

高温高压非常规储层渗透率脉冲法测量及分析

李 奇^{1,2,3},高树生³,刘华勋³,叶礼友³,安卫国³,朱文卿³,张 杰^{1,2,3},杨 懿^{1,2,3}

(1.中国科学院大学,北京 100049;2.中国科学院渗流流体力学研究所,河北 廊坊 065007;3.中国石油勘探开发研究院渗流所,河北 廊坊 065007)

摘 要:随着超深层致密砂岩气藏、页岩气藏等非常规气藏的大规模开发,非常规储层渗透率测试难度大、时间长、精度低等问题逐渐凸显。为提高在高温高压条件下测量储层岩石渗透率的准确性,依据高压脉冲渗透率测试原理,假设一维可压缩流体,且高压下岩石具有可压缩性,优化求解过程并推导出高压脉冲渗透率完整且实用的表达形式;考虑储层高温高压地层环境,设计并开展高温高压脉冲渗透率测试实验。提出压差保持程度概念,用以揭示压力脉冲衰减不同时段的变化特征。开展了高压脉冲渗透率与孔隙压力、压差保持程度、标准克氏渗透率以及常规脉冲渗透率的误差分析研究。结果表明:压差保持程度在20%~50%的压差衰减实验数据可准确计算岩样的脉冲渗透率。保持有效应力不变,不同渗透率范围的岩样所受高孔隙压力的影响不同。高压脉冲渗透率与其他渗透率相比,更加接近实际高温高压地层环境下的岩石渗透率。该渗透率测试方法快捷、准确,具有其独特的优势,是深层非常规气藏储层物性测试评价的有效手段。

关键词:非常规气藏;高温高压地层;高压脉冲渗透率测试;脉冲渗透率;压差保持程度

中图分类号:TD322

文献标志码:A

文章编号:0253-9993(2022)S1-0184-12

Analysis of measurement error of permeability pulse method for high temperature and high pressure unconditional reservoirs

LI Qi^{1,2,3},GAO Shusheng³,LIU Huaxun³,YE Liyou³,AN Weiguo³,ZHU Wenqing³,ZHANG Jie^{1,2,3},YANG Yi^{1,2,3}

(1. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China; 2. Department of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China; 3. Department of Porous Flow and Fluid Mechanics, Petro China Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China)

Abstract: With the large-scale development of ultra-deep tight sandstone gas reservoirs, shale gas reservoirs and other unconventional gas reservoirs, the problems of unconventional reservoir permeability testing have been gradually highlighted, such as difficulty, long time and low precision. In order to improve the accuracy of measuring reservoir rock permeability under the conditions of high temperature and high pressure, this paper, based on the principle of high-pressure pulse permeability testing, assumed the reservoir as one-dimensional compressible fluid, and the rock is compressible under high pressure. This paper optimized the control equation solution process, and deduced an improved complete and practical expression of high pressure pulse permeability. Considering a high-temperature and high-pressure formation environment of the reservoir, the pulse permeability test experiment of high temperature

收稿日期:2020-08-30 修回日期:2021-09-14 责任编辑:韩晋平 DOI:10.13225/j.cnki.jccs.2020.1416

基金项目:国家自然科学基金资助项目(U1762216);中国石油天然气股份有限公司科技资助项目(2019B-15)

作者简介:李 奇(1993—),女,黑龙江大庆人,博士研究生。E-mail:liqi17@petrochina.com.cn

通信作者:刘华勋(1985—),男,江西九江人,高级工程师,硕士。E-mail:liuhuaxun@petrochina.com.cn

引用格式:李奇,高树生,刘华勋,等. 高温高压非常规储层渗透率脉冲法测量及分析[J].煤炭学报,2022,47(S1):184-195.

LI Qi, GAO Shusheng, LIU Huaxun, et al. Analysis of measurement error of permeability pulse method for high temperature and high pressure unconditional reservoirs[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(S1): 184-195.



移动阅读

and high pressure was designed and carried out. The concept of pressure difference retention degree was proposed for the first time to reveal the variation characteristics of pressure pulse decay in different periods. The error analysis of high-pressure pulse permeability and pore pressure, pressure difference retention degree, conventional Klinkenberg permeability, and conventional pulse permeability were carried out. The results show that the experimental data of pressure difference decay can be used to accurately calculate the pulse permeability of rock samples with pressure difference retention degree ranging from 20% to 50%. The effective stress remains unchanged, the rock samples with different permeability ranges are affected differently by high pore pressure. Compared with other permeability, the high-pressure pulse permeability is closer to the actual permeability of the rock under the high-temperature pressure formation environment. This permeability testing method is fast and accurate, and has its unique advantages, which is an effective method for testing and evaluating the physical properties of deep unconventional gas reservoirs.

Key words: unconventional gas reservoirs; high-temperature and high-pressure formation; high-pressure pulse permeability testing; pulse permeability; the pressure difference retention degree

目前我国超深层致密砂岩气、页岩气等非常规气藏已进入大规模开发阶段,合理的气田开发方案是天然气增储上产的重要保障^[1-2]。准确获得气藏储层岩石的基本物性参数,尤其是储层岩石的渗透率,是判断气藏能否有效开发的首要问题,同时也对气藏开采评价有着至关重要的基础指导作用^[3-4]。但埋深 6 000~7 000 m 的超深储层,具有特致密、高温高压、极低渗透率等复杂特征,导致难以准确获得此条件下岩石的渗透率。因此,迫切需求一种在高温高压下测量岩石渗透率的有效方法。

非常规储层岩样渗透率的测量方法多样,从稳态法到非稳态法各不相同。实验室常采用标准稳态测试法^[3],但很难实现高温高压条件下储层岩石的渗透率测试,且对渗透率极低的岩样测试难度更大,时间长、误差大^[5-8]。由于稳态测试法存在局限性,随后开发了非稳态脉冲衰减测试技术^[9]。目前,关于非稳态脉冲测试的原理与技术得到了国内外广泛的研究。在非稳态脉冲衰减原理方面, JONES^[9], YAMADA 等^[10]和 LIN 等^[11]先后使用数值解析方式给出了非稳态渗流方程的解,该解既简单又方便实用,但求取该数值解时需要大量的计算机编程时间,因此研究人员改用解析求解方式进行推导^[12-15]。BRACE 等^[16]发现在压力脉冲衰减实验过程中始终存在一个线性的压力梯度,并依据其脉冲特性,忽略花岗岩的孔隙度,建立一维非稳态渗流方程并得到近似解析解。在 BRACE 研究基础上 DICKER 和 SMITS 等^[8]对渗流方程进行完善,并给出了压差随时间变化的通解。同时, HSIEH 等^[17]忽略压缩系数对压力脉冲的影响,重新对非稳态脉冲衰减系列方程进行解析法求解。BOURBIE 等^[18]在一定误差范围内丰富了现实假设和边界条件,最后也给出相应的解析解。

此外,脉冲衰减测试技术是测量不同温压条件下

低渗储层岩心渗透率的常用技术方法。该技术只需测量承压岩芯上游端压力的衰减或下游端压力的增加,可在数天、数小时甚至数分钟或更短的时间内测量岩样的脉冲渗透率,可靠性强,效率高^[19]。在利用脉冲衰减测试技术测量孔隙介质渗透率方面, HASKETT 等^[20]提出利用这种脉冲衰减技术测量岩石的孔隙度和渗透率,并对实验结果进行了数据校正和曲线拟合。LUFFEL 等^[21]将该技术应用于页岩岩样渗透率的测量,证明该技术应用在非常规储层岩石渗透率测量中的可行性。孙军昌等^[22]使用常规脉冲衰减渗透率测试仪对致密砂岩岩样的渗透率进行测量,并与常规稳态实验结果进行误差比对,分析 2 种结果不一致的可能原因。陈浩等^[23]采用脉冲衰减方法通过改变围压和孔压,观察煤岩渗透率随应力的变化,并对应力敏感的产生机理进行分析。刘鹏等^[24]使用脉冲衰减渗透率测量仪研究了 3 种因素对脉冲衰减渗透率的影响及变化规律。杨宇等^[25]运用脉冲衰减法测试页岩岩样的渗透率,并对页岩柱塞样脉冲衰减测试中的气体渗流过程及机理进行全面分析。

以上研究表明,非稳态脉冲衰减测试原理从基本假设、非稳态渗流方程及初边界条件,到求解后的最终结果,展现出压力梯度与岩石物性参数之间的关系。而且非稳态脉冲衰减测试方法在用于储层岩石渗透率的测量时简单、方便、高效,具有可行性。但在目前的研究中,一些研究条件和结果适用范围有限,有些脉冲渗透率值在低压条件下或在不考虑岩石压缩系数、岩石孔隙度情况下测量得到,这样的渗透率测量值无法在工程现场准确应用。因此,为提高超深储层岩石孔隙介质渗透率测量的准确性,笔者根据非稳态渗流脉冲测试技术原理,考虑了加持在岩心两端的高温高压气体会产生压力脉冲变化,设计了岩心上游供给容器、下游供给容器体积相等的耐高温高压脉

冲衰减渗透率测试物理实验,选取岩样作为研究对象并按流程依次开展实验研究。对实验过程中不同时段、不同孔隙压力下的脉冲渗透率等进行误差分析。在一定程度上,定性地分析改进后测量的高压脉冲渗透率与常规克氏渗透率和常规脉冲渗透率之间的差异。高温高压下的脉冲渗透率测试方法,在非常规致密气藏、页岩气及超深层高压气藏等气藏储层渗透率测试中将发挥越来越重要的作用。

1 高温高压脉冲衰减测试原理

在低孔隙压力下测量储层岩石渗透率时,由于存在气体滑脱效应,孔隙介质渗透率会被高估,所以对渗透率进行修正,有的使用 Klinkenberg 修正合适,有的使用双滑移修正更为准确^[26-29]。采用常规测试法一般需要对岩样进行不同孔隙压力下多次渗透率测量,通过 Klinkenberg 方程拟合校正,获得克氏渗透率 K_{∞} 。高压脉冲衰减测试法是基于—维非稳态渗流理论,在岩样两端施加不相等压力,使其内部出现气体在高压端压力值下降、在低压端压力值上升的压力脉冲过程。通过记录—维可压缩流体在瞬时流动状态下通过岩心两端的压力,从两端压力随时间的变化情况(图 1)获得线性的压力梯度,结合岩石及流体的物性参数,对渗流微分方程及初始和边界条件进行求解,最终获得脉冲渗透率计算公式。

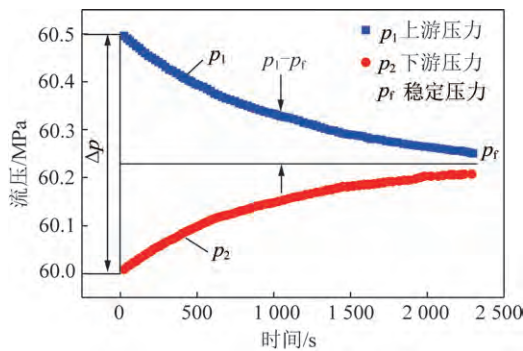


图 1 上下游压力随时间变化曲线示意

Fig.1 curves of upstream and downstream pressure versus time

高压脉冲衰减测试法相比一般的常规稳态测试法优势明显:①可以测试极低渗透率岩样;②简单快捷地收集时间和压差衰减数据,解决了高压气体流量记录难题;③便于开展地层高温压下的测试;④可忽略滑脱效应;⑤精度高;⑥测试速度快,所用时间短(一般不超过 30 min^[16])。

由于气体具有独立的压力系统,真实气体的渗流微分方程是一个非线性的偏微分方程。如果假设变量 $p/(\mu Z)$ 相对于压力的变化为常数,则可直接用压

力表示气体的渗流微分方程。一般来说,这样的假设只有在很高的压力及温度条件下才是有效的,此时高压气体的性质与液体已十分接近,所以高温高压脉冲衰减测试渗透率实验以压力的形式进行原理的分析^[30-31],这与克氏渗透率测试、常规脉冲渗透率测试原理不同。

根据达西定律,考虑在高温高压下,忽略岩心内部的气体滑脱效应^[27,29],并假设流体为微可压缩流体,岩石孔隙度随流体较高的压力发生变化,且脉冲衰减时上、下游高压气体供给容器的体积相同,不考虑重力作用。微元体 dq 在微元长度 dx 增加量为

$$\frac{dq}{dx} = -\frac{kA}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (1)$$

式中, q 为流量, m^3 ; k 为渗透率, $10^{-15} m^2$; A 为岩样横截面积, m^2 ; μ 为流体黏度, $Pa \cdot s$; p 为压力, MPa 。

流体和岩样的可压缩性导致的微元流量的变化,在时间增量 dt 内的变化量:

$$dqdt = \partial\left(\frac{V_p dx}{L}\right)dt + C_g \frac{V_p dx}{L} \frac{\partial p}{\partial t} dt \quad (2)$$

式中, L 为岩样长度, m ; V_p 为长度 L 的岩芯孔隙体积, m^3 ; C_g 为岩样孔隙流体压缩系数, $1/Pa$ 。

式(1),(2)相等,联立并整理化简得

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\mu}{k} \left(\frac{\partial \phi}{\partial t} + C_g \phi \frac{\partial p}{\partial t} \right) \quad (3)$$

式中, ϕ 为岩样孔隙度, $\phi = V_p/(AL)$, %。

式(3)孔隙度的变化只与流体压力的变化有关,因此时间增量 dt 内的变化量 $\partial \phi / \partial t$ 只与 $\partial p / \partial t$ 唯一相关。孔隙度随内压力的增大而变化,表示为

$$d\phi = -\phi C_s dp - d\phi_e \quad (4)$$

式中, C_s 为岩石骨架的压缩系数; $d\phi_e$ 为外界压力的增大而导致的孔隙度增大量。

$$d\phi_e = (C_s - C_{eff}) dp \quad (5)$$

其中, C_{eff} 为岩石在胶皮套中的有效压缩系数。由于流体的压缩系数 C_g 远大于胶皮套中的有效压缩系数 C_{eff} 和岩石压缩系数 C_s ,根据式(4),(5)化简式(3)得到

$$\frac{\partial^2 p(x,t)}{\partial x^2} = \frac{C_g \mu \phi}{k} \frac{\partial p(x,t)}{\partial t} \quad (0 < x < L, t > 0) \quad (6)$$

式中, $p(x,t)$ 为岩样孔隙压力, MPa ; t 为脉冲衰减时间, s 。

式(6)为高压流体在柱塞岩样瞬时流动的一维非稳态渗流数学模型。

初始条件:

$$p(x,0) = 0 \quad (0 < x < L) \quad (7)$$

边界条件:

$$p(0, t) = p_1(t) \quad (t \geq 0) \quad (8)$$

$$p(L, t) = p_2(t) \quad (t \geq 0) \quad (9)$$

$$\frac{dp_1}{dt} = \frac{k}{C_g \mu \phi L} \frac{V_p}{V_1} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} \quad (10)$$

$$\frac{dp_2}{dt} = -\frac{k}{C_g \mu \phi L} \frac{V_p}{V_2} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=L} \quad (11)$$

式中, $p_1(t)$, $p_2(t)$ 分别为上、下游腔室随时间变化的压力函数, MPa; V_1 , V_2 分别为上、下游腔室的容积, m^3 。

式(7)表明, 在实验开始时, 压力在岩样中的分布是均匀的且都为零。式(8)和式(9)表明储层上游端、下游端瞬时压力分别等于上游、下游中间容器的压力。式(10)和式(11)表明整个系统的质量守恒, 即上下游腔室中流体质量的下降速率、上升速率分别等于进入、流出样品的质量流量速率。与 BRACE, HSIEH 等^[16-17] 推导过程不同的是: 该过程为高压气体渗流过程, 考虑了岩石的孔隙度受到高压流体的影响并随之变化。由上述给出的控制微分方程以及初始条件、内外边界条件, 可以用拉普拉斯变换以及逆变换主要解析方法求解。利用条件式(7)~(9)将拉普拉斯变换应用于方程式(6), (10)和式(11)中得

$$\frac{\partial^2 \bar{p}}{\partial x^2} - s \frac{C_g \mu \phi}{k} \bar{p} = 0 \quad (0 < x < L) \quad (12)$$

$$-\frac{\partial \bar{p}}{\partial x} + s \frac{C_g \mu V_1}{k} \bar{p} = 0 \quad \text{在 } x=0 \text{ 处} \quad (13)$$

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial x} + s \frac{C_g \mu V_2}{k} \bar{p} = \frac{k(\Delta p)}{C_g \mu V_2} \quad \text{在 } x=L \text{ 处} \quad (14)$$

式中, \bar{p} 为变换后的变量; s 为变换参数; $\Delta p = p_1(0) - p_2(0)$ 为 $t=0$ 时刻上游与下游压差, MPa。

利用边界条件式(13), (14)解式(12), 将变量压差进行拉普拉斯逆变换为真实空间形式:

$$\frac{p_1(t) - p_2(t)}{\Delta p} = \exp[-t_D(a+b)] \quad (15)$$

式中, t_D 为无量纲时间, $t_D = kt/(C_g \mu \phi L^2)$; a, b 为岩样储集能力与上游腔室、下游腔室体积之比, $a = V_p/V_1$, $b = V_p/V_2$ 。

脉冲衰减测试种岩样压差与脉冲时间的关系式为

$$p_1(t) - p_2(t) = \Delta p e^{-\alpha t} \quad (16)$$

其中, 单指数部分的斜率 α 为

$$\alpha = \frac{k}{C_g \mu \phi L^2} V_p \left(\frac{1}{V_1} + \frac{1}{V_2} \right) \quad (17)$$

此外, 上、下游压差随时间衰减的过程可分为 3

个阶段(图 2), 3 个脉冲衰减阶段分别展现了不同时段下高压流体流经岩样的不同过程。第 1 阶段, 初始时岩样两端压差瞬间下降, 出现数据拐点, 随后衰减曲线逐渐趋于稳定。这是由于高压流体刚流入岩样进口端时上游压力瞬间变小, 导致岩芯两端压差数据出现不稳定的波动; 随着实验进行, 流体沿着岩样逐渐恢复平稳流动状态。第 2 阶段, 压差衰减曲线平缓稳定, 是拟合效果最佳的阶段。该阶段流体稳定地流经岩样, 逐渐向岩样中部渗流。第 3 阶段, 压力变化不平稳, 压差点出现上下阶梯式波动, 衰减接近尾声。由于柱塞岩样长度有限, 高压流体越来越接近下游出口端时, 两端压力发生不稳定扰动, 且压差越小, 阶梯式波动幅度越大。通过在半对数坐标中, 对压差随时间衰减曲线的指数函数拟合, 获得拟合方程的指数即为式(17)中的 α 。所以, 渗透率 k 作为式(17)中唯一不确定的参数, 可以由式(16), (17)得出, 同时代入前提假设条件 $V_1 = V_2 = V_0$ 。

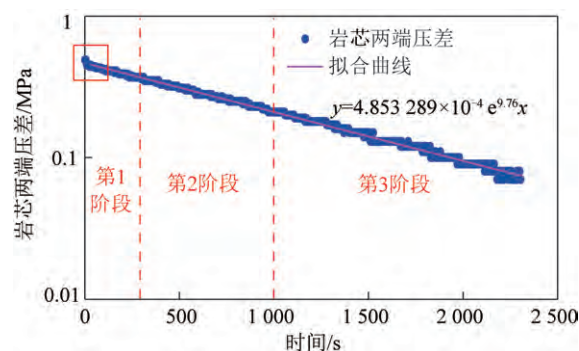


图 2 压差随时间衰减曲线示意

Fig.2 Schematic diagram of differential pressure decay curve with time

整理式(16), (17)可得脉冲渗透率 k 表达式为

$$k = \frac{C_g \mu L V \ln[\Delta p / (p_{1(t)} - p_{2(t)})]}{2A \Delta t} \quad (18)$$

式中, Δt 为测试时长, s。

由式(18)可看出, 压力脉冲衰减特性取决于岩样的渗透率、岩样尺寸以及流体物性。通过实验获得随时间变化的上下游压力数据, 绘制压差衰减的半对数特征曲线并拟合得到曲线斜率, 结合已知岩石尺寸参数和流体物性参数, 可获得岩样的高压脉冲渗透率。此外, 由式(16)可知, Δp 一定要小。这是因为流体黏度和流体压缩系数都随压力而变, 一旦上游压力 $p_1(t)$ 和下游压力 $p_2(t)$ 差值较大, 流体沿着岩样流动的同时, 上述 2 个流体属性 μ 和 C_g 会发生改变, 则式(16)不会成立^[13]。同时有研究结果表明, 渗透率会随有效围压 $\bar{p} = p_\Sigma - p_1$ 发生显著变化(p_Σ 为岩芯上

覆压力),因此要保持岩样的有效围压 \bar{p} 恒定。这要求 Δp 不超过上游孔隙压力 p_1 的5%^[16]。根据测试原理实验所选取的上游腔室的体积 V_1 应等于下游腔室的体积 V_2 ,这既能使衰减达到平衡所需时间变短,也能使复杂的求解简单化,有利于精确解的计算。

2 高温高压脉冲衰减渗透率测试实验

2.1 实验样品与条件

依据高压脉冲渗透率测试原理选取实验样品、设定实验条件。从埋深3 000 m的储层(地层上覆围压达到75 MPa,孔压达到30 MPa,温度80 ℃)中选取5块低渗、致密砂岩样品作为研究对象,实验采用高纯

度氮气(纯度 $\geq 99.99\%$)作为气源,模拟储集层中的天然气。实验中向岩样两端提供高压气体的上游、下游中间容器,选取相同规格:容积为500 mL,最大耐压为40 MPa。储层岩样尺寸、物性及温压参数见表1。根据地层环境温度条件,设定烘箱温度80 ℃保持不变。笔者所模拟的高温高压实验,经测试压力最高可达到100 MPa,但出于对安全及符合地层压力设定的考虑,第1种实验方案设定孔隙压力为30 MPa,围压为75 MPa。此外,为探究不同孔隙压力下的脉冲渗透率的变化情况,增加另2组对比实验方案,孔隙压力分别20、10 MPa,对应围压为65、55 MPa,依次开展5块岩样、3种不同实验方案,共15组渗透率测试实验研究。

表1 岩样常规物性及初始温压参数

Table1 Conventional physical properties of rock samples and initial temperature and pressure

岩芯	长度/ cm	直径/ cm	孔隙度/ %	k_{∞} 克氏 渗透率/ 10^{-15} m^2	温度/℃	孔隙压力/ MPa	围压/ MPa
1	3.908	2.495	6.883	0.058 1	80	30	75
2	4.079	2.49	6.291	0.053 4	80	30	75
3	3.349	2.517	4.326	0.009 0	80	30	75
4	3.726	2.523	4.955	0.013 1	80	30	75
5	4.487	2.493	7.015	0.065 5	80	30	75

2.2 实验装置

鉴于非常规气藏储层具有超高压、极低渗等特征,常规渗透率测试实验装置难以满足测试硬件与结果精度的要求。另外,实验室使用的进口常规脉冲渗透率测试仪,依照设定的固定值9 MPa围压、1 000 psi(约为6.89 MPa)孔隙压力进行孔渗测量,均不能满足地层高温高压的需求。因此,笔者专门设计了瞬时压力脉冲衰减法测量渗透率的实验流程,建立符合要求的实验系统,使得实验孔隙压力范围可达10~

100 MPa,围压最高可达到150 MPa,基本解决实验室内测量高温高压超深层气藏储层岩样渗透率的难题。实验装置主要由岩样模拟系统、流体注入系统和实验数据采集系统3部分组成。岩样模拟系统由岩芯夹持器、围压泵、恒温箱与2个耐高压中间容器共同组成,流体注入系统由ISCO泵与高压气瓶组成,实验数据采集系统由计算机和压力、温度传感器等组成。实验测试装置流程如图3所示。

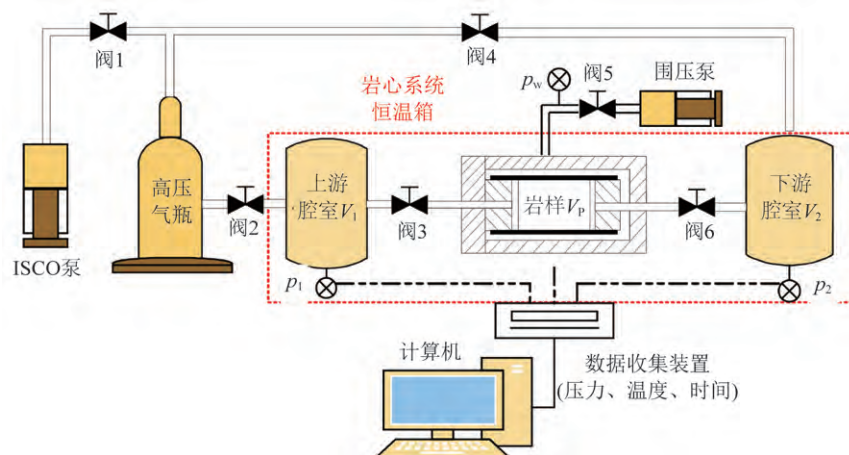


图3 高温高压瞬时脉冲衰减测试装置流程

Fig.3 High temperature and high pressure transient pulse attenuation test device

2.3 实验方案设计及实验步骤

为测试岩样的高压脉冲渗透率,研究不同脉冲时段、不同孔隙压力下的脉冲渗透率等参数的变化规律,针对 5 块岩样设计了 3 种瞬时脉冲衰减渗透率测量的实验方案。方案 1:孔压 30 MPa(围压 75 MPa, $\Delta p = 3$ MPa);方案 2:孔压 20 MPa(围压 65 MPa, $\Delta p = 2$ MPa);方案 3:孔压 10 MPa(围压 55 MPa, $\Delta p = 1$ MPa)。以上 3 种方案,按照实验方案 1、方案 2、方案 3 的顺序依次进行测量,具体步骤如下:

(1)选取岩样放入岩芯夹持器中,按照图 3 的流程连接好实验装置并设置恒温箱温度为 80 °C 恒定;同时借助 ISCO 泵向高压气瓶充入足量的实验气体(≥ 30 MPa)。

(2)初始实验方案 1:缓慢增加岩样围压,同时打开阀 2、阀 3、阀 4、阀 6,使高压气体充入上、下游中间容器及岩样内部。对于岩样加压过程中,始终保持其承受围压大于孔压的加压状态,直到围压稳定在 75 MPa,岩样两端的上、下游压力均暂时稳定在 30 MPa 时,关闭所有阀门。

(3)根据实验原理,应当使岩样两端产生压力脉冲,因此打破步骤(2)上、下游暂时的压力平衡,使其两端出现合适的压差:单独打开阀 2,并利用高压气瓶增加上游容器压力,观察上游压力增加 Δp ,即压力示数值为 $30 + \Delta p$ (实验设定 Δp 为初始下游压力的 1%,不得超过初始下游压力的 5%^[25])后,关闭阀 2,记录此时的上、下游初始压力 $p_1(0)$, $p_2(0)$ 。

(4)调好实验数据采集系统,保证压力记录系统正常运作,同时打开阀 3 和阀 6,进行高温高压脉冲衰减渗透率测量实验。实验初始,岩样上游压力 $p_1(0) = 30 + \Delta p$ 大于下游压力 $p_2(0) = 30$,压差驱使气体经上游通过岩样至下游形成压力脉冲。实验过程中,压力传感器实时记录每 2 s 时上、下游压力的变化过程。当岩样两端压差衰减到初始压差 Δp 的 1/10 时,关闭所有阀门结束实验。

(5)对于首次进行实验的岩样,依次实施不同的实验方案 2,3,分别再重复步骤(2)~(4)实验内容;然后更换剩余 4 块不同渗透率的岩样,再重复第 1 块岩样的实验顺序、方法、流程,最后完成 5 块岩样共 15 组所有的高压脉冲衰减渗透率测量实验。

(6)根据实验记录数据和岩样参数,计算所有岩样高压脉冲渗透率,绘制不同渗透率岩样压力脉冲衰减曲线,进行脉冲渗透率等参数的误差分析研究。

3 实验结果讨论与误差分析

高温高压脉冲衰减渗透率测试实验,描述了高温

高压气体开发全周期内渗透率变化的规律,与油藏“保压”开发不同,气藏是“衰竭”开发过程,所以研究不同时段下、不同孔隙压力下的脉冲渗透率变化,可以增加对气藏开发以及工程应用方面的认识。实验过程中为便于验证不同脉冲时段数据的有效性和可靠性,首次引入新量化参数进行合理判断,能够准确定位到最优的有效实验数据段。在一定程度上,定性分析了高压脉冲渗透率与标准克氏渗透率和常规脉冲渗透率之间在测试条件及工程应用方面的差异,探索高压脉冲衰减渗透率测试方法的可行性、实用性、先进性。

3.1 压差衰减特征曲线

通过高温高压脉冲衰减原理可知,岩样的绝对渗透大小、尺寸大小以及流体的物性特征都影响着岩样两端压力的变化,压差衰减特征曲线会出现不同的下降阶段。绘制 5 块岩样的压差衰减曲线,发现具有相同的衰减趋势规律,为快速锁定最适合用来计算脉冲渗透率的压差衰减时段,以 3 号岩样在 20 MPa 孔隙压力下的实验为例做具体分析。

图 4 呈现 3 号岩样开展实验方案 2 时上下游压力随时间变化的原始数据曲线,在压差 $\Delta p = 0.21$ MPa,上游压力由初始值 19.760 MPa 随时间逐渐下降至结束时压力为 19.654 MPa,下游压力由初始值 19.550 MPa 随时间逐渐上升至结束时压力为 19.644 MPa,实验共进行 4 865 s。另外,绘制压差衰减曲线特征变化如图 5 所示,根据式(16)中脉冲衰减压差与脉冲时间的指数关系,将半对数衰减曲线划分为 3 个不同变化阶段,并分别用指数函数对 3 个阶段数据进行拟合,观察其指数的变化。实验脉冲压差衰减到 1 000 s 为第 1 阶段,从第 1 阶段衰减曲线可以看出(图 5(a)),半对数压差衰减曲线整体下降平缓,内部频繁地出现较为剧烈的波动,影响数据拟合的准确性,此阶段数据不适合用来计算该岩样的脉冲渗透率。另外,该阶段在初始衰减时没有出现压差瞬间下降的拐点,这是因为和常规渗透率岩样相比,3 号岩样具有极低的渗透率,对入口端瞬间加载初始压差的影响起到减缓作用,大部分低渗透率岩样的压差衰减曲线会具有此特征。实验压差衰减从 1 000 s 到 2 000 s 为第 2 阶段,从第 2 阶段衰减曲线可以看出(图 5(b)),曲线下降幅度虽大但具有很好的规律性,与指数拟合曲线存在很好的相关性,拟合效果达到最佳,拟合曲线的指数也渐渐稳定。可见 3 号岩样 20 MPa 下,脉冲时间位于 1 000~2 000 s 的衰减曲线数据最为准确,使用该段拟合指数计算岩样脉冲渗透率更加真实可靠。实验脉冲时间从 2 000 s 到衰减结

束为第3阶段,从第3阶段衰减曲线可以看出(图5(c)),上、下游两端压差变化越来越小,压差衰减曲线与拟合曲线相关性变弱,拟合指数也变小。其原因:一部分是由于压力传感器记录的压力可读取的有效小数位有限,造成示数误差;另一部分是由于实验末期岩样两端压力相当,两端流体在岩心内部的渗流互相影响,出现扰动,造成此段压差衰减曲线尾部出现的不稳定阶梯式变化。因此,在计算渗透率时要避免使用此阶段数据。综上可知,实验表明3号岩样在20 MPa时,位于压差衰减第2阶段1 000~2 000 s的数据,最适合进行指数拟合与脉冲渗透率的计算。同理,其他岩样同样存在这样的阶段,用以计算不同条件下的岩样脉冲渗透率。

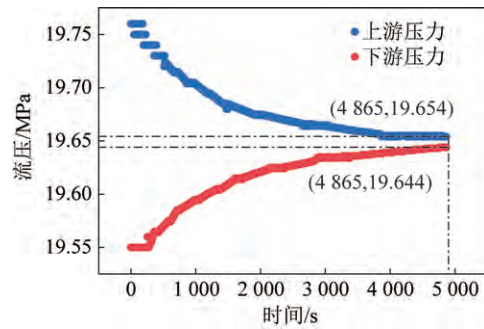


图4 3号岩样在孔压20 MPa下压力变化曲线
Fig.4 Variation curves of 20 MPa pore pressure of No.3 rock sample

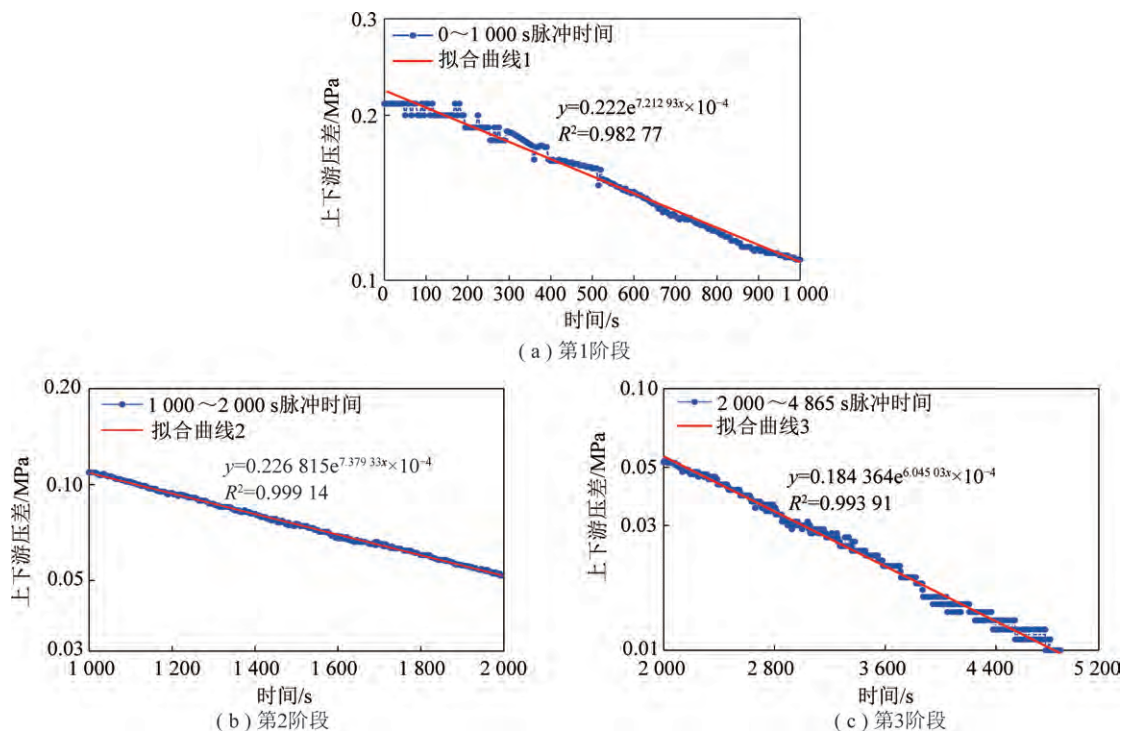


图5 不同脉冲时段下压差衰减曲线

Fig.5 Differential pressure decay curves under different pulse periods

3.2 压差保持程度与脉冲渗透率的关系

对3种脉冲阶段进行统一描述,从而可快速定位实验的有效压力数据段。笔者提出压差保持程度这一概念,并定义压差保持程度 $W_{(t)}$:在不同的脉冲时间点,岩样上下游瞬时压差与初始压差之比。使用压差保持程度这一新参数量化瞬时衰减的压差值,能够方便地对不同岩样的实验压差衰减过程进行统一的表征,再依次对应前文所述3个不同阶段,快速确定最有效实验压力数据范围。

$$W_{(t)} = \frac{p_1(t) - p_2(t)}{\Delta p} \times 100\% \quad (19)$$

式中, $W_{(t)}$ 为压差保持程度,%。

由式(19)可知,初始时刻的压差保持程度为100%,随实验进行压差保持程度逐渐减小。

从3种实验方案,5块岩样中选取7个代表不同时段的压差衰减数据点,利用式(19)计算压差保持程度,绘制压差保持程度随脉冲时间变化曲线(图6)。根据多孔介质单相气体渗流规律及柱塞岩样脉冲衰减原理可知,上、下游压力逐渐接近,脉冲压差变小,压差保持程度随时间下降的趋势由急到缓,且压差保持程度在20%~80%的数据随时间下降幅度较明显,20%以后下降幅度则变得缓慢。这是由于初始

时刻岩样两端压差较大,驱使上游端高压气体在岩样内部快速流动形成压力脉冲,压差衰减相对较快,则压差保持程度下降幅度较大;实验末尾,压力脉冲较弱,压差衰减变慢,则压差保持程度下降幅度逐渐变缓。此外,对比图 6 可知,相同岩样、不同孔隙压力下,压差保持程度下降速率不同,孔隙压力越高,下降到相同压差保持程度所需脉冲时间越短。观察图 6(c)中的 1,5 号岩样,达到相同的压差保持程度所需时间比其他岩样少(图 6(a),(b)亦相同),表明 1,

5 号岩样的物性较好,渗透率相对较高,单相气体在岩样内部渗流阻力相对要小,压差衰减较快;则不同岩样、相同孔隙压力下,物性特征差别较大的岩样达到同一压差保持程度所需要的脉冲时间不同。因此,压差保持程度的变化取决于脉冲时间的变化,同时脉冲时间又与压差衰减曲线变化有关。确定压差保持程度的合适范围,即可准确选择压差曲线有效数据范围,实现脉冲渗透率的准确计算。

笔者计算了岩样在不同压差保持程度下的脉冲

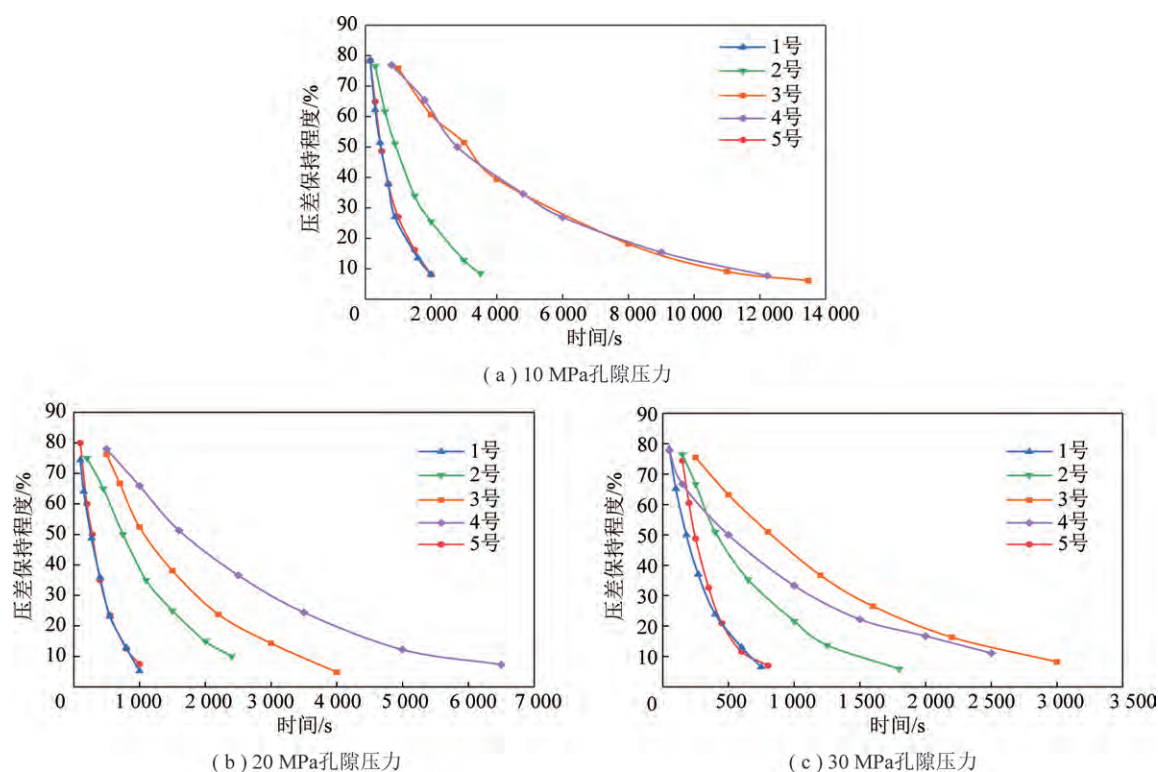


图 6 压差保持程度随脉冲时间变化曲线

Fig.6 Retention degree of differential pressure curves with pulse time

渗透率,并将不同孔隙压力条件下的压差保持程度与脉冲渗透率关系整理为半对数曲线图(图 7)。由图 7 可以看出,10 MPa 孔隙压力下,脉冲渗透率随压差保持程度变化曲线较为平缓,每块岩样脉冲渗透率在不同压差保持程度下不发生明显改变;20 MPa 孔隙压力下,只有 2,3 号岩样在压差保持程度大于 50% 时,脉冲渗透率明显变大,曲线走势向上,2,3 号剩余区间段以及其他 3 块岩样的脉冲渗透率变化曲线无波动,脉冲渗透率仍然没有变化;30 MPa 孔隙压力下,所有岩样脉冲渗透率在压差保持程度位于 20%~50% 内无波动,几乎是同一定值,但在剩余区间变化较明显。分析以上变化规律:实验初始时压差保持程度为 100%。当压差保持程度大于 50% 时,实验进行的时间较短,上、下游高压流体很难达到稳定状态,计算得到的脉冲渗透率不精准,大小有波动;当压差保

持程度小于 20% 时,实验接近尾声,压差减小速率缓慢,示数变化越来越小,反应在压力传感器的读数会因显示的小数位有限而产生示数误差,则渗透率曲线变化幅度较大。同时可以看出,3 号岩样在 20 MPa 孔隙压力条件时,压差保持程度位于 20%~50% 对应的脉冲时段恰好在压差衰减曲线第 2 阶段内(图 6(b))的 3 号岩样对应图 5(b)的 3 号岩样),其他岩样存在同样情况。因此,可以进一步验证压差衰减实验过程中,压差保持程度在 20%~50% 的脉冲衰减实验数据可以用来准确计算脉冲渗透率。综上所述,在一定情况下,高压脉冲衰减渗透率测试实验测量每块岩样时,可以监测并记录其压差保持程度在 20%~50% 的压差数据点,之后可以停止实验。可见,引入压差保持程度这一新量化参数,既可以保证实验计算结果的准确性,又可以节省实验测试时间。

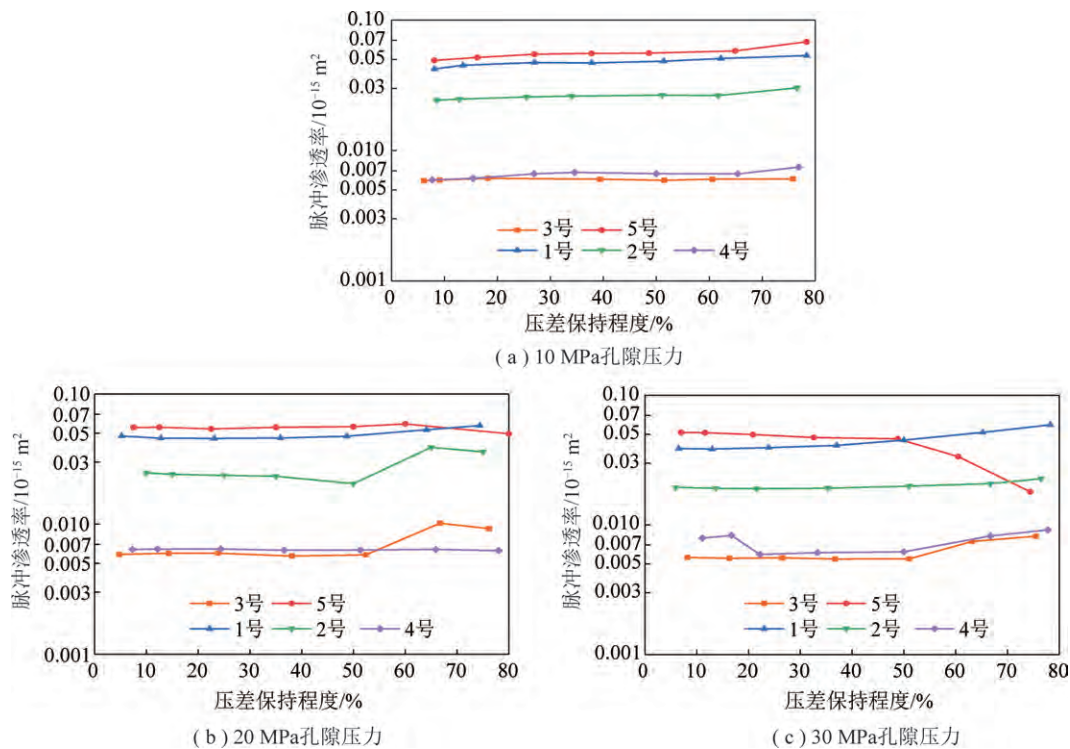


图7 压差保持程度与脉冲渗透率关系

Fig.7 Relationship between the retention degree of differential pressure and pulse decay permeability

3.3 孔隙压力对脉冲渗透率的影响

为对比孔隙压力对脉冲渗透率的影响,选取5块岩样在3种不同孔隙压力下,压差保持程度在20%~30%,30%~40%,40%~50%内的3个压差数据点计算各自的脉冲渗透率,并绘制成孔隙压力与脉冲渗透率的半对数趋势图(图8)。

由图8可以看出,1,2,5号岩样脉冲渗透率分布在 $0.01 \times 10^{-15} \sim 0.1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,3,4号岩样脉冲渗透率分布在 $0.001 \times 10^{-15} \sim 0.01 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 。5块岩样脉冲渗透率最大的为5号岩样,其同一孔隙压力下3个区间的脉冲渗透率值几乎重合在同一点,观察其他岩样也具有类似特征,这进一步验证了压差保持程度在20%~50%实验数据计算得到的脉冲渗透率值准确性高,在误差范围内具有一致性。根据经典的Terzaghi有效应力理论,即有效应力等于上覆围压与孔隙压力的差值。1,2,5号岩样在相同有效应力作用下,随着实验方案的孔隙压力从10 MPa增加到30 MPa,该3块岩样脉冲渗透率拟合曲线略微倾斜下降,即使趋势不明显但仍有变化,30 MPa孔隙压力下计算的脉冲渗透率最小。对于渗透率在 $0.001 \times 10^{-15} \sim 0.01 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 的3,4号岩样,孔隙压力从10到30 MPa,曲线近乎平直,对应的脉冲渗透率无明显变化,说明在承受相同的较高有效应力时,极低渗透岩样所测脉冲渗透率几乎不受孔隙压力的影响。因

此,在相同有效应力作用下,不同渗透率范围的岩样所受孔隙压力的影响不同。

渗透率在 $0.001 \times 10^{-15} \sim 0.01 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 岩样,孔隙度、渗透率等物性相对较差,增大或减小孔隙压力对岩样的高压脉冲渗透率影响较小,可忽略不计;渗透率在 $0.01 \times 10^{-15} \sim 0.1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 的岩样,与 $0.001 \times 10^{-15} \sim 0.01 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 的岩样在物性、微观孔隙结构等方面存在差异,其物性条件相对较好,多种孔隙类型相对发育。当模拟地层环境的较高孔隙压力时,所得高压脉冲渗透率会变小,正是由于在相对较高且符合地层初始压力设定的孔隙压力条件下,这种高压脉冲渗透率更加接近真实地层环境下的岩石储层渗透率。

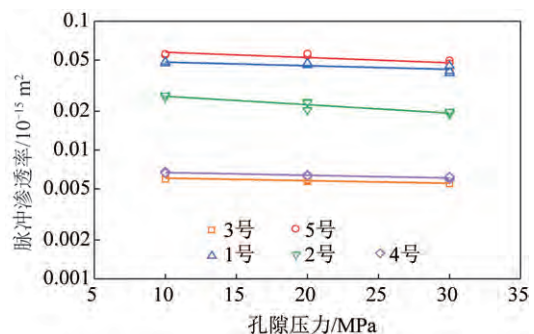


图8 5块岩样在3种孔隙压力下的脉冲渗透率

Fig8 Pulse permeability of 5 rock samples at 3 pore pressures

3.4 高压脉冲渗透率与其他渗透率对比

为探究高压脉冲衰减法、常规脉冲测试仪法以及常规稳态法,这3种方法测得岩样渗透率值在工程生产应用方面的适用性,随后使用后2种测试法分别对上述5块岩样按照行业测试标准进行测量。其中,进口常规脉冲渗透率测试仪测量原理:室内温度下,初始岩样承受9 MPa 围压、1 000 psi(约为6.89 MPa)孔隙压力,待测试仪器内的上、下游腔室达到平衡,手动降低下游腔室压力约为70 kPa 形成初始脉冲衰减压差,开始压力脉冲衰减测试实验,自动记录实验数据并计算得出常规脉冲渗透率值。常规克氏渗透率测

试方法:室内温度下,对岩样施加3 MPa 围压、不超过1 MPa 的孔隙压力,进行3~4组压力和流量的数据点测量,最后根据 Klinkenberg 方程拟合求得克氏渗透率。5块岩样所有渗透率测量结果见表2,同时将5块岩样的所有渗透率绘制在双对数坐标(图9)中并仔细观察。由图表数据及变化规律可知,同一岩样的常规克氏渗透率最大,30 MPa 孔隙压力下高压脉冲衰减渗透率最小,储层岩样在高压下其微观孔隙结构产生明显的压缩变形,包括部分不可恢复的塑性变形,导致有效渗流通道变少,所测高压脉冲衰减渗透率测试值要小于任何相对低压条件下的渗透率值。

表 2 5 块岩样不同渗透率值对比
Table 2 Comparison of 5 rock samples at different permeabilities

岩芯	k_{∞} 克氏渗透率/ 10^{-15} m^2	常规脉冲渗透率/ 10^{-15} m^2	高压脉冲衰减渗透率(压差保持程度 50%)/ 10^{-15} m^2		
			10 MPa 孔隙压力	20 MPa 孔隙压力	30 MPa 孔隙压力
1	0.058 1	0.050 40	0.048 420	0.047 390	0.045 130
2	0.053 4	0.034 30	0.026 610	0.020 480	0.019 930
3	0.009 0	0.006 17	0.005 928	0.005 813	0.005 470
4	0.013 1	0.007 41	0.006 656	0.006 326	0.006 202
5	0.065 5	0.061 20	0.055 860	0.055 170	0.046 160

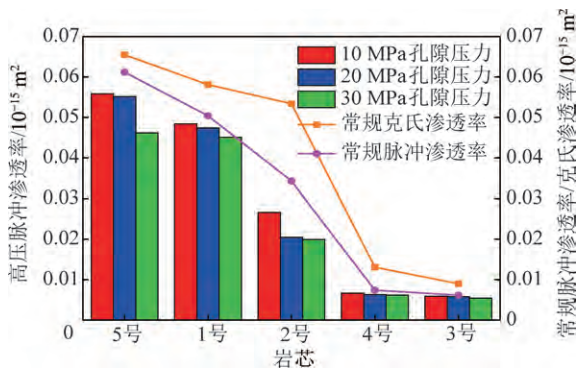


图 9 5 块岩样不同渗透率的对比

Fig.9 Comparison of 5 rock samples at different permeabilities
与高压脉冲渗透率测试方法相比,常规脉冲渗透率测试温度、压力均较低,渗流微分方程中使用压力平方形式计算并解析得出渗透率,所得渗透率值较真实储层渗透率相似性相对较低,以克氏渗透率为基准计算脉冲渗透率相对克氏渗透率的相对误差,其与脉冲渗透率的关系如图 10 所示。相对误差越大表示所测高压脉冲渗透率与克氏渗透率差别越大,位于最上方的红色点划线是 5 块岩样在 30 MPa 孔压下的相对误差坐标点的连线,2 号岩样在 30 MPa 孔压下脉冲渗透率与克氏渗透率相对误差最大为 62.68%,5 号岩样在 10 MPa 孔压下脉冲渗透率与克氏渗透率相对误差最小为 14.72%,观察可知任何岩样孔压 30 MPa 下

相对误差最大,孔压 10 MPa 下相对误差最小,尤其是渗透率 $0.01 \times 10^{-15} \sim 0.1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 的 1,2,5 号岩样误差变化最明显,进一步证明了 $0.01 \sim 0.1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 的岩样,在高孔隙压力作用下导致脉冲渗透率变小的程度更加明显。同时,观察图中数据点整体趋势可知,脉冲渗透率大于 $0.01 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 时,克氏渗透率相对误差随脉冲渗透率的增加而减小,脉冲渗透率小于 $0.01 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 时的相对误差一直保持在较高范围波动,说明高压脉冲渗透率测试方法对于特低渗、超低渗致密岩石储层真实渗透率的校准更明显,具有效率高、优势。

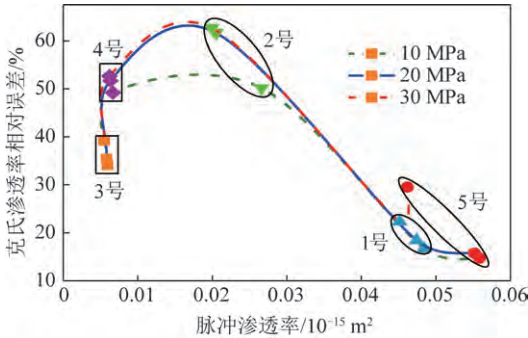


图 10 2 种渗透率相对误差与脉冲渗透率的关系
Fig.10 Relationship between permeability relative error and pulse decay permeability

随着超深气藏的开发,实验室测量岩样渗透率所采用的常规脉冲仪法和常规稳态法测试法,已不能满

足对高温高压超深储层渗透率测量准确性的要求。常规脉冲仪法施加 9 MPa 围压、1 000 psi (约为 6.89 MPa) 孔隙压力, 这样范围的压力未能达到高温高压的测量标准。克氏渗透率通过多次测量的渗透率与压力倒数曲线外延获取, 若测试流压小, 外延到高压, 误差相对较大; 若测试压力较大, 可能存在高速非达西效应, 外延结果不可靠, 甚至出现负值。所以克氏渗透率也不能直接测得高温高压下的特低渗储层孔隙介质的渗透率。且以上 2 种测量岩石绝对渗透率的方法, 理论推导过程中在常温低压范围条件使用压力平方计算气体渗流微分方程, 背离了真实地层环境下的高温高压条件与真实气体渗流过程。

笔者使用的高温高压脉冲渗透率测试方法, 区别于其他高孔压但是低围压, 或者入口高压而出口大气压等条件下的渗透率测试方法^[9, 16, 22]。首先优势: 符合地层高温高压环境设定, 使得样品两端流压可高达 30 MPa, 围压可高达 75 MPa, 避免了滑脱效应和高速非达西流动, 并且进行初始上下游小压差 (Δp) 脉冲衰减得到高温高压脉冲渗透率, 测试压力和压力梯度与超深储层内气体渗流方式接近, 与现有的脉冲实验、常规测试实验对比, 更加体现本实验在高温高压方面的先进性与完善性。其次优势: 这样的高孔压、高围压的压力范围涵盖了国内致密砂岩气、页岩气等主力气藏的储层压力^[32-35], 如鄂尔多斯盆地的苏里格气田, 四川威远地区的页岩气富集有利区, 涪陵页岩气田等, 测试压力范围很好地满足各气藏超深储层对压力的要求。同时通过与上述另 2 种测试方法的误差对比分析可知: 高温高压脉冲衰减渗透率测试实验对特低渗、超低渗致密岩石储层真实渗透率的测量更加准确, 更能反映储层渗透率, 与其他渗透率测试方法相比较都更加适合超深储层岩石渗透率的计算。以非常规油气田工程生产应用的角度对 3 种方法的定性评价分析可见, 高压瞬时脉冲衰减渗透率测试法适用于工程应用, 而且简单、实用、准确, 特别是对于超深层高压、特低渗致密储层渗透率的测试有其独特的优势。

4 结 论

(1) 描述高温高压脉冲渗透率测量方法及原理, 在高温高压条件下假设高压气体的性质与液体十分接近的微可压缩流体, 同时忽略岩心内部的气体滑脱效应与高速非达西流, 直接用压力表示气体的渗流微分方程, 且脉冲衰减时上、下游高压气体供给容器的体积相同, 这也简化了渗流微分控制方程、初边条件的求解过程, 最后得到高压气体在岩样内瞬时流动的脉冲渗透率计算公式, 形式简单且实用。

(2) 根据脉冲渗透率测试原理, 设计上下游等容的高压气体供给设备, 并开展物理实验研究, 实现了在高温高压条件下储层渗透率的快速准确测量。误差分析时, 首次提出压差保持程度的概念, 并在压差衰减过程中得到脉冲渗透率与压差保持程度存在一定关系: 压差保持程度在 20%~50% 的压差衰减数据计算得到的岩样脉冲渗透率最为准确, 保证效率的同时又节约了实验时间。

(3) 从气体渗流原理及实际矿场工程应用角度, 定性对比分析高温高压脉冲渗透率测量的条件及结果与文中其他两种方法的区别, 更能体现实验的在高温高压方面的先进性与完善性。同时高温高压脉冲渗透率测试方法的测试压力, 涵盖了国内致密砂岩气、页岩气等主力气藏的储层压力, 体现了实际工程测试压力的满足需求。总之, 该方法更能反映真实地层岩石渗透率, 更加接近实际地下环境的储层渗透率。它作为超深层高压、特低渗致密储层渗透率的测试方法, 快速、准确、简单易行, 具有其独特的优势。

参考文献 (References):

- [1] 邹才能, 杨智, 张国生, 等. 常规-非常规油气“有序聚集”理论认识及实践意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 14-27.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: Concept and practical significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 14-27.
- [2] 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649.
SUN Longde, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649.
- [3] 中国石油勘探开发研究院石油采收率研究所, 中石化胜利油田有限公司地质研究院. 岩心分析方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
- [4] 陈卫忠, 杨建平, 伍国军, 等. 低渗透介质渗透性试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, 5(2): 236-243.
CHEN Weizhong, YANG Jianping, WU Guojun, et al. Experimental study on permeability in low permeability media [J]. Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 5(2): 236-243.
- [5] 李奇, 高树生, 刘华勋, 等. 岩心渗透率的计算方法与适用范围[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 68-73.
LI QI, GAO Shusheng, LIU Huaxun, et al. Core permeability calculation methods and application scopes [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 68-73.
- [6] PROFICE S, LASSEUX D, JANNOT Y. Permeability, porosity and klinkenberg coefficient determination on crushed porous media [J]. Petrophysics, 2012, 53(6): 430-438.
- [7] CUI X, BUSTIN A, 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.
- [8] DICKER A, SMITS R. A practical approach for determining permeability from laboratory pressure-pulse decay measurements[A]. *International meeting on petroleum engineering*[C]. Tianjin: 1988.
- [9] JONES S. A technique for faster pulse-decay permeability measurements in tightrocks[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1997, 12(1): 19–26.
- [10] YAMADA S E, JONES A H. A review of a pulse technique for permeability measurements [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1980, 20(5): 357–358.
- [11] LIN W. Compressible fluid flow throughrocks of variable permeability[R]. Livermore (USA): California University Lawrence Livermore Lab, 1977.
- [12] TRIMMER D, BONNER B, Heard H. Effect of pressure and stress on water transport in intact and fractured gabbro and granite[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1980, 85 (B12): 7059–7071.
- [13] CHEN T, STAGG P. Semilog analysis of the pulse-decay technique of permeability measurement [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1984, 24(6): 639–642.
- [14] KAMATH J, BOYER R, Nakagawa F. Characterization of core scale heterogeneities using laboratory pressure transients[J]. *SPE formation evaluation*, 1992, 7(3): 219–227.
- [15] AMAEFULE J, WOIFE K, Walls J. Laboratory determination of effective liquid permeability in low-quality reservoir rocks by the pulse decay technique[J]. *SPE California Regional Meeting*, 1986.
- [16] BRACE W F, WALSH J, FRANGOS W. Permeability of granite under high pressure [J]. *Journal of Geophysical research*, 1968, 73(6): 225–226.
- [17] HSIEH P, TRACY J, NEUZIL C. A transient laboratory method for determining the hydraulic properties of ‘tight’ rocks—I. Theory [A]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*[C]. Pergamon: 1981.
- [18] BOURBIE T, WALLS J. Pulse decay permeability: analytical solution and experimental test[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, 22(5): 719–721.
- [19] JONES F O, OWENS W. A laboratory study of low-permeability gas sands [J]. *Journal of petroleum Technology*. 1980, 32(9): 1631–1640.
- [20] 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.
- [21] LUFFEL D, HOPPKINS C, SCHETTLER Jr P. Matrix permeability measurement of gas productive shales [A]. *SPE annual Technical Conference and Exhibition*[C]. Houston: 1993.
- [22] 孙军昌, 杨正明, 郭和坤, 等. 致密储层渗透率测试的稳态与非稳态法对比研究[J]. *岩土力学*, 2013, 34(4): 1009–1016.
- [23] SUN Junchang, YANG Zhengming, GUO Hekun, et al. Comparative study of tight reservoir permeability using steady-state and unsteady-state methods [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2013, 34(4): 1009–1016.
- [24] 陈浩, 秦勇, 李贵中, 等. 基于脉冲衰减法的煤岩渗透率应力敏感性研究[J]. *煤炭科学技术*, 2018, 46(6): 167–172.
- [25] CHEN Hao, QIN Yong, LI Guizhong, et al. Study on stress sensitivity of coal rock permeability based on pulse-decay method [J]. *Coal Science and Technology*, 2018, 46(6): 167–172.
- [26] 刘鹏, 李新, 罗燕颖, 等. 页岩气储层岩心脉冲衰减渗透率测量影响因素分析[J]. *地球物理学进展*, 2018, 33(2): 696–699.
- [27] LIU Peng, LI Xin, LUO Yanying, et al. Analysis of influencing factors on pulse attenuation permeability measurement of shale gas reservoir core[J]. *Progress in Geophysics*, 2018, 33(2): 696–699.
- [28] 杨宇, 周伟, 周文, 等. 页岩柱塞脉冲衰减测试的渗流机理再认识[J]. *天然气工业*, 2019, 39(5): 71–78.
- [29] YANG Yu, ZHOU Wei, ZHOU Wen, et al. Recognitions on the flow mechanism of shale during the plug pulse decay measurement [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(5): 71–78.
- [30] KLINKENBERG L. The permeability of porous media to liquids and gases[A]. *Drilling and production practice* [C]. American Petroleum Institutes, 1941.
- [31] FATHI E, TINNI A, AKKUTLU I Y. Shale gas correction to Klinkenberg slip theory[A]. *SPE Americas Unconventional Resources Conference*[C]. Pittsburgh, 2012.
- [32] RUSHING J, NEWSHAM K, LASSWELL P. Klinkenberg-corrected permeability measurements in tight gas sands; steady-state versus unsteady-state techniques [A]. *SPE annual technical conference and exhibition*[C]. Houston, 2004.
- [33] MATHUR A, SONDERGELD C H, RAI C S. Comparison of steady-state and transient methods for measuring shale permeability [A]. *SPE Low Perm Symposium*[C]. Denver, 2016.
- [34] 孔祥言. 高等渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- [35] 约翰·L, 沃特恩伯格 罗伯特·A. 气藏工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
- [36] 李贤庆, 赵佩, 孙杰, 等. 川南地区下古生界页岩气成藏条件研究[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 864–869.
- [37] LI Xianqing, ZHAO Pei, SUN Jie, et al. Research on the accumulation conditions of Lower Paleozoic shale gas in southern Sichuan [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 864–869.
- [38] 王继平, 张城玮, 李建阳, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏开发认识与稳产建议[J]. *天然气工业*, 2021, 41(2): 100–110.
- [39] WANG Jiping, ZHANG Chengwei, LI Jianyang, et al. Development understanding and production stabilization suggestion of tight sandstone gas reservoir in Sulige gas field [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(2): 100–110.
- [40] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(4): 481–491.
- [41] GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Main controlling geological factors for enrichment and high production in Fuling shale gas field [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(4): 481–491.
- [42] 孟召平, 刘翠丽, 纪懿明. 煤层气/页岩气开发地质条件及其对比分析[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 728–736.
- [43] MENG Zhaoping, LIU Cuili, JI Yiming. Geological conditions and comparative analysis of coalbed methane/shale gas development [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 728–736.