

文章编号: 0253-2697(2015)04-0482-08 DOI:10.7623/syxb201504009

测量页岩径向渗透率和孔隙度的新方法

杨泽皓¹ 董明哲^{1,2} 宫厚健¹ 李亚军¹ 徐 龙¹

(1. 中国石油大学石油工程学院 山东青岛 266580;

2. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary, AB Canada T2N 1N4)

摘要:为了更加方便准确地获得页岩径向的渗透率,提出了一种测量页岩径向渗透率和孔隙度的压力衰减新方法。该方法通过实验得到氦气沿页岩径向流动时,岩心与 PVT 容器内壁之间环形空间的压力衰减曲线;据此建立了相应数学模型,求得了径向模型中压力和时间的半解析解关系式;并通过对实验结果进行拟合,得到了页岩的浓度传导系数和孔隙度;利用浓度传导系数和渗透率的关系,得到了页岩径向方向的渗透率值。利用该方法对 2 块岩心分别在 3 组不同的环形空间初始压力下进行了渗透率和孔隙度的测量,并与传统的 Dicker 和 Smits 压力衰减方法对比了渗透率测试结果,采用常规的孔隙度测量仪对比了孔隙度测试结果,从而验证该方法的可行性和优越性。该方法相对于传统压力衰减方法除了具有仪器设备更简单、操作更简洁的优势外,还能够同时得到页岩径向渗透率和孔隙度。

关键词:页岩;径向;压力衰减;浓度传导系数;渗透率;孔隙度

中图分类号:TE311

文献标识码:A

A new method to measure radial permeability and porosity of shale

Yang Zehao¹ Dong Mingzhe^{1,2} Gong Houjian¹ Li Yajun¹ Xu Long¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China;

2. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary AB Canada T2N 1N4, Canada)

Abstract: In order to more conveniently and accurately obtain the radial permeability of shale, a new method was proposed to measure the pressure attenuation of radial permeability and porosity of shale. Based on experiments, this method can be used to obtain the pressure attenuation curve in annular space between the core and inner wall of PVT vessel in case of the radial flow of helium along shale. Accordingly, a mathematical model was established to achieve the semi-analytical relation between pressure and time in radial model. Meanwhile, experimental results were fitted to obtain the concentration conductivity and porosity of shale, so as to further derive the radial permeability of shale. This method was adopted to measure the permeability and porosity of two cores under three sets of different initial pressures in annular space. The permeability test results were also compared with those obtained by conventional Dicker and Smits pressure-attenuation methods. The conventional porosimeter was used for comparison in porosity test, thus validating the feasibility and superiority of this method. Compared with conventional pressure-attenuation methods, this model presents the advantages of simple equipment and operation to obtain the radial permeability and porosity of shale simultaneously.

Key words: shale, radial direction, pressure attenuation, concentration conductivity coefficient, permeability, porosity

引用:杨泽皓,董明哲,宫厚健,李亚军,徐龙. 测量页岩径向渗透率和孔隙度的新方法[J]. 石油学报,2015,36(4):482-489.

Cite: Yang Zehao, Dong Mingzhe, Gong Houjian, Li Yajun, Xu Long. A new method to measure radial permeability and porosity of shale[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(4):482-489.

随着经济的发展,非常规油气(特别是页岩气)已经越来越受到广泛的重视^[1,2]。页岩的最大特点就是渗透率极低,这也是页岩气开采的难点之一。为了更好地指导页岩气开采,准确测量页岩的渗透率就显得尤为重要。常规测量页岩渗透率均采用岩心轴向方向的压力衰减方法,而页岩气在页岩中的扩散流动过程则是在三维方向同时进行的,因此如何获得页岩径向

的渗透率就对于研究页岩气的渗流规律及开采方案具有重要的意义。

Brace 等^[3]首次提出了压力衰减的实验方法,并通过数学模型测量了致密岩心的渗透率。其假设压力梯度在气体流动过程中为常数,并给出了数学模型的半解析解,这种模型的特点是根据压力和时间的半对数成正比,利用斜率求得渗透率,但是这一模型仅适用

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973)项目(2014CB239103)、国家自然科学基金项目(No. 51204198, No. 51274225)和中国石油大学(华东)研究生创新工程资助项目(YCX2015017)资助。

第一作者:杨泽皓,男,1988年12月生,2012年获得中国石油大学(华东)学士学位,现为中国石油大学(华东)石油工程学院博士研究生,主要从事非常规油气藏开采及渗流模型研究。Email: haoxiaotian1212@foxmail.com

通信作者:董明哲,男,1956年2月生,1982年毕业于西北大学化工系,1995年获加拿大滑铁卢大学博士学位,现为中国石油大学(华东)特聘教授、博士生导师、国家“千人计划”专家,主要从事多相流动和表面化学及其在油气田开发中的应用研究。Email: dongmz@upc.edu.cn

于低孔隙度岩心。Lin^[4]以 Brace 的理论为基础通过对压力和时间曲线进行数值拟合,求得了致密岩心的渗透率。Heieh 等^[5]给出了 Brace 衰减模型的解析解,以便更准确地计算页岩的渗透率,但是由于其解析结果的复杂性,应用并不广泛。Bourbie 等^[6]在利用 Lin 的数值方法求解时,发现了数值解与其给出的半解析解有较大误差,所以重新设计了 Brace 的数学模型,但是给出的模型解计算仍然很复杂。Dicker 和 Smits^[7]通过修改 Heieh 的模型,提出了现在广泛使用的测量致密岩心渗透率的压力衰减方法,这种方法是通过找到衰减实验中气体上、下游恰当的孔隙体积比来实现更快更准确的求解。以此发展而来的压力衰减法就成为最主要的测量致密岩心渗透率的方法,并得到了广泛使用^[8-20]。

从压力衰减方法提出至今,对致密岩心渗透率的测量方法大多是建立在 Brace 模型的基础上,而 Brace 模型是轴向上的一维模型,所以其只能测量岩心轴向渗透率,而测量页岩径向的渗透率只能通过在径向平面取芯,再利用 Dicker 和 Smits 方法,测量其渗透率值。针对这一问题,笔者提出了一种测量渗透率的全新思路来求解径向渗透率:①传统的压力衰减方法由于需要获得上、下端面的压力差,所以不能直接测量岩心径向的渗透率,而笔者给出的方法仅需要获得入口端压力变化和时间的关系曲线,就能得到页岩径向的渗透率。②Brace 模型需要先单独测量致密岩心的孔隙度,再测量渗透率^[9],而笔者方法在求解渗透率的同时可以得到岩心的孔隙度。③笔者方法使用的仪器更为简单,实验操作更方便,实验中仅仅需要一个精密的压力传感器,而 Brace 的模型需要多个精密的压力传感器。

1 实验

1.1 实验仪器

测量页岩径向的渗透率需要保证气体沿岩心的径向流动,因此实验重新设计了 PVT 容器(图 1)。实验采用 2 块重庆涪陵岩心(直径为 2.54 cm,长度为 3.26 cm),岩心上、下端面利用环氧树脂密封,防止气体从轴向方向流入。将岩心放入内径为 3.6 cm 的 PVT 容器中心,用夹持装置将岩心上、下端面固定,且保证岩心放平。整个实验系统装置如图 2 所示,PVT 容器为气体沿径向流动提供了场所,中间容器用来储存气体,与 PVT 容器连通,并可以通过手摇泵调节中间容器中活塞的位置,进而调节和控制 PVT 容器中气体的初始压力。通过水浴保持系统温度恒定。用压力传感器记录 PVT 容器中的压力变化,其量程为 0~20.7 MPa(0~3 000 psi),精度为 3.45 kPa(0.5 psi),可估读到 0.345 kPa(0.05 psi),压力变化通过计算机采集。

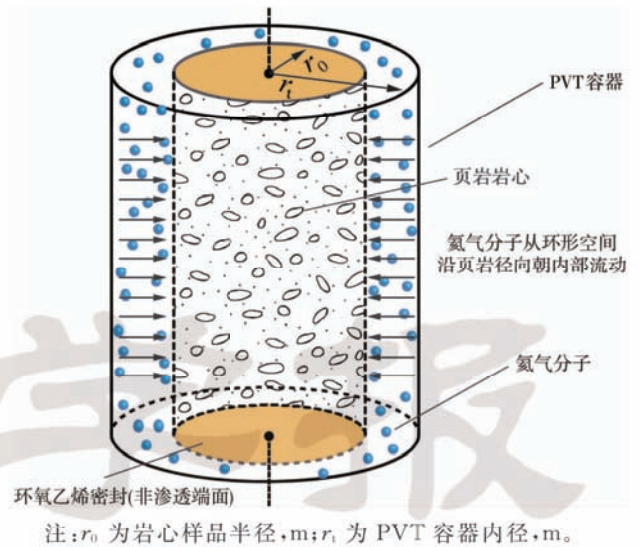


图 1 氦气沿页岩径向流动示意
Fig. 1 Schematic of helium flow along the radial direction

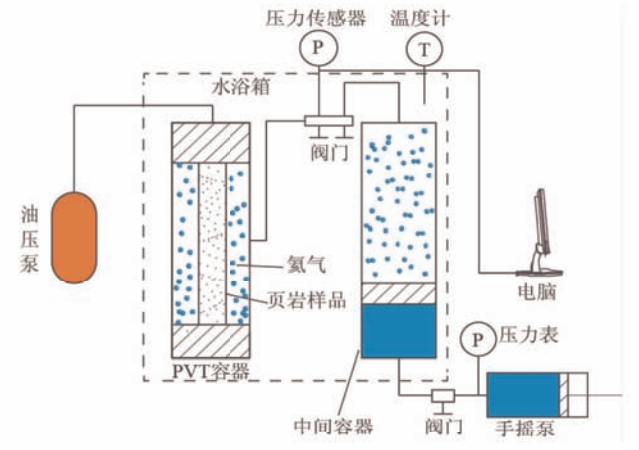


图 2 实验装置
Fig. 2 Experimental device

1.2 实验过程

实验流程为:①通入 10 MPa 的氦气进行装置密封性检测,经过 1d 的压力泄漏测试,压力变化小于 2 kPa。②将放入烘箱里干燥 3 d 的页岩岩心取出,并用环氧树脂将其两端密封。③将岩心放入 PVT 容器的中心,使岩心上、下端面均与夹持装置完全接触,并通过夹持装置将岩心固定。④将整个系统放入恒温水浴中,恒温后抽真空。⑤打开阀门将中间容器与 PVT 容器连通,并通过手摇泵反复调节气体的压力直到压力达到设定的初始压力值为止,平衡所需的时间约 2 h。这时,页岩孔隙中的流体压力为初始压力 p_i ,设定一定初始压力的目的是为了除去气体滑脱效应的影响^[21]。⑥通过油压泵对夹持装置加轴向的围压 p_c ,围压值比初始岩石孔隙中的流体压力高 3 MPa,使夹持装置与页岩端面完全密封。⑦关闭中间容器与 PVT 容器之间的连通阀门,通过手摇泵对中间容器增压,使气体的压力增加 2 MPa。之后打开中间容器和 PVT

容器间的阀门,环形空间里气体的压力会迅速上升,直至环形空间的压力值增大约 1.5 MPa 时,立即关闭该阀门,PVT 容器环形空间的压力平衡后开始记录压力值。此时 PVT 容器环形空间的压力略高于页岩孔隙中流体的压力值。需要特别注意的是由于计算模型认为在压力变化不大时,氦气的高压物性可近似认为是常数,其大小为环压与流体压力的平均压力下的值,所以 PVT 容器环形空间增加的压力最好不要超过 2 MPa。

1.3 实验初始压力条件

实验得到重庆涪陵 2 块岩心径向渗透率测试的环形空间和页岩孔隙中流体实验的初始压力(表 1)。

表 1 实验初始压力

Table 1 Initial pressures in the experiments

组别	样品 1		样品 2	
	环压/MPa	流压/MPa	环压/MPa	流压/MPa
1	6.52	5	6.53	5
2	9.54	8	9.52	8
3	11.54	10	11.53	10

从表 1 可以看出,流体压力能通过手摇泵准确地控制,而环形压力由于需要手动控制阀门,所以初始的压差会在约 1.5 MPa 浮动,但是这并不会造成测量的不精确,因为数据分析仅用到环形空间压力变化数据,在保证气密性的条件下,压力传感器能够准确地测量这一变化。同时在前面的实验过程中已经说明,实验中的围压比初始的流体压力高 3 MPa。

2 浓度传导系数及其与渗透率的关系

由于本文求解渗透率的方法是建立在气体在多孔介质的浓度传导概念上,所以需要给出浓度传导系数的概念及其与渗透率的关系。

化工领域常用扩散系数来描述分子在液体中由于浓度差而引起的分子扩散作用,其关注的对象是分子与分子间的作用,而岩石是多孔介质,气体在孔隙中流动时除了气体分子间的作用外,分子与孔隙壁面的碰撞作用也不能忽略。因此,这里利用浓度传导系数这一概念来描述气体在多孔介质中的流动过程^[16]。渗透率和浓度传导系数的关系可以通过图 3 的物理模型加以说明,图 3 给出了气体在一维岩心中稳定流动时的情况,入口端的气体浓度保持为 c_1 ,出口端的气体浓度保持为 c_2 ,且入口端的浓度略大于出口端。由于气体流过断面的质量流量不变,所以:

$$J_0 = \frac{\rho_0 Q_0}{MA} \quad (1)$$

式中: J_0 为页岩任意截面的摩尔通量, $\text{mol}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; ρ_0 为 p_0 压力下的氦气密度, kg/m^3 ; Q_0 为氦气在某一横截

面的流量, m^3/s ; M 为氦气的摩尔质量, kg/mol ; A 为岩心的截面积, m^2 。

根据 Fick's 定律^[22]也可表示为:

$$J_0 = -\kappa \frac{dc}{dx} \quad (2)$$

式中: κ 为拓展后的浓度传导系数, m^2/s ; c 为浓度, mol/m^3 。

在多孔介质中,气体的流动是由于存在浓度梯度(也可认为是压力梯度)导致,所以气体的流动通量可以认为是由浓度梯度和浓度传导系数共同决定。将式(2)代入式(1),可以得到:

$$\kappa = \frac{\rho_0 Q_0 L}{MA(c_1 - c_2)} \quad (3)$$

式中: c_1 为入口端的氦气摩尔浓度, mol/m^3 ; c_2 为出口端氦气的摩尔浓度, mol/m^3 ; L 为岩心长度, m 。

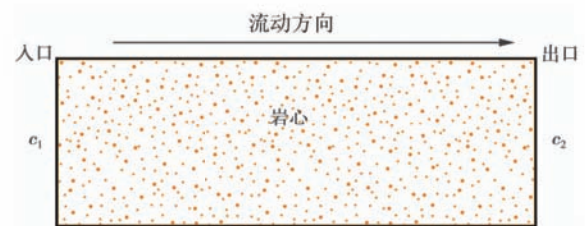


图 3 气体沿岩心流动

Fig. 3 Gas flow along the core sample

由真实气体状态方程可得:

$$c_1 - c_2 = \Delta c = \frac{\Delta p}{zRT} \quad (4)$$

$$\rho_0 = \frac{p_0 M}{z_0 RT} \quad (5)$$

式中: z_0 为 p_0 压力下的气体压缩因子; \bar{z} 为出口端和入口端的平均压缩因子(使用平均值是由于前文假设中认为 Δc 较小,所以认为压缩因子变化较大); p_0 为岩心某一横截面的压力, Pa ; R 为理想气体常数, $R = 8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T 为温度, K ; Δc 为入口端与出口端气体的浓度差, mol/m^3 ; Δp 为入口端与出口端的压差, Pa 。

将式(4)和式(5)代入式(3),则浓度传导系数可以表示为:

$$\kappa = \frac{\frac{p_0 M}{z_0 RT} Q_0 L}{MA \frac{\Delta p}{zRT}} = \frac{z p_0 Q_0 L}{z_0 A \Delta p} = \frac{\bar{p} \bar{Q} L}{A \Delta p} \quad (6)$$

式中: \bar{p} 为入口端和出口端的平均压力, $\bar{p} = (p_1 + p_2)/2$, Pa ; \bar{Q} 为出口端和入口端的平均流量, $\bar{Q} = (Q_1 + Q_2)/2$, m^3/s ; $\bar{\rho}$ 为出口端和入口端的平均密度, kg/m^3 。

式(6)变形后可得到入口端和出口端平均流量:

$$\bar{Q} = \frac{\kappa A \Delta p}{\bar{p} L} \quad (7)$$

流体在多孔介质中流动,由达西定律可得:

$$Q = -\frac{KA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (8)$$

式中: K 为岩心的渗透率, D ; μ 为氦气的黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$ 。

由于各个断面上的质量流量不变, 根据波义耳-马略特定律, 在等温条件下气体体积流量随压力的变化关系可表示为:

$$Q = \frac{p_0 Q_0}{z_0} \frac{z}{p} \quad (9)$$

式中: z 为气体的压缩因子; p 为压力, MPa 。

当入口端和出口端压差不大时, 可以用入口端和出口端的平均压力表示气体的物理性质, 联立式(8)和式(9)可得:

$$\bar{Q} = \frac{p_0 Q_0}{z_0} \frac{z}{\bar{p}} = \frac{KA}{\bar{\mu}} \frac{\Delta p}{L} \quad (10)$$

式中: $\bar{\mu}$ 为出口端和入口端的平均黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$ 。

将式(10)代入式(7)可得到渗透率和浓度传导系数的关系:

$$\kappa = \frac{K\bar{p}}{\bar{\mu}} \quad (11)$$

由真实气体状态方程:

$$\bar{p} = \frac{z\bar{p}RT}{M} \quad (12)$$

将式(12)代入式(11), 可得:

$$\kappa = \frac{Kz\bar{p}RT}{M\bar{\mu}} \quad (13)$$

由于 κ 为横截面的浓度传导系数, 而孔隙中的浓度传导系数为:

$$\kappa_\phi = \frac{\kappa}{\phi} = \frac{Kz\bar{p}RT}{M\bar{\mu}\phi} \quad (14)$$

式中: ϕ 为岩心的孔隙度; κ_ϕ 为岩石孔隙的浓度扩散系数, m^2/s

式(14)也可以写成:

$$K = \frac{\kappa_\phi M \bar{\mu} \phi}{z \bar{p} R T} \quad (15)$$

当岩心模型的长度无限小时, 式(15)就可表示岩心任意点处渗透率和浓度传导系数的关系:

$$K = \frac{\kappa_\phi M \mu \phi}{z \rho R T} \quad (16)$$

从式(16)可以看出, 浓度传导系数除了与岩石的渗透率相关外, 与气体本身的性质也相关。因此可根据浓度传导系数为基础建立数学模型, 计算页岩岩心的渗透率和孔隙度。

3 理论模型

3.1 模型假设

本文的数学模型是建立在实验的基础之上, 并对实际情况进行了合理的简化假设: ①孔隙中的浓度传导系数为常数; ②气体仅在径向方向流动, 不会从两端面流入; ③氦气不存在吸附现象; ④在整个实验过程中温

度保持恒定; ⑤忽略滑脱效应; ⑥页岩入口端的浓度一直保持为该 PVT 容器压力下的平衡浓度(平衡浓度是指实验中, PVT 容器中气体最终达到平衡时的浓度)。

为了验证模型简化的可靠性对每一条假设进行了讨论: 假设①中认为气体在孔隙中的浓度传导系数为常数, 其前提是气体衰减的大小相对测试压力本身很小时成立。例如本实验中 PVT 容器环形空间中的测试压力均在 6.5 MPa 以上, 而压力的衰减只有 10~100 kPa, 此时则可以认为径向模型中浓度传导系数为常数。如图 4 所示, 在所测试的压力范围内, 不同渗透率岩心所对应的浓度传导系数随压力的变化非常缓慢, 而变化的压力较小时, 则可以认为浓度传导系数为常数。假设②中认为气体不会沿轴向流动, 这是因为实验岩心两端不仅用环氧树脂密封, 并且夹持装置与岩心端面间加上了轴向压力, 所以认为气体不会从两端面进入, 而仅仅从岩心径向流入。假设③中认为氦气为单相的流动, 是由于实验开始前对系统进行了抽真空处理, 然后用氦气进行了饱和。假设④是由于本实验在进行温度测试后, 证实温度波动对压力的影响可以忽略。假设⑤是由于页岩中饱和一定压力的气体, 此时滑脱效应可以忽略^[21]。同时传统的压力衰减方法均用到了此假设^[8-20]。假设⑥认为页岩入口端的浓度可以认为一直保持平衡浓度, 前提是当 PVT 容器中压力衰减的大小相对于测试压力本身来说很小时成立, 这一假设在化工领域已经得到验证, 并已经在扩散系数的测定中常常被使用^[23-27]。

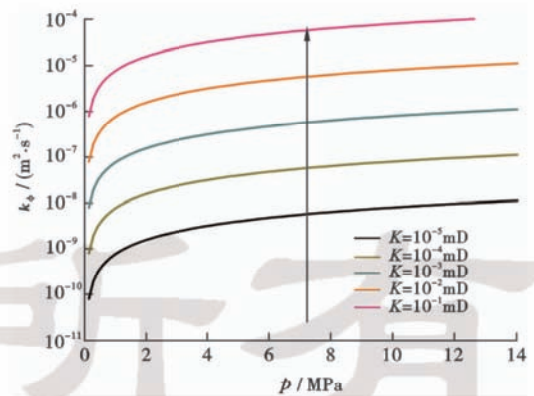


图 4 不同渗透率下压力和浓度传导系数之间的关系

Fig. 4 Relationship between pressure and concentration conduction coefficient under different permeabilities

3.2 模型建立和求解

由于页岩入口端和 PVT 容器间存在浓度梯度, 所以气体分子会沿着页岩径向流动, 而 PVT 容器空间中的浓度会相应减小, 利用质量守恒可以建立模型为:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\kappa\phi \frac{\partial c}{\partial r}) \quad (17)$$

边界条件为:

$$c|_{t>0,r=r_0} = c_{eq} \quad (18)$$

$$\left. \frac{\partial c}{\partial r} \right|_{t>0,r=0} = 0 \quad (19)$$

式中: t 为时间, s; r 为半径, m; r_0 为测试岩心样品的半径, m; c_{eq} 为 PVT 容器最后达到平衡时的浓度, mol/m³, 其为温度和平衡压力有关的函数, 由于实验为等温过程, 所以仅仅与平衡压力有关。

初始条件为:

$$c|_t = 0, 0 \leq r < r_0 = c_i \quad (20)$$

式中: c_i 为页岩中的初始浓度, mol/m³。

通过 Laplace 变换求解以上数学模型, 就可以得到氦气在页岩径向的分布函数^[28]:

$$\frac{c - c_i}{c_{eq} - c_i} = 1 - \frac{2}{r_0} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\kappa \phi a_n^2 t} J_0(r a_n)}{a_n J_1(r_0 a_n)} \quad (21)$$

式中: a_n 为 0 阶 Bessel 函数 $J_0(r_0 a_n)$ 的正根。由真实气体状态方程得:

$$pV = znRT \quad (22)$$

式中: V 为岩心与圆柱形 PVT 容器之间的体积, $V = \pi(r_1^2 - r_0^2)l$, m³; l 为岩心的长度, m; n 为环形空间的物质的量, mol; r_1 为 PVT 容器的内径, m。

由于 PVT 容器中环形空间内单位时间减少的氦气物质的量等于单位时间通过页岩径向端面的物质的量, 则可得到:

$$\frac{dn}{dt} = \frac{V}{zRT} \frac{dp}{dt} = -\kappa \phi A \left. \frac{\partial c}{\partial r} \right|_{r=r_0} \quad (23)$$

式中: A 为圆柱形岩心侧表面的面积, $A = 2\pi r_0 l$, m²。

由于在 $r = r_0$ 处有:

$$\left. \frac{\partial c}{\partial r} \right|_{r=r_0} = (c_{eq} - c_i) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{r_0} e^{-\kappa \phi a_n^2 t} \quad (24)$$

将式(24)代入式(23)再将时间积分到无穷(即平衡时刻)可得到压力随时间的变化规律为:

$$p(t) = \frac{2A\phi(p_{eq} - p_i)}{r_0 V} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\kappa \phi a_n^2 t}}{a_n^2} + p_{eq} \quad (25)$$

式中: p_{eq} 为平衡压力, Pa; p_i 为岩石孔隙中的初始饱和压力, Pa。

由于式(25)收敛很快, 所以可以简化第一项为:

$$p(t) = \xi e^{-\gamma t} + p_{eq} \quad (26)$$

式中: $\xi = \frac{4\phi(p_{eq} - p_i)}{a_1^2(r_1^2 - r_0^2)}$, $\gamma = \kappa \phi a_1^2$; a_1 为 a_n 的最小正根。

通过实验数据对式(26)进行简单的拟合, 就能求得孔隙中的浓度传导系数、平衡压力和孔隙度。而利用浓度传导系数和渗透率的关系就可以求得岩心径向方向渗透率。

4 岩心参数的求解

本文按照以上给出的实验方法, 对重庆涪陵的 2 块岩心分别在不同压力条件下分别进行了 3 组实验, 实验结果和拟合结果如图 5 所示。

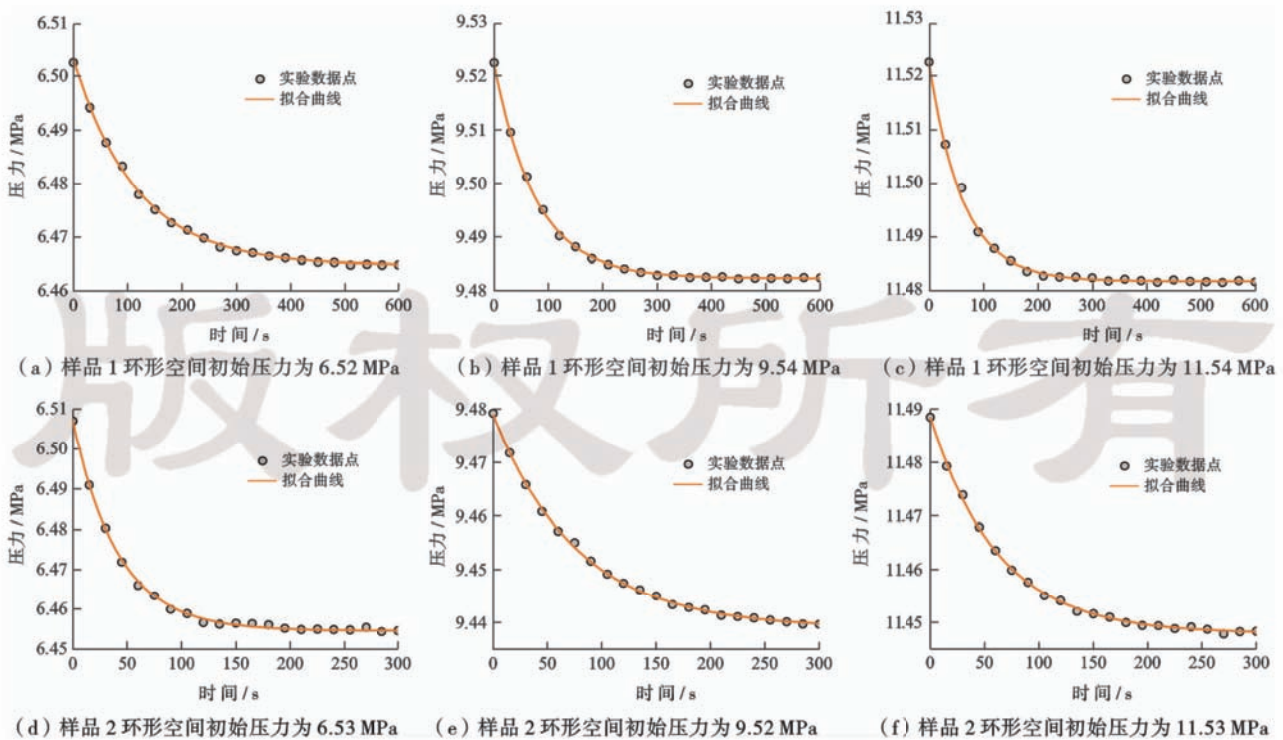


图 5 3 个不同压力下, PVT 容器内壁和岩心外壁的环形空间气体压力与时间实验数据及拟合曲线

Fig. 5 Pressure decay curves in the annual space of the PVT chamber under three different pressures

以样品 1 的第 1 组实验结果为例说明模型的使用方法。实验开始时,页岩中饱和了氦气,压力值为 5 MPa,而 PVT 容器和页岩环形空间中的压力为 6.52 MPa,此时环形空间内的气体很快流入页岩之中。需要注意的是,在开始较短时间内的压力值是无效的,这是由于气体没有流过页岩径向的所有范围,所以这段时间所测的渗透率并不是整个页岩径向的平均渗透率,其可随岩心长度而改变。这段时间的长短可以通过模型对实验数据的拟合程度进行判断。

首先求出式(26)中的 a_1 。假设 z_1 是 0 阶 Bessel 方程 $J_0(z) = 0$ 的第一个正根,可以得到其值为 2.405,那么 $a_1 = z_1 |r_0 = 2.405 |r_0$ 。由此可以看出 a_1 是由岩心的半径决定的。 a_1 和岩心半径的关系如图 6 所示,由于本实验中岩心的半径为 1.27 cm,所以对应的为 189 m^{-1} 。

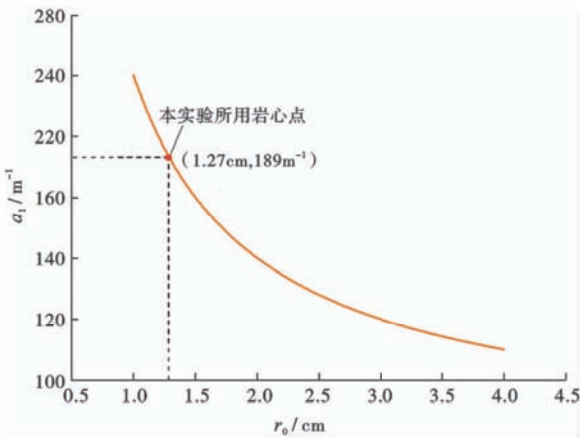
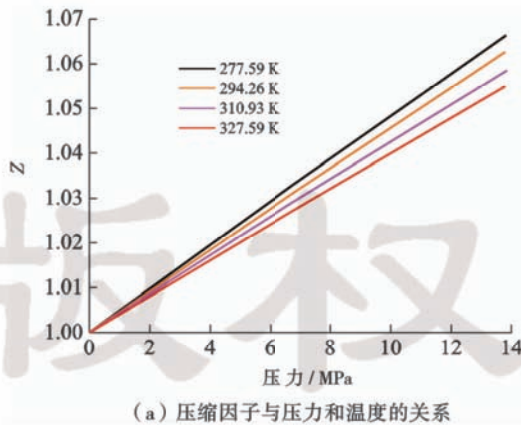
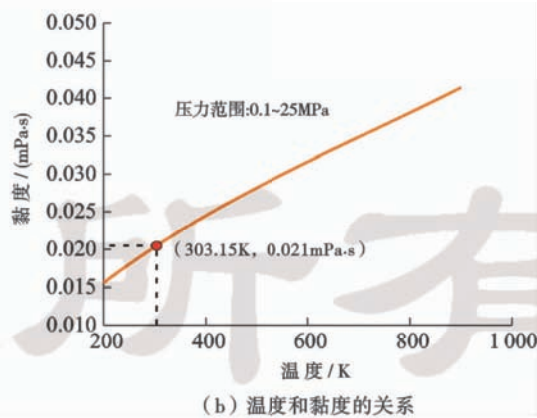


图 6 岩心半径 r_0 与 a_1 的关系

Fig. 6 Relationship between the radius of core and coefficient a_1



(a) 压缩因子与压力和温度的关系



(b) 温度和黏度的关系

图 7 氦气的物理性质

Fig. 7 Physical properties of helium

同样根据其他 5 组实验结果可以得到 2 个页岩样品的渗透率和孔隙度如表 2 所示:

通过对照表 1 的初始压力和表 2 的结果,可以看出随着页岩初始饱和压力的增加,2 块页岩岩心样品的渗透率均有逐渐增大的趋势,同时孔隙度也相应

增加,出现这一现象的原因是该区块页岩对流体压力改变的敏感性大于对围压改变的敏感性^[33]。这也就是说在净围压相同的情况下,随流体压力的增大,由于岩心对流体压力更敏感,渗透率会出现相应的增加。

将第 1 组的实验数据按照式(26)进行拟合,可以得到 $\xi = 38.40 \text{ kPa}$, $\gamma = 0.0085$,平衡压力 $p_{eq} = 6464.7 \text{ kPa}$ 。由于:

$$\phi = \frac{a_1^2 (r_1^2 - r_0^2) \xi}{4(p_{eq} - p_i)} = \frac{189^2 \times (0.018^2 - 0.0127^2) \times 38.40}{4 \times (6464.7 - 5000)} = 0.038 \quad (27)$$

$$\kappa_\phi = \frac{\gamma}{a_1^2} = \frac{0.0085}{189^2} = 2.38 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s} \quad (28)$$

利用式(27)和式(28)可以得到该页岩的孔隙度为 3.8%,而孔隙中氦气的浓度传导值为 $2.38 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ 。

由于氦气的压缩因子和黏度满足图 7 的规律^[29,32]。从图 7(b)中还可以看出,氦气在压力不是太高时(一般在 25 MPa 以内),黏度仅仅为温度的函数。

由于第 1 组实验的温度为 30℃,初始页岩孔隙和 PVT 容器中的平均压力为 5.76 MPa,可以得到氦气此时的黏度 $\mu = 0.021 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,压缩因子 $z = 1.025$,利用真实气体的状态方程可以得到氦气的密度为:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} = \frac{5.76 \times 10^6 \times 0.004}{1.025 \times 8.314 \times (30 + 273.15)} = 8.92 \text{ kg/m}^3 \quad (29)$$

将上面的参数代入式(16)可得此第 1 组实验页岩径向的渗透率为:

$$K = \frac{\kappa_\phi M \mu \phi}{z \rho R T} = \frac{2.38 \times 10^{-7} \times 0.004 \times 0.000021 \times 3.8\%}{1.025 \times 8.92 \times 8.314 \times 303.15} = 3.30 \times 10^{-5} \text{ mD} \quad (30)$$

表2 实验得到的页岩样品的渗透率和孔隙度

Table 2 Permeabilities and porosities obtained in experiments for two core samples

组别	样品 1		样品 2	
	渗透率/mD	孔隙度/%	渗透率/mD	孔隙度/%
1	3.30×10^{-5}	3.80	1.27×10^{-4}	5.23
2	3.38×10^{-5}	3.92	1.38×10^{-4}	5.68
3	3.46×10^{-5}	3.98	1.46×10^{-4}	5.72

5 讨论

利用压力衰减法测量致密岩心渗透率的模型大都是从 Brace 模型发展而来,最常用的方法是 Dicker 和 Smits 给出的模型,其实验装置如图 8 所示^[7]。这种方法需要多个精密的压力表,同时该模型需要提前测得岩心的孔隙度。而且该方法还需要通过控制上、下游的体积比来提高测量精度,所以实验系统的控制比较复杂。为了提高本文方法的准确性,在钻取实验岩心(样品 1 和样品 2)的 2 块页岩岩块的径向平面再分别钻取一块相同尺寸的岩心,利用购买的 Dicker 和 Smits 方法制成的渗透率测量仪对 2 块岩心(样品 3 和样品 4)分别在与其方法相同的压力条件下进行了 3 组实验,测量轴向方向的渗透率。测量实验结果为:样品 3 的轴向渗透率分别为 3.32×10^{-5} mD、 3.39×10^{-5} mD 和 3.46×10^{-5} mD,样品 4 的轴向渗透率分别为 1.27×10^{-4} mD、 1.38×10^{-4} mD 和 1.46×10^{-4} mD。通过对比本实验方法测得的实验岩心渗透率值(表 2)可以发现,其结果是在同一个数量级上,而结果出现不同的主要原因仅在于页岩岩块的非均质性影响,这一对比结果也在一定程度上说明了本文方法的准确性。同时通过采用静态容量法制成的常规孔隙度测量仪对样品 3 和样品 4 进行孔隙度测量,测得样品 3 的孔隙度为 3.84%,而测得样品 4 的孔隙度为 5.54%,其与本方法测得的孔隙度结果对比,误差也在 5% 以内。

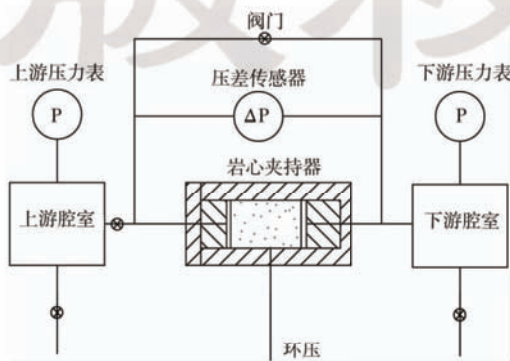


图8 Dicker 和 Smits 实验装置

Fig. 8 Dicker & Smith experimental device

为了让测量结果更加准确和稳定,笔者提出了 4 处需要进行实验误差控制之处:①温度的控制。必须将整个实验系统放入水浴或恒温箱中进行实验,保持温度恒定,因为在环形空间体积较小的情况下,温度的改变对气体压力的改变有较大的影响。②净围压的控制。实验中应该尽量让各组实验的净围压接近,因为岩心具有压敏效应,当围压与平均流体压力(环压与流体压力的平均值)之差接近时,实验所测渗透率才具有对比的意义。③滑脱效应的控制。为了尽量减少滑脱效应对测量结果的影响,环形压力和流压的压差应该小于 2 MPa^[21]。④气密性的控制。实验前要进行密封性检查,因为系统漏气对测量结果有较大影响。

6 结论

(1) 利用 2 块页岩岩心样品进行了 3 组实验,虽然每组实验 PVT 容器中的初始压力都不相同,但最终测得渗透率的误差均在 5% 以内,验证了实验方法具有良好的稳定性。

(2) 用本文方法所测得的渗透率与传统的 Dicker 和 Smits 方法进行对比的结果表明,在实验误差允许范围内两种方法的测试值具有良好的一致性;用本文方法测得的孔隙度与常规孔隙度测量仪测得的结果进行了对比,其测试结果也具有很好的一致性。从而验证了实验方法具有较好的准确性。

(3) 由于实验装置简单,实验操作简洁,实验仅需要测量环形空间的压力,而不需要测量上、下游的压力,因此压力测量装置更少,这样使得实验操作也更简洁。

(4) 实验所用岩心对流体压力的敏感性大于对围压敏感性,因此实验呈现随着初始压力的增加,所测岩心的渗透率相应增加的规律。

参考文献

- [1] 张东晓,杨婷云.页岩气开发综述[J].石油学报,2013,34(4):792-801.
Zhang Dongxiao, Yang Tingyun. An overview of shale-gas production[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(4): 792-801.
- [2] 郭少斌,王义刚.鄂尔多斯盆地石炭系本溪组页岩气成藏条件及勘探潜力[J].石油学报,2013,34(3):445-452.
Guo Shaobin, Wang Yigang. Shale gas accumulation conditions and exploration potential of Carboniferous Benxi Formation in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 445-452.
- [3] Brace W F, Walsh J B, Frangos W T. Permeability of granite under high pressure[J]. Journal of Geophysical Research, 1968, 73(6): 2225-2236.
- [4] Lin W. Compressible fluid flow through rocks of variable permeability[R]. Livermore: University of California, 1977.
- [5] Hsieh P A, Tracy J V, Neuzil C E, et al. A transient laboratory meth-

- od for determining the hydraulic properties of 'tight' rocks; I. Theory[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1981, 18(3): 245-252.
- [6] Bourbie T, Walls J. Pulse decay permeability: analytical solution and experimental test[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1982, 22(5): 719-721.
- [7] Dicker A I, Smits R M. A practical approach for determining permeability from laboratory pressure-pulse decay measurements [R]. SPE 17578, 1988.
- [8] Haskett S E, Narahara G M, Holditch S A. A method for simultaneous determination of permeability and porosity in low-permeability cores[J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(3): 651-658.
- [9] Jones S C. A technique for faster pulse-decay permeability measurements in tight rocks[J]. SPE Formation Evaluation, 1997, 12(1): 19-25.
- [10] Zhang M, Takahashi M, Morin R H, et al. Evaluation and application of the transient-pulse technique for determining the hydraulic properties of low-permeability rocks-Part 1: theoretical evaluation[J]. Geotechnical Testing Journal, 2000, 23(1): 83-90.
- [11] Zhang Ming, Takahashi M, Morin R H, et al. Evaluation and application of the transient-pulse technique for determining the hydraulic properties of low-permeability rocks; Part 2; Experimental application[J]. Geotechnical Testing Journal, 2000, 23(1): 91-99.
- [12] Liang Yan, Price J D, Wark D A, et al. Nonlinear pressure diffusion in a porous medium; approximate solutions with applications to permeability measurements using transient pulse decay method[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2001, 106 (B1): 529-535.
- [13] Li Shuliang, Dong Mingzhe, Dai Liming, et al. Determination of gas permeability of tight reservoir cores without using Klinkenberg correlation[R]. SPE 88472, 2004.
- [14] Comisky J T, Newsham K E, Rushing J A, et al. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimating absolute permeability in tight gas sands[R]. SPE 110050, 2007.
- [15] Fedor F, Hámos G, Jobbik A, et al. Laboratory pressure pulse decay permeability measurement of Boda Claystone, Mecsek Mts., SW Hungary[J]. Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C, 2008, 33: S45-S53.
- [16] Cui X, Bustin A M M, Bustin R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks; different approaches and their applications[J]. Geofluids, 2009, 9(3): 208-223.
- [17] Sarker R, Batzle M, Lu N. Determination of fluid permeability and specific storage in tight rocks from 1-D diffusion induced by constant rate fluid injection[R]. SEG 2009, 2009.
- [18] Civan F, Rai C S, Sondergeld C H. Shale permeability determined by simultaneous analysis of multiple pressure-pulse measurements obtained under different conditions; north American unconventional gas conference and exhibition[R]. SPE 144253, 2011.
- [19] Guo C H, He X, Bai B J, et al. Study on Gas Permeability in Nano Pores of Shale Gas Reservoirs[R]. SPE 167179, 2013.
- [20] Xue H, Ehlig-Economides C. Permeability estimation from fracture calibration test analysis in shale and tight gas[R]. SPE 168689, 2013.
- [21] Dong M Z, Li Z W, Li S L, et al. Permeabilities of tight reservoir cores determined for gaseous and liquid CO₂ and C₂H₆ using minimum backpressure method[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2012, 5: 1-5.
- [22] 郝石生, 黄志龙, 杨家琦. 天然气运聚平衡及其应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 3-55.
- [22] Hao Shisheng, Huang Zhilong, Yang Jiaqi. Dynamic balance of natural gas migration and accumulation and its application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 3-55.
- [23] Zhang Y P, Hyndman C L, Maini B B. Measurement of gas diffusivity in heavy oils[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2000, 25(1/2): 37-47.
- [24] Etminan S R, Pooladi-Darvish M, Maini B B, et al. Modeling the interface resistance in low soluble gaseous solvents-heavy oil systems[J]. Fuel, 2013, 105: 672-687.
- [25] Behzadfar E, Hatzikiriakos S G. Diffusivity of CO₂ in bitumen: pressure-decay measurements coupled with rheometry[J]. Energy Fuels, 2014, 28(2): 1304-1311.
- [26] Etminan S R, Maini B B, Chen Z X. Determination of mass transfer parameters in solvent-based oil recovery techniques using a non-equilibrium boundary condition at the interface[J]. Fuel, 2014, 120: 218-232.
- [27] Kavousi A, Torabi F, Chan C W, et al. Experimental measurement and parametric study of CO₂ solubility and molecular diffusivity in heavy crude oil systems[J]. Fluid Phase Equilibria, 2014, 371: 57-66.
- [28] Crank J. The mathematics of diffusion[M]. Oxford: Clarendon Press, 1975.
- [29] Stroud L, Miller J E, Brandt L W. Compressibility of helium at -10° to 130° F. and pressures to 4000 P. S. I. A[J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 1960, 5(1): 51-52.
- [30] Lee A L, Gonzalez M H, Eakin B E. Viscosity Of methane-n-decane mixtures[J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 1966, 11(3): 281-287.
- [31] Gracki J A, Flynn G P, Ross J. Viscosity of nitrogen, helium, hydrogen, and argon from -100 to 25 C up to 150-250 atmosphere [J]. The Journal of Chemical Physics, 1969, 51(9): 3856-3863.
- [32] McCarty R D. Thermodynamic properties of helium 4 from 2 to 1500 K at pressures to 108 Pa[J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 1973, 2(4): 923-1042.
- [33] Ghabezloo S, Sulem J, Guédon S, et al. Effective stress law for the permeability of a limestone[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2009, 46(2): 297-306.

(收稿日期 2014-11-05 改回日期 2015-02-16 编辑 王培玺)