

非稳态法水驱气相对渗透率曲线实验

易敏 郭平 孙良田

(“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学)

易敏等.非稳态法水驱气相对渗透率曲线实验.天然气工业,2007,27(10):92-94.

摘要 水驱气相对渗透率曲线在带边、底状气藏开发动态分析和数据模拟中是一项不可缺少的参数资料,该曲线通常用气藏的真实岩心在实验室中用稳定法测试而获得,比较费时。为此,根据地下水动力学原理推导了利用实验测定数据计算水驱气相对渗透率的公式,并设计了一套回压装置进行非稳态水驱气相对渗透率测定的新方法,用某气藏的真实岩心在该装置上进行水驱气相渗透率曲线的测定,其结果和用稳定法测定的结果比较吻合,证明了所建立的非稳定法测试装置和计算公式是可行的,突破了水驱气相对渗透率曲线只能用稳定法的传统方法,使气水相对渗透率的测定具有快速、准确的特点。

主题词 回压 设备 流体流动 水驱 相对渗透率 实验

一、实验的理论依据

测定岩心水—气两相相对渗透率数据时,在实验过程中不考虑毛细管压力和气体膨胀的影响,驱替过程为一等温过程,水驱在均质岩心中的流动符合达西定律:

$$K_w = \frac{v_w \mu_k}{\partial p / \partial L} \quad (1)$$

$$K_g = \frac{v_g \mu_k}{\partial p / \partial L} \quad (2)$$

式中: K_w 、 K_g 分别为水相和气相渗透率; μ_k 、 μ_k 分别为实验条件下水和气的黏度; v_w 、 v_g 分别为水和气通过岩心的渗流速度; $\frac{\partial p}{\partial L}$ 为距岩心入口端 L 处的压力梯度。

根据物质平衡原理,导出连续性方程:

$$\text{水相} \quad \frac{1}{A\phi} \left(\frac{\partial Q_w}{\partial L} \right) = - \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (3)$$

$$\text{气相} \quad \frac{1}{A\phi} \left(\frac{\partial Q_g}{\partial L} \right) = - \frac{\partial S_g}{\partial t} \quad (4)$$

显然,根据式(3)、(4)得出水气两相的总流量 $Q(t) = Q_w + Q_g$,从方程(1)、(2)得出分流量方程:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_k}{\mu_k} \frac{K_g}{K_w}} \quad (5)$$

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{\mu_k}{\mu_k} \frac{K_w}{K_g}} \quad (6)$$

式中: ϕ 为岩心孔隙度; A 为岩心横截面积; S_w 、 S_g 分别为岩心入口端 L 处在 t 时刻的含水和含气饱和度; $Q(t)$ 为 t 时刻通过岩心的总流量。

因此,水相流量为 $Q_w = f_w Q(t)$,气相流量为 $Q_g = f_g Q(t)$ 。通过连续性方程推导出岩心出口端水相和气相的饱和度:

$$S_{w2} = \bar{S}_w - f_g \bar{u} \quad (7)$$

$$S_g = 1 - S_{w2} \quad (8)$$

式中: $\bar{u}$ 为无因次累积注入量; $\bar{S}_w$ 为 t 时刻的平均含水饱和度。

水驱气相对渗透率和饱和度的计算过程中,被驱替相是气体(非润湿相),驱替相是水(湿相),这一点和气驱水(油)是不相同的。因此,被驱替相在驱替过程中随压力降低不断膨胀,用前缘驱替理论导出的公式必须与气驱油计算公式一样,对气量进行一定的校正,经过校正后的水驱气相对渗透率和饱和度的计算公式为:

$$K_{rw} = \frac{\mu_k L \Delta W}{A K \Delta p \Delta T} \quad (9)$$

$$K_{rg} = \frac{K_{rw} R_i \mu_k}{\mu_k} \quad (10)$$

$$S_{w2} = \frac{G - \Delta S}{V_p} \quad (11)$$

式中: K_{rw} 、 K_{rg} 为水相和气相相对渗透率; K 为岩心的绝对渗透率; L 为岩心长度; ΔT 为时间增量; ΔW 为相应 ΔT 内水的增量; Δp 驱替压差; R_i 为校正后

的水气比; $\bar{G}$ 为气体总量平均值; ΔS 气体总量; V_p 为岩心孔隙体积。

二、实验流程和实验程序

1. 实验流程

本研究的实验流程是在高温高压油水相对渗透率仪上进行流程改进设计实现的,主要是在出口气体计量和回压装置进行了精心设计,水驱气相对渗透率测定流程如图1所示。该装置主要由岩心夹持器、水气供给系统、水气计量系统、环压系统、回压系统、压力信号记录系统组成。其中岩心夹持器和回压系统是装置的核心,这几大系统的作用是:提供高压气源和高压水源,向岩心加回压,对岩心饱和高压气体,对岩心施加围压模拟地层上覆压力,能将驱替压差用数字显示出来,还能将水气分离开精确计量累积水量和累积气量。

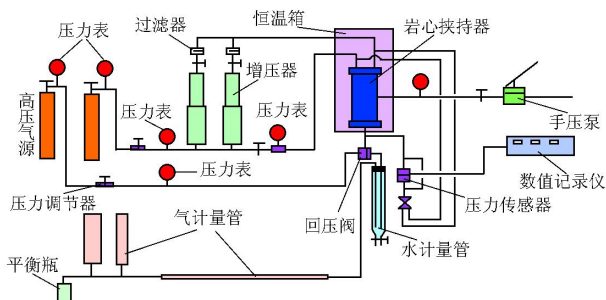


图1 水驱气实验流程示意图

该装置的特点是结构简单,操作方便既可以做地面条件水驱气实验又可以实现地层条件的水驱气实验。出口计量系统读值精度较高,水、气计量的分辨率可达到0.01 mL。回压装置的启动压力低,能准确测量出岩心进、出口压力差。

2. 实验程序

(1) 岩心制备

实验用的岩心取自于某气田的不同层位的岩心8块,按设计要求取心后,首先钻取直径为25 mm的圆柱形样品,然后用甲苯加酒精进行抽提清洗,清洗干净后烘干待用。

(2) 测定岩心绝对渗透率和孔隙体积

在做水驱气相对渗透率实验之前,首先对样品气测绝对渗透率,然后称取干岩心重量,将称取干重的岩心放入真空装置,抽空4 h,然后饱和已抽空的岩心,并继续抽空,观察到无气泡从岩心中溢出时停止抽空。称取饱和后的岩心重量,根据饱和液体的密度求出岩心的孔隙体积和有效孔隙度。

(3) 建立束缚水饱和度

将称过湿重的岩心放入岩心夹持器,用气驱建立束缚水饱和度。在驱替过程中需正反向对岩心进行驱替,使岩心中的束缚水分布均匀。用天平称重来确定束缚水饱和度(可能要称多次才能达到要求的束缚水饱和度),达到设计的束缚水饱和度后,测定束缚水饱和度下的气相渗透率,停止气驱。

(4) 在束缚水和地层压力下孔隙体积的确定

在做水驱气实验之前,必须求出岩心含束缚水和在地层压力条件下的孔隙体积。方法是:将回压和围压升高,然后向岩心注入气体,并达到模拟的地层压力,当压力稳定后,关闭进气阀,然后降低回压放出进入岩心的气体,并用排水取气的方法计量放出的气量。在等温条件下,含束缚水时的岩心孔隙体积为:

$$V_{p1} = \frac{p_2}{p_1} V - V_d \quad (12)$$

式中: V_{p1} 为含束缚水时的岩心孔隙体积; V 为放出的气体量; p_1 为模拟地层压力; p_2 为大气压; V_d 为岩心夹持器系统死体积。

(5) 水驱气实验

在进行水驱气实验之前要选择驱替压差,笔者是在 $\Delta p = \frac{Q_w}{58.8 \sqrt{K/\phi}}$ 理论上,再根据岩心的水测渗透率、气测渗透率以及已做样品的经验,综合考虑而确定的驱替压差。

水驱前,在模拟地层压力下对岩心饱和气,然后将水压升高至设计的压力,缓慢降低回压达到设计的驱替压差,同时打开计时装置,水驱气开始。在驱替过程中准确记录累积气量、累积水量和累积时间。整个驱替过程中保持围压和驱替压差不变,一直驱到岩心中不出气为止。并测定出残余气下的水相渗透率,用称重法确定残余气饱和度,根据记录的数据按上述计算方法求出水相、气相的相对渗透率。

三、实验结果与分析

笔者选用某气田实际岩心进行了非稳态法水驱气相对渗透率曲线测定,图2-a、b、c、d分别给出了不同渗透率岩心的水驱气相对渗透率曲线。

对于水、气,气层砂岩系统来说,水为强润湿相,而气体为非润湿相,故曲线呈吸吮形。从图2-a、b、c、d曲线的形态看,大体相同,只是曲线的特征点的数值不同,这种情况是岩石本身孔隙结构特征所决定。从曲线中看出,绝对渗透率偏低的岩心测出的

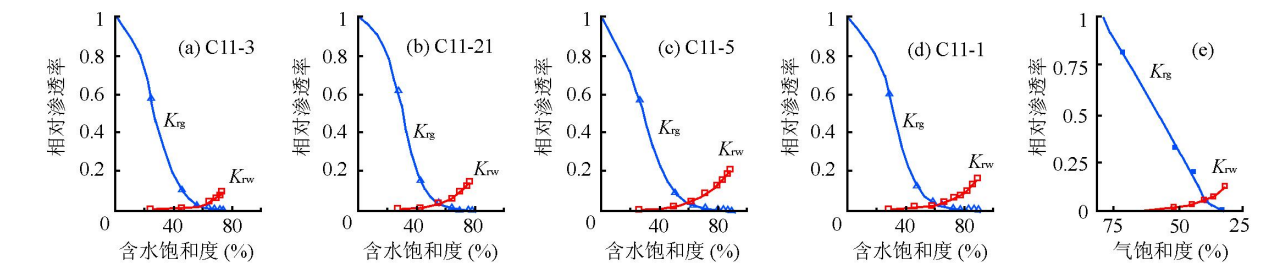


图 2 水驱气相对渗透率曲线图

残余气饱和度偏低,这是由于低渗透岩心孔隙小,毛细管力较大,产生了渗吸现象,这对水驱气带来了有利条件。从这 4 条曲线对比可以看出,尽管绝对渗透率不同,但渗流特征基本相同,当含水饱和度稍微增加时,气相渗透率急剧下降,这是因为水进入岩心后,由于水是强润湿岩心孔隙表面,所以水首先占据小孔道,然后逐渐向大孔道扩展,阻碍了气体流动。当水占据了主要孔道后,水相相对渗透率增加较快,

气相相对渗透率下降的速度要比开始时小得多,这种情况可以解释为此时的气体所占的孔隙体积要比水所占的孔隙体积小。由于水对砂岩气层是强润湿,其毛细管力为主力,使部分气体残留在孔喉和大孔道的中心部位,这部分气体以分散的形式存在,阻碍了水的流动,使得水、气系统中残余气饱和度下的水相相对渗透率不高。

表1给出了本文研究的和 T.M.格芬的相对渗

表 1 水驱气相对渗透率曲线特征值比较表

岩心号	绝对渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}$)	孔隙度 (%)	束缚水 饱和度 (%)	原始含气 饱和度 (%)	残余气 饱和度 (%)	等渗点含 水饱和度 (%)	等渗点相 对渗透率	残余气饱和度时的 水相相对渗透率
T.M.	590	26.5	25.00	75.00	32.00	61	0.06	0.13
C11-3	691	26.4	24.60	75.40	26.31	58	0.04	0.14
C11-21	314	18.7	27.19	72.81	24.81	59	0.04	0.14
C11-5	104	15.9	26.05	73.95	21.62	61	0.05	0.16
C11-1	89	16.9	27.96	72.04	21.94	59	0.04	0.13

透率曲线特征值。图 2-c 给出了 T.M.格芬砂岩水驱气相对渗透率曲线,经过比较,曲线的形态相同,特征点数值接近。由表 1 的数据对比看出,研究所得出的水驱气相对渗透率曲线是可靠的,说明所建立的非稳态法水驱气相对渗透率测试系统是可行的。

四、结束语

研究了非稳态法测定水驱气相对渗透率曲线,并对实际油藏岩心进行了测试。从实验结果看出,残余气饱和度随原始含气饱和度增加而增加。根据水气渗流特点,在采用注水采气过程中,应选择合理的注入速度,以免发生局部突进形成水锁效应。非稳态法测定水驱气相对渗透率曲线与文献[6]的稳态法测定结果基本接近,证明本研究所建立的非稳态法测试装置是可行的,在实验方式上很接近油层实际条件。该装置还可用于油气系统相对渗透率的测定,突破了水驱气只能用稳态法的传统测试方法,该方法测定速度较其他方法更快。

参 考 文 献

[1] 何更生.油层物理[M].北京:石油工业出版社,1994.
[2] 孙良田.油层物理实验[M].北京:石油工业出版社,1992.
[3] 霍纳波 M.油藏相对渗透率[M].北京:石油工业出版社,1989.
[4] 吴建发,郭建春,赵金洲,等.裂缝性地层气水两相渗流机理研究[J].天然气工业,2004,24(11).
[5] 王怒涛,唐刚,任洪伟,等.水驱气藏水侵量及水体参数计算最优化方法[J].天然气工业,2005,25(5).
[6] GEFFEN T M.Efficiency of gas displacement from porous media by liquid flooding[J].AIME,1952,195:29.
[7] CARLON S L.Calculation of imbibition relative permeability for two-and three phase flow from rock properties [J].SPEJ,1968(6):149.
[8] 郭平,杜志敏,张茂林.葡北油田气水交替注烃混相驱开发研究[J].西南石油学院学报,2004,26(4):25-27.

(收稿日期 2007-04-05 编辑 韩晓渝)