



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 115788399 A

(43) 申请公布日 2023. 03. 14

(21) 申请号 202211382197.0

(22) 申请日 2022.11.07

(71) 申请人 西南石油大学

地址 610500 四川省成都市新都区新都大道8号

(72) 发明人 贾虎 周子力 张瑞

(51) Int. Cl.

E21B 47/00 (2012.01)

E21B 49/00 (2006.01)

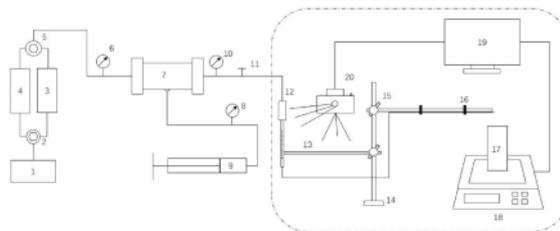
权利要求书1页 说明书7页 附图5页

(54) 发明名称

高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置及方法

(57) 摘要

本发明公开了高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线的测量装置及方法,所述装置特征在于,基于流体静力学原理,将油水分离器、高精度计量管及软管串接成连通器,与固定装置构成高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元,其中,油水分离器置于高精度计量管之上,通过调整软管高度控制连通器内液面高度,从而实现油水自动分离与精确、连续计量;所述方法特征在于,应用高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元测量不同驱替倍数下相渗端点值的变化,从而插值得到高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线,操作简单,且对中间过程的表征更为准确,有望应用到考虑相渗时变的油藏数值模拟研究。



1. 高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置,其特征在于,包括依次连接的ISCO泵(1)、六通阀I(2)、中间容器(3、4)、六通阀II(5)、岩心夹持器(7)及高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元;岩心夹持器(7)的中部通过管线与压力传感器(8)、手摇泵(9)连接;岩心夹持器(7)两端通过管线连接有压力传感器(6、10)。

2. 根据权利要求1所述的高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置,其特征在于,所述高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元,包括连通器(12)与固定装置,其左端设有数码相机(20)与计算机(19),数码相机(20)用于拍照记录,计算机(19)用于储存相片;其右端设有烧杯(17)、天平(18)、与计算机(19),烧杯(17)用于收集连通器内排出液,天平(18)用于对烧杯内液体实时称重,计算机(19)用于对重量数据进行记录。

3. 根据权利要求2所述的高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元,其特征在于,所述连通器(12)由油水分离器(121)、转接口I(122)、高精度计量管(123)、转接口II(124)与软管(125)构成;油水分离器(121)上端为开口,驱替装置出液端由油水分离器(121)上端插入并置于其底部,下端通过转接口I(122)与高精度计量管相连(123),高精度计量管下端通过转接口II(124)与软管(125)相连。

4. 根据权利要求2所述的高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元,其特征在于,所述固定装置由万能夹(13)、铁架台(14)、十字夹(15)、橡皮筋(16)构成,万能夹(13)用于固定高精度计量管(123),铁架台(14)用于支撑连通器(12),十字夹(15)用于控制连通器内液面高度,橡皮筋(16)用于固定软管(125)。

5. 高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量方法,其特征在于,包括以下步骤:

S1、使用非稳态法对岩样进行常规油水相对渗透率曲线测量;

S2、常规油水相对渗透率曲线测量结束后,更换装置为高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置继续驱替,计量不同驱替倍数下(>30PV)的残余油饱和度及水相相对渗透率;

S3、通过测量测得的残余油饱和度及水相相对渗透率数据进行插值,计算得到高倍数水驱岩心不同驱替倍数下的油水相对渗透率曲线。

6. 根据权利要求5所述的高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量方法,其特征在于,所述更换装置为高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线装置继续驱替,包括以下操作:

S21、驱替之前,通过调整十字夹控制软管高度,使连通器液面高度超过驱替装置出液端;

S22、开始驱替,通过烧杯内液体质量判断驱替倍数,在需要计量的节点停止驱替,控制十字夹调整软管高度,使液面下降至高精度计量管的可读数区间内,使用数码相机拍照并上传至计算机,然后再次调整软管高度,使液面返回油水分离器中;

S23、继续驱替,待下一个需要计量的时间节点,重复上述操作。

高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置及方法

技术领域

[0001] 本发明属于油气藏开发技术领域,涉及高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置及方法。

背景技术

[0002] 油水相对渗透率是反应岩石与油、水相互作用的动态参数,也是油藏工程中最为重要的参数。主要有非稳态法及稳态法两种测量方法,非稳态法凭借其快速、准确的特点,占据了相对渗透率曲线测量中的主流地位,其中又以JBN方法最为常用。其一般过程为:在油藏岩样上进行恒压差或恒速度水驱油试验,在岩样出口端记录每种流体的产量和岩样两端的压力差随时间的变化,用“J.B.N.”方法计算得到油-水相对渗透率,并绘制油-水相对渗透率与含水饱和度的关系曲线。

[0003] 经过数十年的注水开发,我国大多数油田已进入高含水后期,明确储层物性尤其是相对渗透率的变化规律,对提高采收率至关重要。但常规的相对渗透率测量装置及方法无法实现高倍数水驱过程中油水的自动分离与精确、连续计量。

[0004] 据2013年实施的标准《岩石中两相流体相对渗透率测定方法》(GB/T 28912-2012),测量过程中油水分离器下端需定时打开阀门放水,无法实现连续计量,不适用于驱替倍数达30PV以上的相对渗透率曲线测量。同时,市面上常用的油水分离器不具备计量功能,需要将油相转移到单独的计量管中,操作复杂且误差较大。另外,部分兼具油水分离与计量功能的装置,其精度难以表征高倍数水驱岩心相渗端点值的微小变化。

[0005] 因此,有必要开发适用于高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置及方法,解决高倍数水驱岩心相渗端点值变化难以表征的问题。

发明内容

[0006] 本发明的目的在于:提供了一种适用于高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置及方法,克服了传统油-水相对渗透率测量过程中无法同时实现油水自动分离与精确、连续计量的难点,解决了高倍数水驱岩心不同驱替倍数下相渗端点值测量精度不高的问题,操作简单,且对中间过程的表征更为准确,有望应用到相渗时变数值模拟研究。

[0007] 本发明采用的技术方案如下:

[0008] 高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置,所述装置包括依次连接的ISCO泵、六通阀I、中间容器、六通阀II、岩心夹持器及高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元;

[0009] 作为上述技术方案的进一步限定,所述岩心夹持器的中部通过管线与压力传感器、手摇泵连接;所述岩心夹持器两端通过管线连接有压力传感器;

[0010] 作为上述技术方案的进一步限定,所述高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元,包括连通器与固定装置,其左端设有数码相机与计算机,数码相机用于拍照记录,计算机自动储存相片;其右端设有烧杯、天平、与计算机,烧杯用于收集连通器内排出液,天平

用于对烧杯内液体实时称重,计算机用于对重量数据进行记录;

[0011] 作为上述技术方案的进一步限定,所述连通器由油水分离器、转接口I、高精度计量管、转接口II与软管构成;油水分离器上端为开口,驱替装置出液端由油水分离器上端插入并置于其底部,下端通过转接口I与高精度计量管相连,高精度计量管下端通过转接口II与软管相连;

[0012] 作为上述技术方案的进一步限定,所述固定装置由万能夹、铁架台、十字夹、橡皮筋构成,万能夹用于固定高精度计量管,铁架台用于支撑连通器,十字夹用于调整连通器内液面高度,橡皮筋用于固定软管;

[0013] 本发明还提供高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量方法,包括以下步骤:

[0014] S1、配制模拟油、模拟地层水,测量粘度、密度,分别记为 μ_o 、 μ_w 、 ρ_o 、 ρ_w ,并分别对其进行过滤、抽真空处理后装入中间容器;测量岩心长度、直径和质量,分别记为L、D、 m_0 ;将岩心抽真空,并使用模拟地层水对岩心进行饱和处理,饱和后称重,质量记为 m_1 ,计算横截面积A、孔隙体积 V_p 、孔隙度 φ ;

[0015] S3、将饱和后的岩心装入岩心夹持器中,连接驱替流程,利用模拟地层油驱替饱和模拟地层水的岩心至束缚水状态,用模拟地层油驱替岩心,待出口不再产水且产油速度达到稳定,记录此时出口的累计产水体积 V_{wc} ,驱替速度Q,驱替压差 Δp_c ,最后得出束缚水状态下的饱和度 S_{wc} 及油相渗透率 k_o ;

[0016] S4、将岩心置于岩心夹持器中老化不少于2天;使用非稳态法进行相渗测定:用模拟地层水驱替岩心,驱替速度Q。记录见水时间T、见水时刻的累产油量 V_o 、累产液量 Q_o 以及岩心两端的驱替压差 Δp_o ;见水初期,加密记录,随着出油量的不断下降,逐渐加长记录的时间间隔,含水率达99.9%后,测定残余油下的水相渗透率;

[0017] S5、使用高精度计量管,持续计量不同驱替倍数下的累产油量 $V(t)$ 、累产液量 $Q(t)$ 以及岩心两端的驱替压差 $\Delta p(t)$;

[0018] S6、利用不同驱替倍数下的残余油饱和度及水相相对渗透率进行插值,得到对应驱替倍数下的相对渗透率曲线。

[0019] 作为上述技术方案的进一步限定,步骤S2中岩心横截面积、岩心体积、孔隙体积、孔隙度计算公式如下:

$$[0020] \quad A = \pi \left(\frac{D}{2} \right)^2$$

$$[0021] \quad V_b = LA$$

$$[0022] \quad V_p = \frac{m_1 - m_0}{\rho_w}$$

$$[0023] \quad \varphi = \frac{V_p}{V_b}$$

[0024] 其中,D为测得的岩心直径,cm;L为测得的岩心长度,cm; m_0 为测得的岩心干重,g; m_1 为测得的岩心饱和模拟地层水时的湿重,g; ρ_w 为模拟地层水的密度,g/cm³。

[0025] 作为上述技术方案的进一步限定,步骤S3中,束缚水饱和度及束缚水饱和度下的渗透率计算公式如下:

$$[0026] \quad k_o = \frac{Q\mu_o l}{A \times \Delta p_c} \times 100$$

$$[0027] \quad S_{wc} = \frac{V_p - V_{wc}}{V_p} \times 100\%$$

[0028] 式中： $K_o(S_{wi})$ 为束缚水状态下油相渗透率，mD； Q 为油的流量，mL/s； μ_o 为测定温度下油粘度，mPa·s； L 为岩心长度，cm； A 为岩心截面积，cm²； Δp_c 为岩心驱替压差，MPa。

[0029] 作为上述技术方案的进一步限定，步骤S4中，驱替速度通过下式进行确定：

$$[0030] \quad L\mu_o v_w \geq 1$$

[0031] 作为上述技术方案的进一步限定，步骤S4中，油、水相对渗透率通过下式进行计算：

$$[0032] \quad f_o(S_w) = \frac{d\bar{V}_o(t)}{d\bar{V}(t)}$$

$$[0033] \quad K_{ro}(S_w) = f_o(S_{we}) \cdot \left[d\left(\frac{1}{\bar{V}(t)}\right) / d\left(\frac{1}{\bar{V}(t) \cdot I}\right) \right]$$

$$[0034] \quad K_{rw}(S_w) = K_{ro}(S_w) \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{1 - f_o(S_w)}{f_o(S_w)}$$

$$[0035] \quad S_{we} = S_{wi} + \bar{V}_o(t) - f_o(S_w) \cdot \bar{V}(t)$$

$$[0036] \quad I = \frac{Q(t)}{Q_o} \cdot \frac{\Delta p_o}{\Delta p(t)}$$

[0037] 式中： $K_{ro}(S_w)$ 为采出液饱和度下的油相相对渗透率，无量纲； $K_{rw}(S_w)$ 为采出液饱和度下的水相相对渗透率，无量纲； $\bar{V}(t)$ 为累计驱替孔隙体积倍数，无量纲； $\bar{V}_o(t)$ 为累计采出孔隙体积倍数，无量纲； $f_o(S_w)$ 为采出液含油率（产油量与总产液量的比值），无量纲； S_{we} 、 S_{wi} 分别为采出液含水饱和度、岩心束缚水饱和度，无量纲； I 为任意时刻与初始时刻流动能力比值； $Q(t)$ 为 t 时刻采出液量，cm³/s； Q_o 为初始时刻（见水时刻）采出液量，cm³/s； $\Delta p(t)$ 为 t 时刻岩心两端压差，MPa； Δp_o 为初始时刻（见水时刻）岩心两端压差，MPa。

[0038] 作为上述技术方案的进一步限定，油、水相对渗透率通过下式进行归一化：

$$[0039] \quad k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{k_{rw}(s_{or})}$$

$$[0040] \quad k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{k_{ro}(s_{wi})}$$

$$[0041] \quad s_w^* = (s_w - s_{wi}) / (1 - s_{wi} - s_{or})$$

[0042] 其中：

$$[0043] \quad k_{rw}^* = (s_w^*)^a$$

$$[0044] \quad k_{ro}^* = (1 - s_w^*)^b$$

[0045] 式中， s_w^* 为标准化水相饱和度值，无量纲； k_{ro}^* 为标准化油相相对渗透率，无量纲； k_{rw}^* 为标准化水相相对渗透率，无量纲； a 、 b 为拟合参数，无量纲。

[0046] 与现有技术相比该发明的有益效果如下：

[0047] 高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置及方法，基于流体静力学原理设计了高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元，并应用该装置测量不同驱替倍数下相渗端点值变化，从而插值得到高倍数水驱岩心不同驱替倍数下的油水相对渗透率曲线。

[0048] 所述装置与常规相对渗透率测量装置相比，增设了数码相机、计算机、连通器，具有操作简单、记录方便、连续计量的特点；与市面上常用的油水分离器相比，兼具油水自动分离与精确计量的功能；与部分兼具油水分离与计量功能的装置相比，精度更高，达0.01mL。

[0049] 所述方法与常规测多条相对渗透率曲线的方法相比，只用测一条相对渗透率曲线，连续测量水驱岩心不同驱替倍数下相渗端点值变化，插值得到不同驱替倍数下的相对渗透率曲线，操作简单，省时省力，且对中间过程的表征更为准确。

[0050] 所述装置及方法克服了传统油水相对渗透率测量过程中无法同时实现油水自动分离与精确、连续计量的难点，解决了高倍数水驱岩心不同驱替倍数下相渗端点值测量精度不高的问题，且操作简单、对中间过程的表征更为准确，有望应用到相渗时变数值模拟研究。

附图说明

[0051] 为了更清楚地说明本发明实施例的技术方案，下面将对实施例中所需要使用的附图作简单地介绍，应当理解，以下附图仅示出了本发明的某些实施例，因此不应被看作是对范围的限定，对于本领域普通技术人员来讲，在不付出创造性劳动的前提下，还可以根据这些附图获得其他相关的附图，其中：

[0052] 图1是高倍数水驱岩心油水相对渗透率测量装置示意图；

[0053] 图2是高倍数水驱油水分离高精度连续式计量装置的结构示意图；

[0054] 图3是本发明实施例一的油相体积随时间变化曲线图；

[0055] 图4是本发明实施例一的水相体积随时间变化曲线图；

[0056] 图5是本发明实施例一的标准化的油水相对渗透率曲线图；

[0057] 图6是本发明实施例一的不同驱替倍数下的油水相对渗透率曲线图。

具体实施方式

[0058] 为了使本发明的目的、技术方案及优点更加清楚明白，以下结合附图及实施例，对本发明进行进一步详细说明。应当理解，此处所描述的具体实施例仅用以解释本发明，并不用于限定本发明，即所描述的实施例只是本发明的一部分实施例，而不是全部的实施例。通常在此处描述和附图中示出的本发明实施例的组件可以以各种不同的配置来布置和设计。

[0059] 因此，以下对在附图中提供的本发明的实施例的详细描述并非旨在限制要求保护的本发明的范围，而是仅仅表示本发明的选定实施例。基于本发明的实施例，本领域技术人员在没有做出创造性劳动的前提下所获得的所有其他实施例，都属于本发明保护的范围。

[0060] 需要说明的是，术语“第一”和“第二”等之类的关系术语仅仅用来将一个实体或者操作与另一个实体或操作区分开来，而不一定要求或者暗示这些实体或操作之间存在任何这种实际的关系或者顺序。而且，术语“包括”、“包含”或者其任何其他变体意在涵盖非排他

性的包含,从而使得包括一系列要素的过程、方法、物品或者设备不仅包括那些要素,而且还包括没有明确列出的其他要素,或者是还包括为这种过程、方法、物品或者设备所固有的要素。在没有更多限制的情况下,由语句“包括一个……”限定的要素,并不排除在包括所述要素的过程、方法、物品或者设备中还存在另外的相同要素。

[0061] 以下具体实施方式中,高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量装置,其特征在于,如图1、2所示,包括依次连接的ISCO泵(1)、六通阀I(2)、中间容器(3、4)、六通阀II(5)、岩心夹持器(7)及高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元;岩心夹持器(7)的中部通过管线与压力传感器(8)、手摇泵(9)连接;岩心夹持器(7)两端通过管线连接有压力传感器(6、10);

[0062] 进一步的,所述高倍数水驱油水分离高精度连续式计量单元,包括连通器(12)与固定装置,其左端设有数码相机(20)与计算机(19),数码相机用于拍照记录,计算机(20)会自动储存相片;其右端设有烧杯(17)、天平(18)、与计算机(19),烧杯(17)用于收集连通器内排出液,天平(18)用于对烧杯内液体实时称重,计算机(19)用于对重量数据进行记录;

[0063] 更进一步的,所述连通器(12)由油水分离器(121)、转接口I(122)、高精度计量管(123)、转接口II(124)与软管(125)构成;油水分离器(121)上端为开口,驱替装置出液端由油水分离器(121)上端插入并置于其底部,下端通过转接口I(122)与高精度计量管相连(123),高精度计量管下端通过转接口II(124)与软管(125)相连;

[0064] 更进一步的,所述固定装置由万能夹(13)、铁架台(14)、十字夹(15)、橡皮筋(16)构成,万能夹(13)用于固定高精度计量管(123),铁架台(14)用于支撑连通器(12),十字夹(15)用于调整连通器内液面高度,橡皮筋(16)用于固定软管(125);

[0065] 实施例1

[0066] 高倍数水驱岩心油水相对渗透率曲线测量方法,包括以下步骤:

[0067] S1、配制模拟油、模拟地层水,使用旋转粘度计测量二者粘度分别 $1\text{mpa}\cdot\text{s}$ 、 $9.31\text{mpa}\cdot\text{s}$,使用比重瓶测量密度分别为 $0.826\text{g}/\text{cm}^3$ 、 $1.007\text{g}/\text{cm}^3$,并分别对其进行过滤、抽真空处理后装入中间容器;测量岩心长度、直径和质量,分别为 5.001cm 、 2.515cm 、 52.1913g ;将岩心抽真空,并使用模拟地层水对岩心进行饱和处理,饱和后称重,质量为 56.2218g ,按照下式计算可得横截面积为 4.98cm^2 、岩心体积 24.84cm^3 、孔隙体积 4.51cm^3 、孔隙度 0.181 ;

$$[0068] \quad A = \pi\left(\frac{D}{2}\right)^2$$

$$[0069] \quad V_b = LA$$

$$[0070] \quad V_p = \frac{m_1 - m_0}{\rho_w}$$

$$[0071] \quad \varphi = \frac{V_p}{V_b}$$

[0072] 其中,D为测得的岩心直径,cm;L为测得的岩心长度,cm; m_0 为测得的岩心干重,g; m_1 为测得的岩心饱和和模拟地层水时的湿重,g; ρ_w 为模拟地层水的密度, g/cm^3 。

[0073] S2、将饱和后的岩心装入岩心夹持器中,连接驱替流程,利用模拟地层油驱替饱和和模拟地层水的岩心至束缚水状态,用模拟地层油驱替岩心,待出口不再产水且产油速度达

到稳定,记录此时出口的累计产水体积2.85mL,驱替速度1mL/min,驱替压差0.043MPa,最后得出束缚水状态下的饱和度0.3648及油相渗透率239mD;

[0074] 束缚水饱和度及束缚水饱和度下的渗透率计算公式如下:

$$[0075] \quad k_o = \frac{Q\mu_o l}{A \times \Delta p_c} \times 100$$

$$[0076] \quad S_{wc} = \frac{V_p - V_{wc}}{V_p} \times 100\%$$

[0077] 式中: $K_o(S_{wi})$ 为束缚水状态下油相渗透率,mD; Q 为油的流量,mL/s; μ_o 为测定温度下油粘度,mPa·s; l 为岩心长度,cm; A 为岩心截面积,cm²; Δp_c 为岩心驱替压差,MPa。

[0078] S3:将岩心置于岩心夹持器中老化不少于2天;使用非稳态法进行相渗测定:用模拟地层水驱替岩心,驱替速度1mL/min。记录见水时间54s、见水时刻的累产油量0.9mL、累产液量0.9mL以及岩心两端的驱替压差0.082MPa;见水初期,加密记录,随着出油量的不断下降,逐渐加长记录的时间间隔,含水率达99.9%后,测定残余油下的水相渗透率;

[0079] 测量记录数据按照下式进行处理得到油水相对渗透率曲线:

$$[0080] \quad f_o(S_w) = \frac{d\bar{V}_o(t)}{d\bar{V}(t)}$$

$$[0081] \quad K_{ro}(S_w) = f_o(S_{we}) \cdot \left[d\left(\frac{1}{\bar{V}(t)}\right) / d\left(\frac{1}{\bar{V}(t) \cdot I}\right) \right]$$

$$[0082] \quad K_{rw}(S_w) = K_{ro}(S_w) \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{1 - f_o(S_w)}{f_o(S_w)}$$

$$[0083] \quad S_{we} = S_{wi} + \bar{V}_o(t) - f_o(S_w) \cdot \bar{V}(t)$$

$$[0084] \quad I = \frac{Q(t)}{Q_o} \cdot \frac{\Delta p_o}{\Delta p(t)}$$

[0085] 式中: $K_{ro}(S_w)$ 为采出液饱和度下的油相相对渗透率,无量纲; $K_{rw}(S_w)$ 为采出液饱和度下的水相相对渗透率,无量纲; $\bar{V}(t)$ 为累计驱替孔隙体积倍数,无量纲; $\bar{V}_o(t)$ 为累计采出孔隙体积倍数,无量纲; $f_o(S_w)$ 为采出液含油率(产油量与总产液量的比值),无量纲; S_{we} , S_{wi} 分别为采出液含水饱和度、岩心束缚水饱和度,无量纲; I 为任意时刻与初始时刻流动能力比值; $Q(t)$ 为t时刻采出液量,cm³/s; Q_o 为初始时刻(见水时刻)采出液量,cm³/s; $\Delta p(t)$ 为t时刻岩心两端压差,MPa; Δp_o 为初始时刻(见水时刻)岩心两端压差,MPa。

[0086] 通过下式对油-水相对渗透率数据进行归一化:

$$[0087] \quad k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{k_{rw}(s_{or})}$$

$$[0088] \quad k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{k_{ro}(s_{wi})}$$

$$[0089] \quad s_w^* = (s_w - s_{wi}) / (1 - s_{wi} - s_{or})$$

[0090] 其中:

$$[0091] \quad k_{rw}^* = (S_w^*)^a$$

$$[0092] \quad k_{ro}^* = (1 - S_w^*)^b$$

[0093] 为便于拟合,对上式两边取自然对数,可以得到:

$$[0094] \quad \ln k_{rw}^* = a \ln s_w^*$$

$$[0095] \quad \ln k_{ro}^* = b \ln(1 - s_w^*)$$

[0096] 通过线性回归得到a、b值分别为0.7642、1.2286,然后给定不同的标准化水相饱和度值 s_w^* ,由上式计算相应的标准化油相相对渗透率 k_{ro}^* 、水相对渗透率 k_{rw}^* 。再带回得到如图5所示标准化油-水相对渗透率数据:

$$[0097] \quad k_{rw} = k_{rw}^* \cdot k_{rw}(s_{or})$$

$$[0098] \quad k_{ro} = k_{ro}^* \cdot k_{ro}(s_{wi})$$

$$[0099] \quad s_w = s_w^*(1 - s_{wi} - s_{or}) + s_{wi}$$

[0100] S4:使用分度值为0.01mL的高精度计量管,持续计量30PV、100PV、300PV、500PV、700PV、1000PV时刻的累产油量V(t)、累产液量Q(t)以及岩心两端的驱替压差 $\Delta p(t)$,如图3、4所示;

[0101] S5:利用高倍数水驱过程的数据点,进行相渗端点插值,如图6所示,得到水驱岩心不同驱替倍数下的相对渗透率曲线。

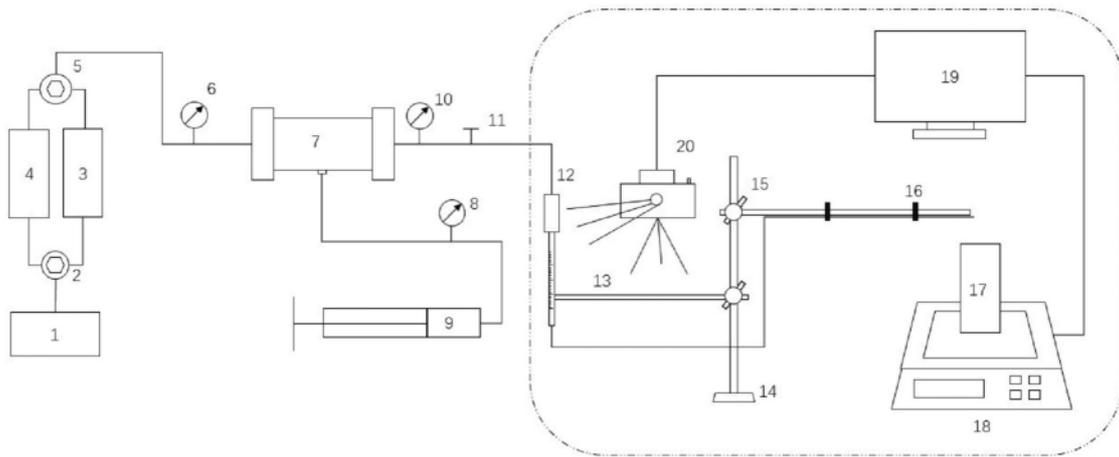


图1

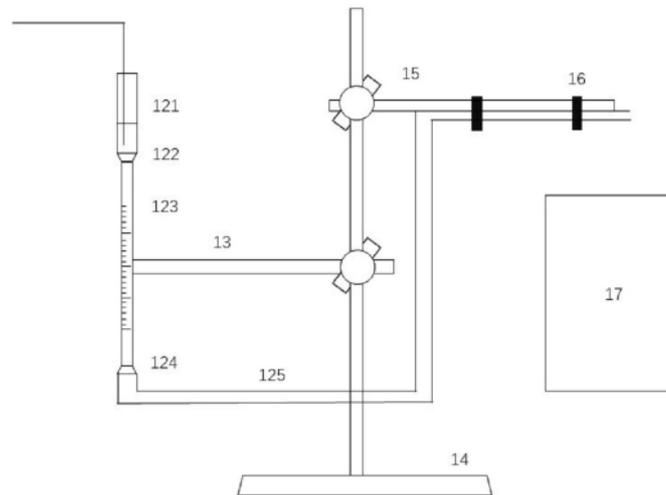


图2

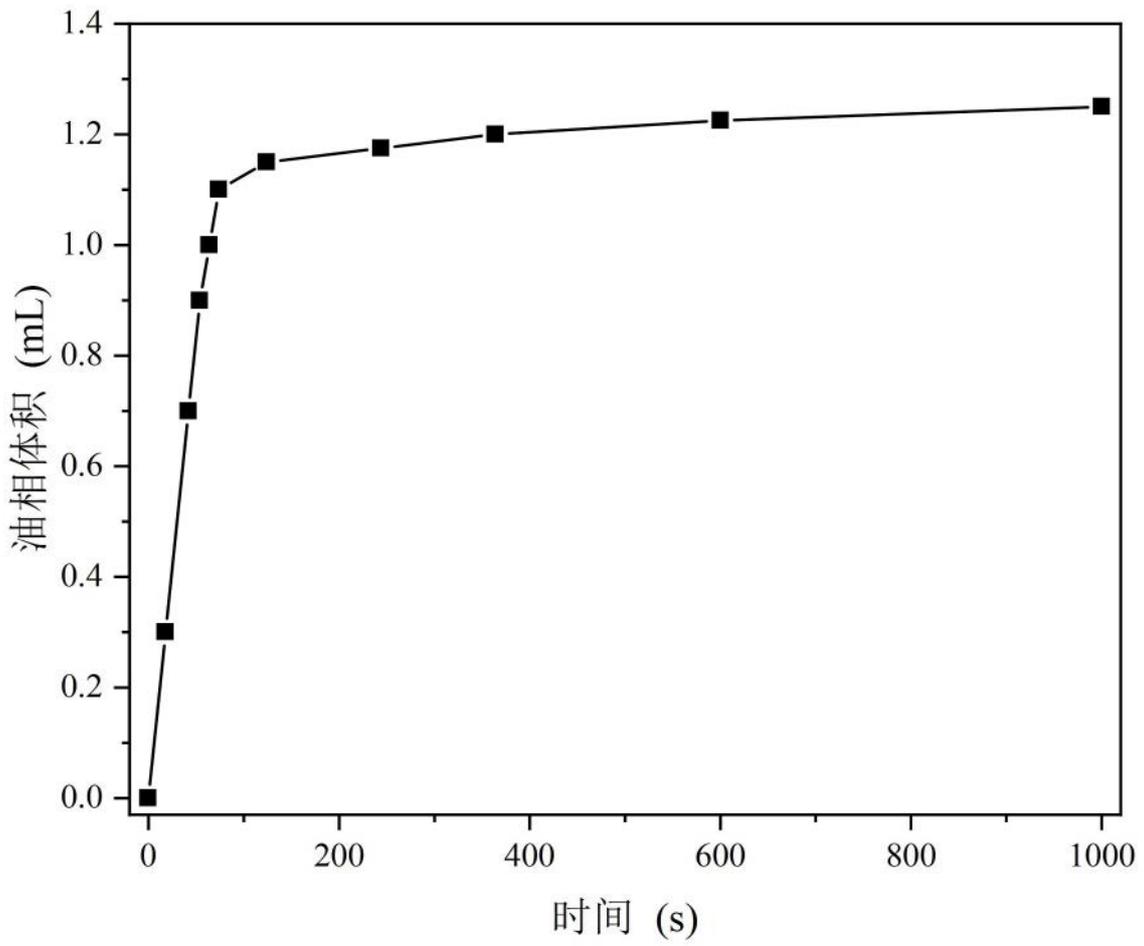


图3

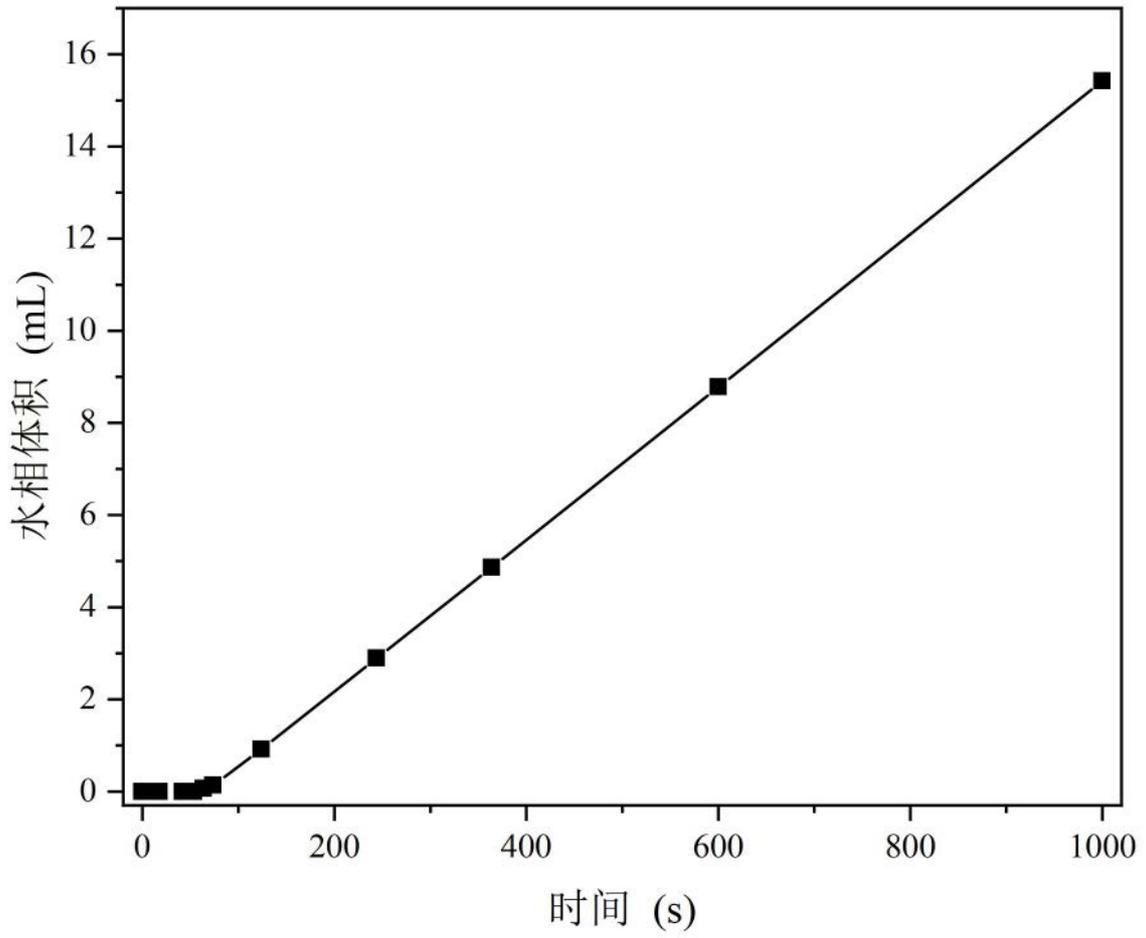


图4

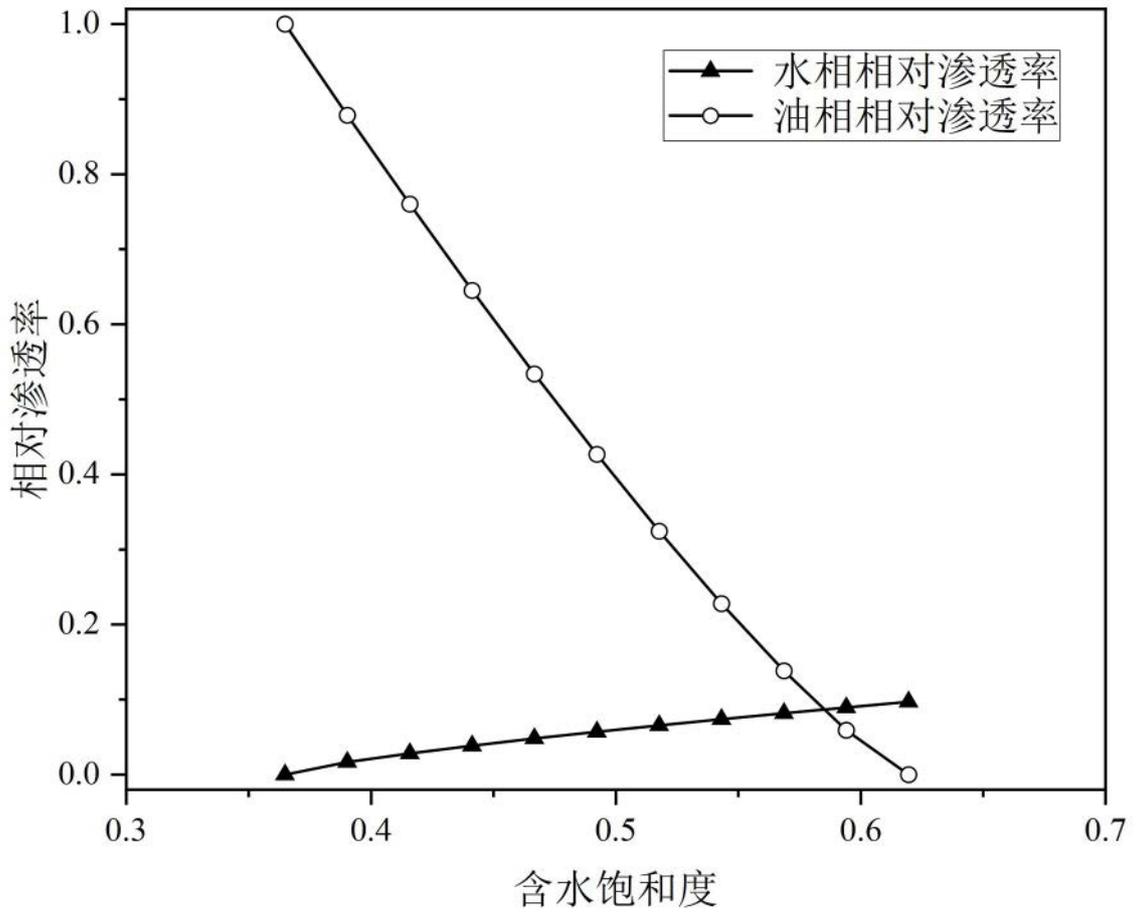


图5

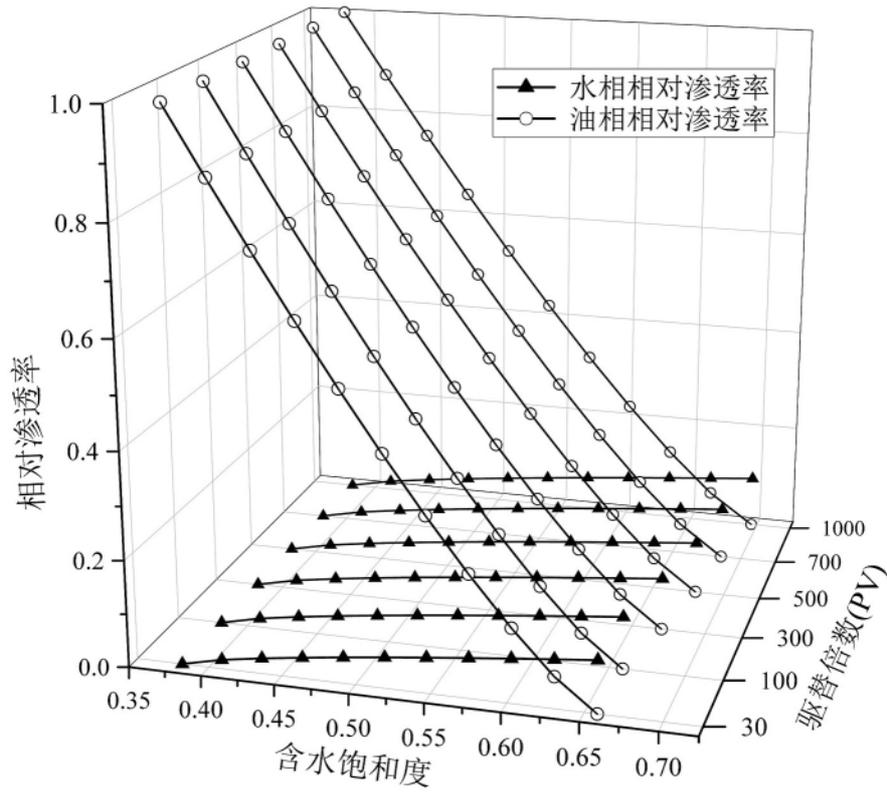


图6