏感性室内评价中,通常采用的方法是用恒定孔隙压力改变有效围压来模拟上覆岩层压力的改变^[13-15],这种方法与气藏的实际开发过程并不相符。笔者分别利用双轴向岩心夹持器和三轴向岩心夹持器建立径向覆压和轴向覆压两套实验流程,采用恒定有效围压改变孔隙压力来模拟地层流体压力的改变;同时依据气体高压物性特征,对高压下气测渗透率的计算方法加以改进,以某超高压气田含不同倾角裂缝的岩心作为实验对象开展裂缝应力敏感性研究。

1 岩心覆压方式及实验装置

1.1 岩心覆压方式

为更真实地模拟超高压气藏中裂缝的受力状况,利用双轴向岩心夹持器和三轴向岩心夹持器建立径向覆压和轴向覆压两种覆压方式。地层中水平裂缝主要受到上覆岩层的压力、孔隙中流体的压力和下部岩石的支撑力,上覆岩层的压力与裂缝方向垂直(图1(a));地层中垂直裂缝主要受到上覆岩层的压力、孔隙中流体的压力、下部岩石的支撑力和水平方向上岩石的围压,上覆岩层的压力与裂缝方向平行(图1(b))。径向覆压与轴向覆压两种覆压方式的结合可以很好地开展不同倾角裂缝的应力敏感性实验,其中径向覆压模拟水平裂缝和低角度裂缝在开发过程中的渗透率变化,轴向覆压模拟垂直裂缝和高角度裂缝在开发过程中的渗透率变化,采用恒定有效围压改变孔隙压力来模拟地层流体压力的改变。

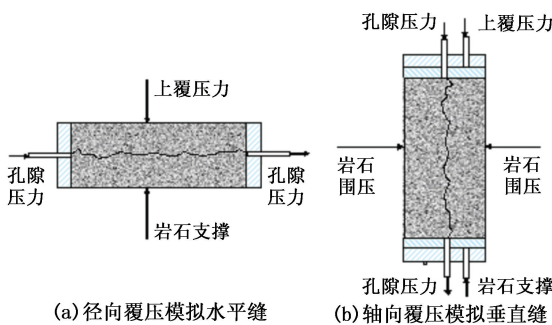


图1 径向覆压与轴向覆压裂缝受力示意图

Fig.1 Force diagrams for fracture at radial load and axial load

1.2 实验装置

实验装置如图2所示。为了更好地模拟超高压气藏地层条件,研究采用的注入泵、围压泵、回压泵、

轴压泵、气样瓶、岩心夹持器最高工作压力均大于100 MPa。

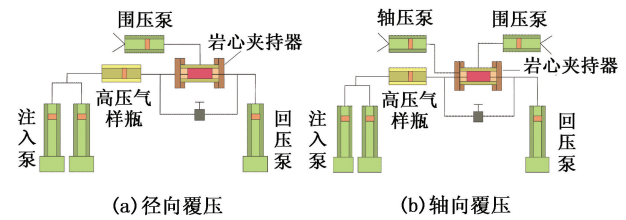


图2 实验流程示意图

Fig.2 Flow chart of experiment

2 实验方法

2.1 径向覆压

将样品烘干后装入双轴向岩心夹持器中。首先恢复地层条件,按照地层条件对岩心施加围压和孔隙压力,施加过程中岩心出入口相通,围压和孔隙压力同步缓慢施加,避免造成岩心的人为破坏,最终围压等于气藏上覆岩层压力,岩心初始孔隙压力等于气层压力,保持24 h;然后开展应力敏感性实验,关闭岩心出入口的连通阀,采用回压泵降低出口端压力,使岩心两端建立压差,待气体流动稳定后,记录岩心出口端、入口端的压力和出口端流量;保持围压不变,同步降低岩心两端的压力,在气体可流动的情况下出入口压差不变,记录各点数据。

2.2 轴向覆压

将样品烘干后装入三轴向岩心夹持器中。首先恢复地层条件,按照地层条件对岩心施加围压、孔隙压力和轴压,施加过程中岩心出入口相通,围压、孔隙压力和轴压同步缓慢施加,最终轴压等于气藏上覆岩层压力,岩心初始孔隙压力等于气层压力,围压高于气层压力,保证密封(依据套筒材料和硬度确定净围压,通常净围压为2~3 MPa),保持24 h,施加过程中围压、孔隙压力和轴压变化的曲线如图3所示。气层

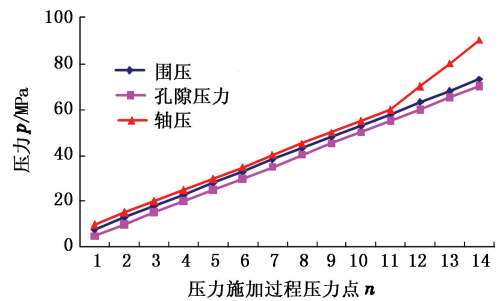


图3 围压、孔隙压力和轴压施加过程曲线图

Fig.3 Loading curves of confining pressure, pore pressure and axial pressure

和上覆岩层压力分别为70、90 MPa;然后开展应力敏

感性实验,关闭岩心出入口的连通阀,采用回压泵降低出口端压力,使岩心两端建立压差,待气体流动稳定后,记录岩心出口端、入口端的压力和出口端流量;保持轴压不变,同步降低岩心两端的压力和围压,在气体可流动的情况下出入口压差不变,净围压保持不变,即各点围压与岩心平均孔隙压力的差值等于初始围压与气层压力的差值,记录各点数据。

2.3 数据处理方法

判断应力敏感程度一般利用渗透率随有效应力改变而产生的变化规律。在异常高压条件下,气体处于高度被压缩状态,此时气体物性参数与低压条件下有很大差异,黏度、密度、偏差系数、压缩系数等都会随着压力的变化而变化。为此,利用高温高压 PVT 仪和黏度计对实验气体进行测试,获得实验温度下实验气体黏度、体积与压力的函数关系,从而构建了岩心渗透率与压力的关系,形成符合超高压油气藏条件下的岩心渗透率计算方法。计算过程中气体黏度和体积流量均采用岩心入口端和出口端平均压力下的计算值。

$$\mu = f_1(p). \tag{1}$$

$$V = f_2(p). \tag{2}$$

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta p A} = \frac{f_1(\bar{p})f_2(\bar{p})L}{\Delta p A t}. \tag{3}$$

式中, μ 为气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; p 为压力, 10^{-1} MPa ; V 为气体体积, cm^3 ; k 为岩心渗透率, μm^2 ; Q 为气体流量, cm^3/s ; L 为岩心长度, cm ; Δp 为岩心入口端和出口端的压差, 10^{-1} MPa ; A 为岩心截面积, cm^2 ; t 为时

间, s ; \bar{p} 为岩心入口端和出口端平均压力, 10^{-1} MPa 。

3 实例及分析

3.1 实验对象

采用纯度为 99.999% 的氮气作为流动介质,实验温度 $25 \text{ }^\circ\text{C}$; 岩心样品采用某超高压气田含不同倾角天然裂缝的岩心,部分岩心照片见图 4。实验岩心的基础数据如表 1 (渗透率为岩心样品的水平渗透率) 所示。



图 4 含裂缝岩心照片

Fig. 4 Photos of fractured cores

岩心裂缝的方向依据采样时取心样品裂缝方向确定:1#样品取样时,原始取心样品中含有一条水平裂缝,平行于该裂缝钻取岩心样品,则岩心中含有一条地层水平裂缝;2#和 4#样品取样时,原始取心样品中含有一条垂直裂缝,平行于该裂缝钻取岩心样品,则岩心中含有一条地层垂直裂缝;3#岩心经过测算,含有一条高角度裂缝,裂缝倾角为 82.5° ,平行于原始取心样品轴向钻取岩心样品,则岩心中含有一条裂缝倾角 82.5° 的地层裂缝。

表 1 实验岩心基础数据

Table 1 Characteristic parameters of samples

样品号	直径 d/cm	长度 L/cm	气测渗透率 $k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	裂缝倾角 $\alpha/(\text{ }^\circ)$	取样井段深度 H/m	加载方式
1#	2.525	5.136	13.9	0	5 103.96 ~ 5 112.35	径向覆压
2#	2.520	5.310	87.7	90	5 112.35 ~ 5 120.88	轴向覆压
3#	2.555	5.680	34.6	82.5	5 173.37 ~ 5 182.39	轴向覆压
4#	2.520	5.312	91.0	90	5 112.35 ~ 5 120.88	径向覆压

3.2 岩心渗透率计算

测试 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ 下氮气相对体积与压力的关系并对曲线进行拟合,得到 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ 下氮气相对体积与压力的变化关系式为

$$V/V_0 = (7 \times 10^{-11}) p^6 - (3 \times 10^{-8}) p^5 + (5 \times 10^{-6}) p^4 + 0.0234 p^2 - 0.6369 p + 9.1241. \tag{4}$$

式中, V/V_0 为相对体积,原始气藏压力下气体体积

$$\bar{Q} = \frac{Q_0 [(7 \times 10^{-11}) \bar{p}^6 - (3 \times 10^{-8}) \bar{p}^5 + (5 \times 10^{-6}) \bar{p}^4 + 0.0234 \bar{p}^2 - 0.6369 \bar{p} + 9.1241]}{(7 \times 10^{-11}) p_2^6 - (3 \times 10^{-8}) p_2^5 + (5 \times 10^{-6}) p_2^4 + 0.0234 p_2^2 - 0.6369 p_2 + 9.1241}. \tag{5}$$

采用高温高压黏度计测试 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ 下氮气黏度与

为 1。

将岩心出口端压力 p_2 代入式 (4), 可以得出 Q_0/Q_0 (Q_0 为岩心出口端的实测体积流量), 即可获得初始体积流量 Q_0 ; 然后将岩心两端平均压力代入式 (4), 可以得出 \bar{Q}/Q_0 , 由 Q_0 即可得到岩心两端平均压力 \bar{p} 下的体积流量 \bar{Q} , 计算式为

压力的关系, 得到氮气黏度与岩心两端平均压力的

关系式为

$$\mu = 0.0004\bar{p} + 0.0161 \tag{6}$$

$$k = \frac{Q_o [(7 \times 10^{-11})\bar{p}^6 - (3 \times 10^{-8})\bar{p}^5 + (5 \times 10^{-6})\bar{p}^4 + 0.0234\bar{p}^2 - 0.6369\bar{p} + 9.1241]}{(7 \times 10^{-11})p_2^6 - (3 \times 10^{-8})p_2^5 + (5 \times 10^{-6})p_2^4 + 0.0234p_2^2 - 0.6369p_2 + 9.1241} \times \frac{(0.0004\bar{p} + 0.0161)L}{\Delta p \cdot A} \tag{7}$$

3.3 实验结果分析

1#~3#岩心依照上述实验方法和步骤进行实验;为了更好地对比覆压方式对不同裂缝倾角岩心应力敏感性的影响,4#岩心采用径向覆压方式开展应力敏感性实验。实验结果见图5,图中无因次渗透率等于各点渗透率与初始点渗透率的比值,净覆压是岩心所受围压(或轴压)与岩心两端平均压力的差值。

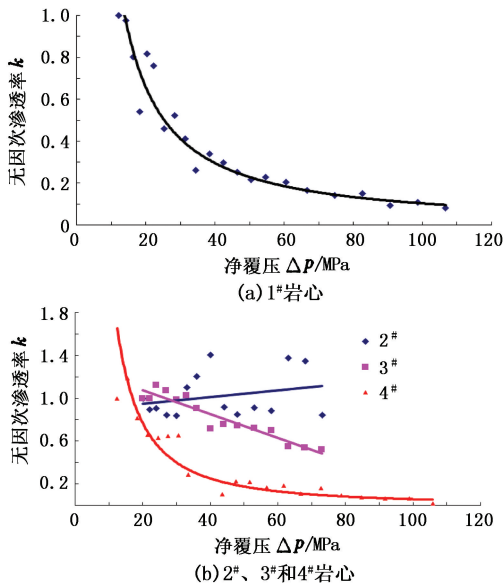


图5 无因次渗透率与净覆压关系

Fig.5 Relationships between dimensionless permeability and net stress

随着净覆压增加,水平裂缝岩心的渗透率初始下降比较快,逐渐趋于稳定,渗透率损失严重,在净覆压40 MPa时,渗透率损失了近70%;垂直裂缝岩心在净覆压作用下渗透率起伏波动,但整体而言有小幅增加;而高角度裂缝岩心渗透率逐渐减小,但降幅较小。

在逐渐增加的覆压作用下,水平裂缝易于闭合,造成渗透率大幅下降;如果岩体抗压强度高,垂直裂缝不发生错动,有效应力基本不影响裂缝的渗流能力,但如果裂缝面发生相对错动,导致原来的裂缝面小幅错开,会造成裂缝渗透率略有升高,2#岩心的渗透率有小幅升高,即由裂缝面发生相对错动所致;高角度裂缝所受的覆压可以分解为平行于裂缝方向和垂直于裂缝方向两个作用力,垂直于裂缝方向的作用力使裂缝闭合,造成渗透率下降;平行于裂缝方向

将式(5)和(6)代入式(3)即可求出岩心渗透率,计算式为

的作用力使渗流能力升高或不变,正是由于力的分解造成相同净覆压下高角度裂缝的应力敏感性介于水平裂缝和垂直裂缝之间。

含垂直裂缝的4#岩心采用径向覆压方式实验后,实验结果呈现出水平裂缝的特征,与垂直裂缝的真实性质差异巨大,因此采用径向和轴向覆压两种加载方式的实验方法可以更准确地表征裂缝的应力敏感性。

4 结论

(1) 径向覆压和轴向覆压两种加载方式的结合可以很好地开展不同裂缝应力敏感性实验,其中径向覆压可模拟水平裂缝和低角度裂缝,轴向覆压可模拟垂直裂缝和高角度裂缝。

(2) 超高压气藏中的垂直裂缝岩心没有应力敏感性,而水平裂缝岩心应力敏感性最大,高角度裂缝岩心应力敏感性介于两者之间。

(3) 真实的裂缝系统纵横交错、纷繁复杂,只有获取地下裂缝的真实分布和几何形态,进而得到裂缝系统中各种裂缝的裂缝密度和对渗透率的贡献,才能更准确地评价裂缝系统的应力敏感性。

参考文献:

[1] 罗瑞兰,程林松,彭建春,等. 确定低渗岩心渗透率随有效覆压变化关系的新方法[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2007,31(2):87-90.
 LUO Ruilan, CHENG Linsong, PENG Jianchun, et al. A new method of determining relationship between permeability and effective overburden pressure for low-permeability reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(2): 87-90.

[2] 王建忠,姚军,张凯,等. 变渗透率模量与双重孔隙介质的压力敏感性[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2010,34(3):80-83.
 WANG Jianzhong, YAO Jun, ZHANG Kai, et al. Variable permeability modulus and pressure sensitivity of dual-porosity medium[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(3): 80-83.

[3] 向祖平,陈中华,邱蜀峰. 裂缝应力敏感性对异常高压低渗透气藏气井产能的影响[J]. 油气地质与采收率, 2010,17(2):95-97.

- XIANG Zuping, CHEN Zhonghua, QIU Shufeng. Influence of fracture stress sensitivity on gas well productivity of gas reservoirs with abnormal high pressure and low permeability[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2010, 17(2):95-97.
- [4] 马收,杨其彬,隋文,等.低渗透裂缝性储层应力敏感性评价[J].*油气地质与采收率*,2006,13(5):88-90.
- MA Shou, YANG Qibin, SUI Wen, et al. Evaluation on stress sensitivity of the low-permeability fractured reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2006, 13(5):88-90.
- [5] 王尤富,石勇,付利琴.低渗透裂缝油藏岩石应力敏感性试验研究[J].*石油天然气学报*,2010,32(2):117-119.
- WANG Youfu, SHI Yong, FU Liqin. Experimental study on rock-stress sensitivity in low permeability fractured reservoirs[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2010, 32(2):117-119.
- [6] 黄继新,彭仕宓,黄述旺,等.异常高压气藏储层应力敏感性研究[J].*西安石油大学学报:自然科学版*, 2005, 20(4):21-25.
- HUANG Jixin, PENG Shimi, HUANG Shuwang, et al. Research of the sensibility of abnormal high-pressure gas reservoir to formation stress[J]. *Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition)*, 2005, 20(4):21-25.
- [7] CHEN M, BAI M, ROEGIERS J C. Permeability tensors of anisotropic fracture networks[J]. *Mathematical Geology*, 1999, 31(4):355-370.
- [8] 向祖平,张烈辉,李闽,等.储层应力敏感性对异常高压低渗气藏气井产能影响研究[J].*石油天然气学报*, 2009, 31(2):145-148.
- XIANG Zuping, ZHANG Liehui, LI Min, et al. Effect of stress sensitivity on gas wells in overpressure low permeability gas reservoirs[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2009, 31(2):145-148.
- [9] FATT L, DAVIS D H. Reduction in permeability with overburden pressure[J]. *Petroleum Transactions, AIME*, 1952, 195:329.
- [10] ZHANG M Y, AMBASTHA A K. New insights in pressure-transient analysis for stress sensitive reservoirs [R]. SPE 28420, 1994.
- [11] XIAO Xiangjiao, SUN Hedong, HAN Yongxin, et al. Dynamics characteristics evaluation methods of stress-sensitive abnormal high pressure gas reservoir[R]. SPE 124415, 2009.
- [12] JIANG Tingxue, WU Qi, WANG Xugang, et al. The study of performance prediction of treatment wells in low permeability and abnormal high pressure gas reservoirs [R]. SPE 77463, 2002.
- [13] 杨正明,张灵芝,郝明强,等.低渗透油田储层综合评价方法[J].*石油学报*,2006,27(2):64-67.
- YANG Zhengming, ZHANG Yingzhi, HAO Mingqiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(2):64-67.
- [14] FETKOVICH M J, REESE D E, WHITSON C H. Application of a general material balance for high-pressure gas reservoirs[R]. SPE 22921, 1991:355-370.
- [15] WEI Chunchu, KAZEMI H, BUETTNER R E, et al. Gas reservoir performance in abnormally high pressure carbonate[R]. SPE 35591, 1996.

(编辑 沈玉英)