致密气藏裂缝岩心渗透率非稳态测试理论研究

罗毅^{1*}, 张烈辉¹, 赵玉龙¹, 李成勇²

1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500;

2. 成都理工大学能源学院, 成都 610059

* E-mail: 495215232@qq.com

收稿日期: 2018-03-12; 接受日期: 2018-04-18; 网络版发表日期: 2018-04-27

国家自然科学基金(批准号: 51534006, 51374181)资助项目

摘要 准确评价致密气藏裂缝和基质系统渗透率对评价其可采储量和产能等方面具有重要意义. 基于致密气藏裂缝岩心非稳态测试流动特征和物理模型, 建立了裂缝岩心非稳态测试流动数学模型, 采用Laplace变换和Stehfest数值反演, 得到了上游和下游腔室的无因次拟压力解和特征曲线, 分析了不同参数对无因次拟压力特征曲线的影响. 结果表明, 裂缝岩心的非稳态渗流可划分为3个阶段: 裂缝渗流阶段、基质渗流阶段和系统平衡阶段. 在裂缝渗流阶段, 裂缝渗透率越大, 持续时间越短; 裂缝孔隙度对该渗流阶段基本没有影响. 在基质渗流阶段, 基质渗透率越小, 达到平衡所需时间越长; 基质孔隙度越小, 平衡系统压力越大. 本文研究为评价致密气藏裂缝岩心属性提供一种评价方法.

关键词 裂缝岩心, 致密气藏, 非稳态测试理论, 参数分析

1 引言

致密地层蕴含丰富的油气资源, 致密储层基质渗透率、天然裂缝分布及相邻水力裂缝间距等控制致密储层的产能和采收率^[1,2]. 因此, 如何准确评价致密储层基质渗透率、裂缝渗透率对致密气藏的高效开发具有重要意义. 水力压裂是致密气藏的主要开发方式, 并且水力压裂费用很多, 因此在进行水力压裂之前需要准确测量基质系统的渗透率, 水力压裂后需要测试裂缝渗透率评价压裂效果. 油田一般采用试井解释或者现代产量递减分析方法评价基质动态渗透率, 但是这些方法需要很长时间的试井数据和生产数据^[1,2]. 而

且, 利用试井数据解释基质渗透率时, 需要借用压裂设计施工方案获得裂缝间距等基础参数^[2,3]. 而实际压裂过程中, 由于储层的强非均质性和地应力分布差异, 导致某些压裂簇失败使得真实裂缝条数与设计施工参数存在差异, 从而导致后期的解释结果偏差较大. 因此, 如果能够采用一种方法事先获得基质渗透率和裂缝渗透率, 在实际应用过程中将其作为已知参数来评估压裂效果将会大大增加结果的可靠性.

测试基质和渗透率可通过测试岩心的渗透率实现. 岩心渗透率的非稳态测试方法已经被很多学者研究, 其主要思想是通过测试脉冲衰竭压力的降低来计算岩心渗透率^[4-9]. 岩心不同渗透率会影响脉冲测试压

引用格式: 罗毅, 张烈辉, 赵玉龙, 等. 致密气藏裂缝岩心渗透率非稳态测试理论研究. 中国科学: 技术科学, 2018, 48: 1–8

Luo Y, Zhang L H, Zhao Y L, et al. Theoretical study on unsteady testing permeability of fractured core in tight sandstone gas reservoirs (in Chinese). Sci Sin Tech, 2018, 48: 1–8, doi: 10.1360/N092018-00052

力的衰竭过程, 因此脉冲衰竭方法可以解释岩心尺度的非均质性^[10]. Kamath等人^[10]发现微裂缝岩心和均质岩心在压力脉冲衰减实验中上下游腔室的压力变化特征存在差异, 建立了微裂缝岩心有限差分计算模型. Holder等人^[11]研究了非均质岩心脉冲衰减测试渗透率的数据处理方法. Jin等人^[12]采用多种非稳态测试方法测试页岩渗透率. 于荣泽等人^[13]总结了页岩储层非稳态渗透率测试方法, 并提出了发展方向. 郭大力等人^[14]提出了非稳态测试方法的反演计算方法. 万军凤^[15]建立均质岩心非稳态测试新方法, 对非稳态测试方法开展了更进一步研究. 目前, 国内外对于裂缝岩心非稳态测试渗流理论研究不够完善, 需要进一步研究裂缝岩心测试过程中的流体渗流理论.

本文基于裂缝岩心非稳态渗透率测试渗流过程, 建立了裂缝岩心非稳态测试渗流数学模型, 采用现代数学物理方法结合计算机编程手段, 绘制了岩心上下游无因次拟压力变化特征曲线, 分析了各类参数对特征曲线的影响, 为裂缝岩心的非稳态测试奠定了理论基础, 提供了一种解释岩心裂缝和基质渗透率的方法.

2 模型建立

2.1 物理模型

裂缝岩心非稳态测试气体渗流分为基质渗流、裂缝渗流和系统平衡3部分, 在上游给定一定压力气体后, 气体沿着裂缝快速地从上游流动到下游, 同时部分气体进入到基质中; 待上下游压力相等后, 上游腔室、下游腔室和裂缝中气体流向岩心的基质, 直到系统达到平衡.

试验岩心是一个长为 L 、直径为 D 的圆柱, 并且有一条穿过圆柱正中间的裂缝, 裂缝宽度为 W 、高为 h_f 、长为 L . 为建立裂缝岩心非稳态测试理论数学模型, 需要将试验系统简化为一个理想物理模型(如图1所示). 简化模型是长为 L 、宽为 W 、高为 h_m+h_f 的长方体, 简化模型中裂缝和真实岩心模型中的裂缝一样, 简化模型中基质的长为 L 、宽为 W 、厚度为 h_m . 建立如图2所示的坐标体系, x 轴方向为从下游指向上游, x 等于0的点为下游腔室和岩心端面点, x 等于 L 的点为岩心端面和上游腔室的接触点. y 轴垂直纸面向内, z 轴垂直向上, 裂缝平面平行于 x - y 平面, 上游腔室和下游腔室的体积

分别为 V_u 和 V_d . 裂缝岩心非稳态测试气体渗流过程如图2所示.

基本假设: (1) 在裂缝岩心中渗流是等温渗流; (2) 裂缝中渗流可由达西定律描述; (3) 重力和毛管力的影响忽略不计.

2.2 数学模型的建立和求解

根据岩心非稳态测试渗流物理模型, 建立了裂缝、基质、上游腔室和下游腔室的渗流微分方程以及相应的定解条件. 联立这些方程, 采用Laplace变换和Stehfest数值反演, 求解得到上下游腔室无因次拟压力函数.

(1) 裂缝中渗流方程

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{p_f}{\mu Z} \frac{\partial p_f}{\partial x} \right] - \frac{p_f}{\mu Z} \frac{2k_m}{k_f h_f} \left[\frac{\partial p_m}{\partial z} \right]_{z=\frac{h_m}{2}} \\ = \frac{\phi_f C_{tf}}{2.237 \times 10^{-8} k_f Z} \frac{p_f}{Z} \frac{\partial p_f}{\partial t}, \\ p_f(x, 0) = p_i, \\ p_f(0, t) = p_d, \\ p_f(L, t) = p_u, \end{cases} \quad (1)$$

式中, p_u , 上游腔室压力, MPa; p_d , 下游腔室压力, MPa; p_i , 初始压力, MPa; p_m , 基质压力, MPa; p_f , 裂缝压力, MPa; k_m , 基质渗透率, mD; k_f , 裂缝渗透率, mD; μ , 气体黏度, mPa·s; W , 物理模型的宽度, m; Z , 气体偏差因子, 无量纲; t , 时间, s; C_{tf} , 裂缝综合压缩系数, MPa⁻¹; ϕ_f , 裂缝孔隙度, 裂缝孔隙体积占岩心体积的百分数, %; L , 岩心长度, m; h_f , 岩心裂缝厚度, m; h_m , 基质厚度, m.

(2) 基质中渗流方程

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p_m}{\mu Z} \frac{\partial p_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{p_m}{\mu Z} \frac{\partial p_m}{\partial z} \right) \\ = \frac{\phi_m C_{tm}}{2.237 \times 10^{-8} k_m Z} \frac{p_m}{Z} \frac{\partial p_m}{\partial t}, \\ p_m(x, 0) = p_i, \\ p_m(0, t) = p_d, \\ p_m(L, t) = p_u, \end{cases} \quad (2)$$

式中, p_m , 基质压力, MPa; ϕ_m , 基质孔隙度, 基质孔隙体积占岩心体积的百分数, %; C_{tm} , 基质综合压缩系数, MPa⁻¹;

(3) 上下游腔室的物质平衡方程

图 1 裂缝岩心简化模型

图 2 裂缝岩心气体流动模型

为了对上述方程组进行求解, 定义如下变量:

$$\text{拟压力: } \psi = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu z} dp.$$

$$\text{无因次压力: } \psi_{Dj} = \frac{\psi_j}{\psi_p}, \quad j = m, f, d, u,$$

式中, 下标D表示无因次。

$$\text{无因次时间: } t_D = \frac{2.237 \times 10^{-8} k_f t}{\phi_f \mu C_{t0} L^2}.$$

$$\text{无因次距离: } x_D = \frac{x}{L}, \quad z_D = \frac{z}{h_m/2}.$$

$$\text{基质和裂缝的储容比: } \omega = \frac{\phi_m C_{tm} h_m}{\phi_f C_{tf} h_f}.$$

$$\text{基质到裂缝的传导率: } \lambda = \frac{k_m h_m}{k_f h_f}.$$

$$\text{基质的长宽比: } \eta = \frac{L}{h_m/2}.$$

$$\text{上下游腔室的储容比: } \gamma = \frac{V_d C_{td}}{V_u C_{tu}}.$$

$$\text{裂缝和上游腔室的储容比: } \alpha = \frac{V_f C_{tf}}{V_u C_{tu}}.$$

$$\text{黏度-综合压缩系数比: } \xi_j = \frac{\overline{\mu C_{tj}}}{\mu C_{t0}}.$$

将上面的变量代入相应的方程组, 可以得到下面的无因次方程组。

裂缝系统:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{Df}}{\partial x_D^2} - \lambda \eta \left[\frac{\partial \psi_{Dm}}{\partial z_D} \right]_{z_D=1} = \xi_f \frac{\partial \psi_{Df}}{\partial t_D}, \\ \psi_{Df}(x_D, 0) = 0, \\ \psi_{Df}(0, t_D) = \psi_{Dd}, \\ \psi_{Df}(1, t_D) = \psi_{Du}. \end{cases} \quad (4)$$

基质系统:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \psi_{Dm}}{\partial x_D^2} + \eta \frac{\partial^2 \psi_{Dm}}{\partial z_D^2} = \frac{\omega \xi_m}{\lambda} \frac{\partial \psi_{Dm}}{\partial t_D}, \\ \psi_{Dm}(x_D, z_D, 0) = 0, \\ \psi_{Dm}(0, z_D, t_D) = \psi_{Dd}(t_D), \\ \psi_{Dm}(1, z_D, t_D) = \psi_{Du}(t_D), \\ \psi_{Dm}(x_D, 1, t_D) = \psi_{Df}(t_D), \\ \left[\frac{\partial \psi_{Dm}}{\partial z_D} \right]_{z_D=1} = 0. \end{cases} \quad (5)$$

下游腔室:

$$\begin{cases} \text{下游腔室方程:} \\ W h_f \frac{p_f k_f}{Z \mu} \left[\frac{\partial p_f}{\partial x} \right]_{x=0} + 2 W \frac{p_m k_m}{Z \mu} \int_0^{h_m/2} \left[\frac{\partial p_m}{\partial x} \right] dz \\ = \frac{V_d C_{td}}{2.237 \times 10^{-8}} \frac{dp_d}{dt}, \\ \text{边界条件:} \\ p_d(0) = 0, \\ \text{上游腔室方程:} \\ W h_f \frac{p_f k_f}{Z \mu} \left[\frac{\partial p_f}{\partial x} \right]_{x=L} + 2 W \frac{p_m k_m}{Z \mu} \int_0^{h_m/2} \left[\frac{\partial p_m}{\partial x} \right] dz \\ = \frac{V_u C_{tu}}{2.237 \times 10^{-8}} \frac{dp_u}{dt}, \\ \text{边界条件:} \\ p_u(0) = p_p, \end{cases} \quad (3)$$

式中, C_{tu} , 上游综合压缩系数, MPa^{-1} ; C_{td} , 下游综合压缩系数, MPa^{-1} 。

(4) 模型的无因次化

$$\begin{cases} \left[\frac{\partial \psi_{Df}}{\partial x_D} \right]_{x_D=0} + \lambda \int_0^1 \left[\frac{\partial \psi_{Dm}}{\partial x_D} \right]_{x_D=0} dz_D = \frac{\gamma \zeta_d}{\alpha} \frac{\partial \psi_{Dd}}{\partial t_D}, \\ \psi_{Dd}(0) = 0. \end{cases} \quad (6)$$

上游腔室:

$$\begin{cases} \left[\frac{\partial \psi_{Df}}{\partial x_D} \right]_{x_D=1} + \lambda \int_0^1 \left[\frac{\partial \psi_{Dm}}{\partial x_D} \right]_{x_D=1} dz_D = -\frac{\zeta_u}{\alpha} \frac{\partial \psi_{Du}}{\partial t_D}, \\ \psi_{Du}(0) = 1. \end{cases} \quad (7)$$

(5) 模型求解

分别对式(4)~(7)进行Laplace变换, 可以得到不同系统的渗流方程.

裂缝系统:

$$\begin{cases} \frac{d^2 \bar{\psi}_{Df}}{dx_D^2} - \lambda \eta \left[\frac{d \bar{\psi}_{Dm}}{dz_D} \right]_{z_D=1} = \zeta_f s \bar{\psi}_{Df}, \\ \bar{\psi}_{Df}(0, s) = \bar{\psi}_{Dd}(s), \quad \bar{\psi}_{Df}(1, s) = \bar{\psi}_{Du}(s). \end{cases} \quad (8)$$

基质系统:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \bar{\psi}_{Dmx}}{\partial x_D^2} + \frac{\partial^2 \bar{\psi}_{Dmz}}{\partial z_D^2} = \frac{\omega \zeta_m}{\lambda} s \bar{\psi}_{Dmx}, \\ \bar{\psi}_{Dmx}(0, s) = \bar{\psi}_{Dmx}(s), \quad \bar{\psi}_{Dmx}(1, s) = \bar{\psi}_{Dmu}(s), \\ \bar{\psi}_{Dmz}(1, s) = \bar{\psi}_{Dmz}(s), \quad \left[\frac{\partial \bar{\psi}_{Dmz}}{\partial z_D} \right]_{z_D=0} = 0, \end{cases} \quad (9)$$

式中, $\bar{\psi}_{Dmz}$ 为无因次基质 z 方向拟压力的Laplace变化形式, 无因次.

下游腔室:

$$\left[\frac{d \bar{\psi}_{Df}}{dx_D} \right]_{x_D=0} + \lambda \int_0^1 \left[\frac{d \bar{\psi}_{Dm}}{dx_D} \right]_{x_D=0} dz_D = \frac{\gamma \zeta_d}{\alpha} s \bar{\psi}_{Dd}. \quad (10)$$

上游腔室:

$$\left[\frac{d \bar{\psi}_{Df}}{dx_D} \right]_{x_D=1} + \lambda \int_0^1 \left[\frac{d \bar{\psi}_{Dm}}{dx_D} \right]_{x_D=1} dz_D = -\frac{\zeta_u}{\alpha} (s \bar{\psi}_{Du} - 1). \quad (11)$$

联立方程(8)~(11)求解得到下游Laplace空间无因次拟压力响应解:

$$\bar{\psi}_{Dd} = \frac{\zeta_u}{A \alpha} \left[\frac{\sqrt{f(s)}}{\sinh \sqrt{f(s)}} + \frac{\sqrt{\omega \zeta_m \lambda s}}{\sinh \sqrt{\omega \zeta_m \lambda s}} \right]. \quad (12)$$

联立方程(8)~(11)求解得到上游Laplace空间无因

次拟压力响应解:

$$\bar{\psi}_{Du} = \frac{\zeta_u}{A \alpha} \left[\frac{\sqrt{f(s)}}{\tanh \sqrt{f(s)}} + \frac{\sqrt{\omega \zeta_m \lambda s}}{\tanh \sqrt{\omega \zeta_m \lambda s}} + \frac{\gamma \zeta_d s}{\alpha} \right], \quad (13)$$

其中, $f(s) = \sqrt{\omega \zeta_u s} \cdot \text{th} \sqrt{\frac{\omega \zeta_u s}{\lambda \eta}} + \zeta_f s$,

$$A = \left[B + C + \frac{\gamma \zeta_d s}{\alpha} \right] \left[B + C + \frac{\zeta_u s}{\alpha} \right] - \left[\frac{\sqrt{f(s)}}{\sinh \sqrt{f(s)}} + C \right]^2,$$

$$B = \frac{\sqrt{f(s)}}{\tanh \sqrt{f(s)}}, \quad C = \frac{\sqrt{\omega \zeta_m \lambda s}}{\tanh \sqrt{\omega \zeta_m \lambda s}}.$$

根据Stehfest数值反演可将Laplace空间解转换到实空间, 最终获得裂缝岩心上游和下游无因次拟压力随时间变化关系.

3 裂缝岩心渗流压力动态曲线影响因素分析

根据上述方程, 给定如表1所示计算参数, 计算裂缝岩心非稳态测试上游、下游无因次拟压力, 并绘制 $\psi_{Du}-t_D$, $\psi_{Dd}-t_D$ 的关系曲线, 如图3所示.

3.1 裂缝岩心非稳态流动过程

从图3可知裂缝岩心非稳态渗流可分为3个阶段: I 裂缝渗流阶段、II 基质渗流阶段和III系统平衡阶段. 由于裂缝的渗透率远高于基质的渗透率, 实验初期, 气体沿裂缝快速流动至下游腔室, 上游和下游腔室压力很快达到平衡; 然后上下游腔室和裂缝中的气体进入基质中, 基质中压力慢慢上升, 上下游腔室和裂缝中压力慢慢下降, 最终达到系统平衡, 这个过程持续时间长短取决于基质渗透率的大小.

在给定相同的基质孔隙度和渗透率时, 裂缝岩心和基质岩心的 $\psi_{Du}-t_D$, $\psi_{Dd}-t_D$ 的关系曲线最终重合(如图3所示), 说明裂缝岩心非稳态测试渗流理论的准确性.

3.2 裂缝渗透率对裂缝岩心非稳态流动过程影响

在裂缝岩心渗流过程中, 裂缝渗透率是影响裂缝渗流过程的主要参数. 图4(a)是分析了裂缝渗透率对裂缝岩心渗流上游和下游压力特征的影响, 图4(a)中

表 1 裂缝岩心计算参数表

参数	数值	参数	数值
岩心长度 L	50 mm	岩心宽度 W_m	36 mm
基质厚度 h_m	30 mm	裂缝宽度 h_f	0.025 mm
基质渗透率 k_m	1×10^{-6} mD	裂缝渗透率 k_f	100 mD
基质孔隙度 ϕ_m	5%	裂缝孔隙度 ϕ_f	0.000826%
上游体积 V_u	5 cm ³	下游体积 V_d	5 cm ³

图 3 (网络版彩图)裂缝和均质岩心压力瞬变曲线对比图

选取参数为: 基质渗透率 k_m 为 1×10^{-6} mD, 裂缝孔隙度为0.000826%, 基质孔隙度 ϕ_m 为5%, 裂缝渗透率 k_f 分别为1, 10, 100, 1000 mD. 图4(a)说明, 裂缝渗透率越大, 裂缝渗流阶段持续时间越短, 基质渗流越早出现. 主要

原因是裂缝渗透率越大, 流体快速通过岩心, 岩心上游和下游达到平衡所需的时间越短.

3.3 裂缝孔隙度对裂缝岩心非稳态流动过程影响

在裂缝岩心渗流过程中, 裂缝孔隙度对裂缝渗流过程影响不大. 图4(b)分析了裂缝孔隙度对裂缝岩心渗流上游和下游压力特征的影响, 图4(b)中选取参数为: 基质渗透率 k_m 为 1×10^{-6} mD, 基质孔隙度 ϕ_m 为5%, 裂缝渗透率 k_f 为100 mD, 裂缝孔隙度 ϕ_f 为0.000826%和0.003304%. 图4(b)说明, 裂缝孔隙度从0.000826%增加到0.003304%时, 增加了4倍时, 二者曲线基本重合, 说明裂缝孔隙度对裂缝岩心渗流影响并不大. 主要原因是裂缝的体积比上游腔室体积、下游腔室体积和基质体积之和很小, 而系统总体积为裂缝体积、上游腔室体积、下游腔室体积和基质体积之和, 因此就算裂缝孔隙度变化很大对系统的总体积影响很小, 所以裂缝孔隙度对上游和下游无因次压力曲线影响不大.

3.4 基质孔隙度对裂缝岩心非稳态流动过程影响

在裂缝岩心渗流过程中, 基质孔隙度是影响基质渗流的主要参数, 反映了基质储集气体的能力. 图4(c)中选取参数: 基质渗透率 k_m 为 1×10^{-6} mD, 裂缝渗透率 k_f 为100 mD, 裂缝孔隙度为 ϕ_f 为0.000826%, 基质孔隙

图 4 (网络版彩图)裂缝渗透率(a)、裂缝孔隙度(b)、基质孔隙度(c)、基质渗透率(d)对裂缝岩心上下游腔室无因次压力影响

度 ϕ_m 分别为2%, 5%, 10%和15%。从图4(c)可以看出, 基质孔隙度影响系统平衡后系统压力的大小, 基质孔隙度越大, 基质储存气体越多, 系统平衡压力越小, 达到系统平衡的时间越长。

3.5 基质渗透率对裂缝岩心非稳态流动过程影响

在裂缝岩心渗流过程中, 基质岩心渗透率是影响基质渗流过程的主要参数。图4(d)分析了基质渗透率对裂缝岩心渗流上游和下游压力特征的影响, 图4(d)中选取参数为: 裂缝渗透率 k_f 为100 mD, 裂缝孔隙度为 ϕ_f 为0.000826%, 基质孔隙度 ϕ_m 为5%, 基质渗透率 k_m 为 1×10^{-5} , 1×10^{-6} , 1×10^{-7} 和 1×10^{-8} mD。从图4(d)可以看出, 裂缝渗流阶段不受基质渗透率的影响, 而基质渗透率阶段持续时间随着基质渗透率的增加而增加, 达到系统平衡所需时间越长。主要原因是上游和下游压力平衡后, 基质渗透率越小, 气体进入基质的阻力越大, 越难进入基质, 达到系统平衡的时间越长。

4 实例应用

4.1 实验过程

为了验证本文模型的准确性, 设计了裂缝岩心渗透率非稳态测试实验, 实验装置如图5所示。利用气源和气体增压泵为上游腔室提供一定压力, 同时给岩心夹持器提供围压, 将上游和下游空间连通后, 在压力作用下, 气体从上游通过岩心渗流到下游, 最终达到系统平衡。

实验岩心取自新疆某致密气藏, 岩心直径为25.4 mm, 岩心长度为52.5 mm。对未劈裂Ke5岩心进行非稳态测试, 测试渗透率为 3.93×10^{-3} mD和孔隙度为4.6%, 作为基质孔隙度和渗透率, 为本文实验和理论

解释提供佐证。实验步骤如下。

(1) 实验准备。测量岩心长度和直径, 对已测试的Ke5岩心进行劈裂, 形成裂缝岩心, 裂缝处于岩心中部, 贯穿整个岩心, 劈裂时应保持岩心的完整性; 选择氮气作为气源; 连接实验设备, 检测实验设备的密封性; 对电子压力设备进行灵敏性检测; 上游和下游腔室体积大小为 5 cm^3 。

(2) 加载裂缝岩心, 将其固定在岩心夹持器上, 连接上下游腔室。

(3) 给岩心夹持器增加围压, 打开阀门5, 将连接围压泵和岩心夹持器管线中空气排空, 将围压增至30 MPa。

(4) 打开阀1和阀2, 利用氮气瓶和增压泵给上游腔室增压, 压力大小为5 MPa, 待上游腔室气体压力稳定后, 停止供压, 关闭阀1和阀2。

(5) 将电子压力计数据传输连接到电脑, 进行零点校对, 设定采集时间间隔为1 s/次, 记录上游和下游腔室压力随时间的变化。

(6) 先关闭阀门6, 打开阀门4, 再打开阀门3, 进行渗透率非稳态实验测试; 根据上下游腔室压力变化来控制实验时间。

(7) 当上游和下游压力相等时, 停止实验, 打开阀6放空, 打开阀5卸载围压, 拆卸实验装置。

利用本文建立的裂缝岩心渗流理论方法对Ke5劈裂岩心分稳态测试实验数据进行拟合(如图6所示), 解释得到岩心裂缝渗透率88.5 mD, 基质孔隙度为4.51%, 基质渗透率为 3.78×10^{-3} mD。将解释结果和未劈裂Ke5号岩心非稳态测试结果进行对比, 基质渗透率误差为3.8%, 基质孔隙度误差为1.9%, 验证本文解释方法的准确性。

图5 渗透率非稳态测试实验装置图

图6 (网络版彩图)Ke5号劈裂岩心实验数据拟合结果

4.2 拟合方法

根据本文研究理论, 建立本文模型数值解模型, 利用实验数据和数值计算程序, 通过预估特征值和曲线拟合获得需要的参数.

(1) 将实验数据计算为无因次拟压力形势, 并绘制上下游腔室的无因次拟压力和无因次时间的关系图.

(2) 预估参数

基质渗透率: 根据岩心渗流规律, 结合物质平衡方程、达西定律可计算裂缝岩心基质渗透率^[16].

$$k_m = -\frac{cuL}{Ap_m \left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right)}, \quad (14)$$

其中, c 为 $\ln(\psi_u - \psi_d)$ 和 t 关系曲线斜率, V_u 和 V_d 为上游和下游腔室体积, A 为岩心截面积, μ 为气体黏度, p_m 为系统平衡压力.

基质孔隙度: 基质渗透率根据气体平衡定律, 基质孔隙度可由式(15)计算; 如果实验测试达到平衡, 那么基质孔隙度计算正确; 如果没达到平衡, 由式(15)计算基质孔隙度可以指导历史拟合得到基质孔隙度.

$$\phi_m = \frac{1}{V_m} \left(\frac{p_i / Z_i}{p_{fm} / Z_{fm}} V_u - V_u - V_d - V_f \phi_f \right). \quad (15)$$

裂缝渗透率: 当上游和下游腔室压力收敛时, 使用解析解拟合实验数据预估裂缝渗透率. 拟合系统先找到实验数据收敛时间(t_c), 即上下腔室中的无因次拟压力差之比($\Delta\psi_{Du}/\Delta\psi_{Dd}$)大于0.95的时间. 同时解析解方法找到上下腔室中的无因次拟压力差之比($\Delta\psi_{Du}/\Delta\psi_{Dd}$)

开始大于0.95的时间(t_{Dc}). 则劈裂岩芯裂缝的渗透率:

$$k_f = \frac{\phi_f \mu C L^2 t_{Dc}}{2.237 \times 10^{-8} t_c}. \quad (16)$$

裂缝宽度: 由于裂缝的孔隙度对裂缝渗流阶段基本没有影响, 因此假设在实验过程中裂缝完全开启, 因此裂缝有效宽度根据裂缝导流能力 $k_f h_f$ 的大小及开口槽的宽度和渗透率的关系确定^[17], 裂缝有效宽度如下所示:

$$h_f = 0.1089 \sqrt{k_f} \theta, \quad (17)$$

式中, K_f 单位为mD, h_f 单位为 μm . 本文图6得到裂缝有效宽度为1.02 μm .

(3) 利用预估数据和优化算法进行实验数据拟合, 最终得到劈裂岩心属性.

5 结论

(1) 裂缝岩心的非稳态渗流可划分为3个阶段: 裂缝渗流阶段、基质渗流阶段和系统平衡阶段.

(2) 整个流动过程主要受到裂缝渗透率、基质渗透率、基质孔隙度等参数的影响. 裂缝渗流阶段主要受裂缝渗透率的影响, 裂缝渗透率越大裂缝渗流阶段持续时间越短; 裂缝孔隙度对裂缝渗流阶段没有影响; 基质渗流阶段受基质孔隙度和基质渗透率的影响, 基质孔隙度越大, 达到系统平衡的压力越低; 基质渗透率越大基质渗流阶段持续时间越短, 越快达到系统平衡.

参考文献

- 1 Patzek T W, Male F, Marder M. From the Cover: Cozzarelli Prize Winner: Gas production in the Barnett Shale obeys a simple scaling theory. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2013, 110: 19731–19736
- 2 Gale J F W, Laubach S E, Olson J E, et al. Natural fractures in shale: A review and new observations. *Bulletin*, 2014, 98: 2165–2216
- 3 Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *SPE J*, 1963, 3: 245–255
- 4 Brace W F, Walsh J B, Frangos W T. Permeability of granite under high pressure. *J Geophys Res*, 1968, 73: 2225–2236
- 5 Hsieh P A, Tracy J V, Neuzil C E, et al. A transient laboratory method for determining the hydraulic properties of ‘tight’ rocks—I. Theory. *Int J Rock Mech Min Sci Geomech Abstracts*, 1981, 18: 245–252
- 6 Amaefule J O, Wolfe K, Walls J D, et al. Laboratory determination of effective liquid permeability in low-quality reservoir rocks by the pulse decay technique. In: *SPE California Regional Meeting*. Oakland, 1986
- 7 Dicker A I, Smits R M. A practical approach for determining permeability from laboratory pressure-pulse decay measurements. In: *International Meeting on Petroleum Engineering*. Tianjin, 1988
- 8 Jones S C. A technique for faster pulse-decay permeability measurements in tight rocks. *SPE Format Eval*, 1997, 12: 19–26

- 9 Metwally Y M, Sondergeld C H. Measuring low permeabilities of gas-sands and shales using a pressure transmission technique. *Int J Rock Mech Min Sci*, 2011, 48: 1135–1144
- 10 Kamath J, Boyer R E, Nakagawa F M. Characterization of core scale heterogeneities using laboratory pressure transients. *SPE Format Eval*, 1992, 7: 219–227
- 11 Holder J, Koelsch T, Donath F. Laboratory measurement of permeability in rock. In: The 29th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS). Minneapolis, 1988
- 12 Jin G, Pérez H G, Al Dhamen A A, et al. Permeability measurement of organic-rich shale—Comparison of various unsteady-state methods. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, 2015
- 13 于荣泽, 卞亚男, 张晓伟, 等. 页岩储层非稳态渗透率测试方法综述. *科学技术与工程*, 2012, 12: 7019–7025
- 14 郭大力, 曾晓慧, 江茂则. 致密岩石渗透特性参数的测量解释方法. *工程力学*, 2002, 19: 114–116
- 15 万军凤. 非稳态气测渗透率新方法研究及实现. 硕士学位论文. 成都: 成都理工大学, 2008
- 16 Saghaifi A, Pinetown K. The role of interseam strata in the retention of CO₂ and CH₄ in a coal seam gas system. *Energy Procedia*, 2011, 4: 3117–3124
- 17 Amyx J W, Bass D M, Whiting R L. Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties. New York: McGraw-Hill Book Company, 1960

Theoretical study on unsteady testing permeability of fractured core in tight sandstone gas reservoirs

LUO Yi¹, ZHANG LieHui¹, ZHAO YuLong¹ & LI ChengYong²

¹ State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

² School of Energy Resource, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

It is significant to accurately evaluate the fracture and matrix permeability of tight sandstone reservoirs. Based on the unsteady state test flow characteristics and physical model of tight sandstone reservoirs, unsteady flow mathematical model in fractured core has been proposed and solved by the Laplace transformation method and Stehfest numerical inversion method, which acquired pressure response mathematical model of upstream and downstream. The fluid cross flow characteristic curve for the fractured core in tight sandstone gas reservoirs has been obtained and studied in this paper. Base on the unsteady state test flow theoretical, the unsteady state test experimental of fractured core in tight sandstone gas reservoirs has been studied, which is used to analyses on property of fractured core. The results show that the process of the flow for fractured core in tight sandstone gas reservoirs can be divided into three sections, including the fracture seepage period for gas flowing crossed in fractured from upstream to downstream; the matrix seepage period for gas flowing crossed in matrix from upstream, downstream and fractured to matrix; and the system equilibrium period. During fracture seepage period, the higher fracture permeability is, the shorter duration of fracture seepage period is; however fracture porosity does not have influence on the fracture seepage period. In addition, the matrix seepage periods greatly affected by matrix permeability and matrix porosity. The lower matrix permeability is, the longer the time required to reach the equilibrium. The smaller the matrix porosity is, the greater the equilibrium system pressure is. The methods and results of this research contribute to reasonable analyses on property of fractured core in tight sandstone gas reservoirs.

fractured core, tight sandstone gas reservoirs, unsteady testing theoretical, parameter analysis

doi: [10.1360/N092018-00052](https://doi.org/10.1360/N092018-00052)