

ICS 75.020

E 12

备案号：22018—2007



# 中华人民共和国石油天然气行业标准

**SY/T 5345—2007**

代替 SY/T 5345—1999, SY/T 5843—1997, SY/T 6339—1998

---

## 岩石中两相流体相对渗透率测定方法

Test method for two phase relative permeability in rock

2007—10—08 发布

2008—03—01 实施

---

国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言 ..... II

1 范围 ..... 1

2 规范性引用文件 ..... 1

3 岩样准备 ..... 1

3.1 岩样的保存和钻取 ..... 1

3.2 岩样的清洗 ..... 1

3.3 岩样孔隙度和气体渗透率测定 ..... 1

3.4 岩样的饱和 ..... 1

4 实验用流体 ..... 2

4.1 实验用油 ..... 2

4.2 实验用水 ..... 2

4.3 实验用气 ..... 2

5 恢复岩石润湿性 ..... 2

6 油—水相对渗透率测定 ..... 2

6.1 稳态法油—水相对渗透率测定 ..... 2

6.2 非稳态法油—水相对渗透率测定 ..... 5

7 气—液相对渗透率测定 ..... 7

7.1 稳态法气—水相对渗透率测定 ..... 7

7.2 非稳态法气—油（水）相对渗透率测定 ..... 9

8 数据修约..... 11

9 报告内容及格式..... 11

附录 A（资料性附录） 岩石中两相流体相对渗透率测定报告格式 ..... 12

附录 B（资料性附录） 油—水相对渗透率测定报告图表格式 ..... 14

附录 C（资料性附录） 气—油（水）相对渗透率测定报告图表格式 ..... 16

参考文献 ..... 18

## 前 言

本标准代替 SY/T 5345—1999《油水相对渗透率测定》、SY/T 5843—1997《气水相对渗透率测定》和 SY/T 6339—1998《油气相对渗透率测定 非稳态法》。

本标准在上述三个标准的基础上进行了整合并主要做了如下修订：

- 对岩样饱和程度的判断进行了修改，将原来的用孔隙度进行判断改为用孔隙体积判断；
- 对相对渗透率的计算方法进行了合并整理，并增加上述三项标准中遗漏的公式，如非稳态

$$\text{油—水相对渗透率计算中的含油率 } f_o(S_w) = \frac{d\bar{V}_o(t)}{d\bar{V}(t)};$$

- 统一了上述三项标准中对有效渗透率的测量误差，修改后相对误差不大于 3%；
- 统一了上述三项标准中数据修约的不同部分；
- 删除了上述三项标准所有有关原始记录的格式附录，并将上述三项标准的所有标准附录改为资料性附录。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C 均为资料性附录。

本标准由油气田开发专业标准化委员会提出并归口。

本标准主要起草单位：中国石油勘探开发研究院采收率研究所、西南油气田分公司勘探开发研究院。

本标准主要起草人：张祖波、罗蔓莉、洪颖、周克明、张清秀。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为：

- SY/T 5843—1997；
- SY/T 6339—1998；
- SY/T 5345—1999。

# 岩石中两相流体相对渗透率测定方法

## 1 范围

本标准规定了测定岩石中两相流体相对渗透率的基本原理、测定和计算方法以及计量仪器的技术指标。

本标准适用于胶结砂岩岩样中两相流体相对渗透率的测定，其他类型岩样可参照执行。本标准中包括稳态和非稳态两种测定相对渗透率方法。稳态法油—水相对渗透率测定适用于空气渗透率大于 50mD 的岩样，稳态法气—水相对渗透率测定适用于空气渗透率范围为 0.5mD~1000mD 的岩样，非稳态法油—水和气—油相对渗透率测定适用于空气渗透率大于 5mD 的岩样，非稳态法气—水相对渗透率测定适用于空气渗透率大于 0.01mD 的岩样。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款，凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

SY/T 5153 油藏岩石润湿性测定方法

SY/T 5336 岩心分析方法

## 3 岩样准备

### 3.1 岩样的保存和钻取

3.1.1 选择有代表性的岩样，钻成直径为 2.50cm 或 3.80cm 的圆柱，长度不小于直径的 1.5 倍。

3.1.2 新鲜胶结岩样在井场可采取下列两种包装方式：

- a) 岩心出筒后先用聚乙烯膜包好，再用锡箔纸包裹后浸蜡密封。
- b) 在井场将岩心浸入浓度大于 5% 的 NaCl 水溶液中并密封。

用浓度大于 5% 的 NaCl 水溶液或中性煤油作循环液钻取岩样，钻取的岩样浸泡在抽空的原油中密闭保存。

3.1.3 疏松岩样在岩心出筒后先用干冰冷冻保存，用液氮作循环液钻取岩样。

### 3.2 岩样的清洗

岩样的清洗和烘干按 SY/T 5336 的规定执行。

### 3.3 岩样孔隙度和气体渗透率测定

岩样孔隙度和气体渗透率测定按 SY/T 5336 的规定执行，并用氦气法直接测定孔隙体积，上述参数重复测定两次，误差在规定的范围内。

### 3.4 岩样的饱和

3.4.1 将烘干的岩样称重，抽真空饱和模拟地层水。

3.4.2 将饱和模拟地层水后的岩样称重，即可按式（1）求得有效孔隙体积。

$$V_p = \frac{m_1 - m_0}{\rho_w} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

$V_p$ ——岩样有效孔隙体积的数值，单位为立方厘米（ $\text{cm}^3$ ）；

$m_0$ ——干岩样质量的数值，单位为克（g）；

$m_1$ ——岩样饱和模拟地层水后的质量的数值，单位为克（g）；

$\rho_w$ ——在测定温度下饱和岩样的模拟地层水的密度的数值，单位为克每立方厘米（g/cm<sup>3</sup>）。

**3.4.3 岩样饱和程度的判定：**判定抽空饱和是否严格符合要求，即岩样是否充分饱和。将岩样抽空饱和和地层水后得到的孔隙体积与氦气法孔隙体积对比，两者数据应满足以下关系：

$$\left| \left( 1 - \frac{V_p}{V_{pHe}} \right) \times 100\% \right| \leq 2\% \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中：

$V_{pHe}$ ——氦气法孔隙体积的数值，单位为立方厘米（cm<sup>3</sup>）。

## 4 实验用流体

### 4.1 实验用油

采用精制油或用新鲜脱气、脱水原油加中性煤油配制模拟油，并根据各油田的实际情况选择油水粘度比。选用与原油配伍性好的精制油，避免发生沥青沉淀，实验用油在实验前应抽空过滤。

### 4.2 实验用水

根据地层水和注入水的成分分析资料配制地层水和注入水或等矿化度的标准盐水。实验用水应在实验前放置 1d 以上，然后用 G5 玻璃砂芯漏斗或 0.45μm 微孔滤膜过滤除去杂质，并抽空。

### 4.3 实验用气

实验用气为经过加湿处理的氮气或压缩空气。

## 5 恢复岩石润湿性

非新鲜岩样恢复润湿性的方法按 SY/T 5153 的规定执行。

## 6 油—水相对渗透率测定

### 6.1 稳态法油—水相对渗透率测定

#### 6.1.1 原理

稳态法测定油—水相对渗透率的基本理论依据是一维达西渗流理论，并且忽略毛管压力和重力作用，假设两相流体不互溶且不可压缩。实验时在总流量不变的条件下，将油水按一定流量比例同时恒速注入岩样，当进口、出口压力及油、水流量稳定时，岩样含水饱和度不再变化，此时油、水在岩样孔隙内的分布是均匀的，达到稳定状态，油和水的有效渗透率值是常数。因此可利用测定岩样进口、出口压力及油、水流量，由达西定律直接计算出岩样的油、水有效渗透率及相对渗透率值。用称重法或物质平衡法计算出岩样相应的平均含水饱和度。改变油水注入流量比例，就可得到一系列不同含水饱和度时的油、水相对渗透率值，并由此绘制出岩样的油—水相对渗透率曲线。

#### 6.1.2 实验流程和实验设备

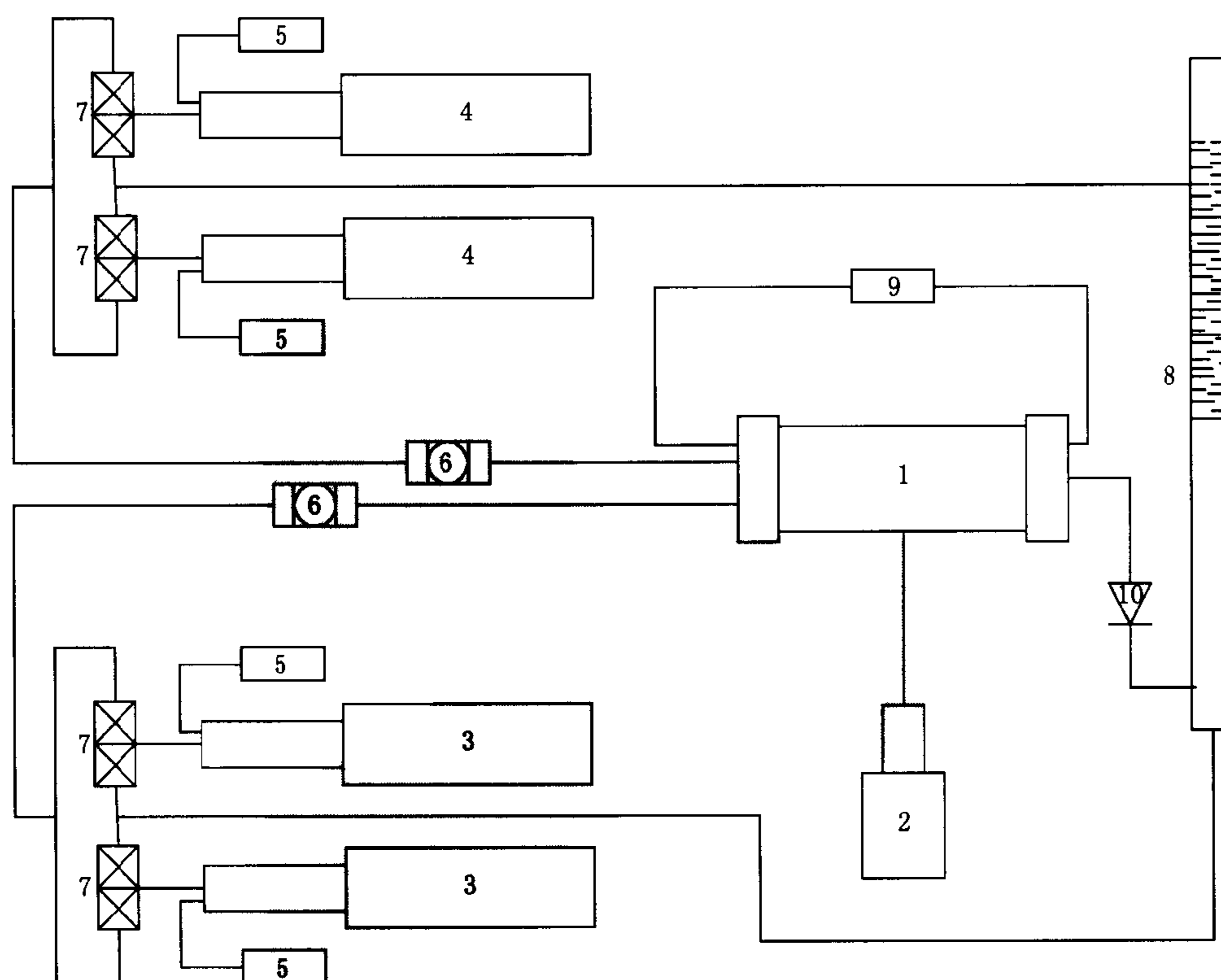
##### 6.1.2.1 实验流程

稳态法测定油—水相对渗透率实验流程示意图如图 1 所示。

##### 6.1.2.2 实验设备及计量器具

实验所用设备和计量器具及其技术指标如下：

- a) 岩心夹持器。
- b) 驱替泵：流量精度为 1%。
- c) 压力传感器：精度为 0.5%。
- d) 油水分离器：0mL~10mL，分度值为 0.05mL。
- e) 天平：感量为 0.0001g。



1—岩心夹持器；2—围压泵；3—水泵；4—油泵；5—压力传感器；6—过滤器；7—三通阀；  
8—油水分离器；9—压差传感器；10—回压阀

图1 稳态法测定油—水相对渗透率实验流程示意图

f) 秒表：分度值为 0.01s。

g) 游标卡尺：分度值为 0.02mm。

### 6.1.3 实验步骤

#### 6.1.3.1 建立束缚水饱和度

用油驱水法建立束缚水饱和度，先用低流速（一般为 0.1mL/min）进行油驱水，逐渐增加驱替速度直至不出水为止。束缚水饱和度按式（3）计算：

$$S_{ws} = \frac{V_p - V_w}{V_p} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中：

$S_{ws}$ ——束缚水饱和度的数值，用百分数表示；

$V_w$ ——岩石内被驱出水的体积的数值，单位为立方厘米（cm<sup>3</sup>）。

#### 6.1.3.2 测定束缚水状态下的油相渗透率

##### 6.1.3.2.1 新鲜岩样测定束缚水状态下的油相渗透率步骤如下：

- 将浸泡在原油中或煤油中的岩样在实验温度下恒温 2h 并抽空 1h 后，装入岩心夹持器中，并在实验温度下恒温 4h。
- 用实验油驱替达 10 倍孔隙体积后，测油相有效渗透率。连续测定三次，相对误差小于 3%。束缚水饱和度下的油相有效渗透率按式（4）计算：

$$K_o(S_{ws}) = \frac{q_o \cdot \mu_o \cdot L}{A \cdot (p_1 - p_2)} \times 10^2 \quad \dots\dots\dots (4)$$

式中：

- $K_o(S_{ws})$ ——束缚水状态下油相有效渗透率的数值，单位为毫达西（mD）；
- $q_o$ ——油的流量的数值，单位为毫升每秒（mL/s）；
- $\mu_o$ ——在测定温度下油的粘度的数值，单位为毫帕秒（mPa·s）；
- $L$ ——岩样长度的数值，单位为厘米（cm）；
- $A$ ——岩样截面积的数值，单位为平方厘米（cm<sup>2</sup>）；
- $p_1$ ——岩样进口压力的数值，单位为兆帕（MPa）；
- $p_2$ ——岩样出口压力的数值，单位为兆帕（MPa）。

6.1.3.2.2 将建立了束缚水饱和度或经过恢复润湿性的岩样装入岩心夹持器中用实验油驱替达 10 倍孔隙体积后，测定油相有效渗透率。其计算公式和测量次数及相对误差要求同新鲜岩样。

6.1.3.3 实验过程

将油、水按设定的比例注入岩样，待流动稳定时，记录岩样进口、出口压力和油、水流量，称量岩样质量（用称重法时）或计量油水分离器中的油、水量变化（用物质平衡法时）。改变油水注入比例，重复上述实验的测量步骤直至最后一个油水注入比结束实验。

6.1.4 稳定的评判依据

在每一级油水流量比注入时，每一种流体至少应注入 3 倍岩样孔隙体积，并且岩样两端的压差稳定，同时满足以上两个条件时判定为稳定。

6.1.5 油水注入比例

在总速度不变的条件下，油水按照以下比例注入：

油	水
20	1
10	1
5	1
1	1
1	5
1	10

6.1.6 计算方法

6.1.6.1 用称重法计算含水饱和度

用称重法求含水饱和度按式（5）计算：

$$S_w = \frac{m_i - m_0 - V_p \cdot \rho_o}{V_p(\rho_w - \rho_o)} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (5)$$

式中：

- $S_w$ ——岩样含水饱和度的数值，用百分数表示；
- $m_i$ ——第  $i$  点含油水岩样的质量的数值，单位为克（g）；
- $m_0$ ——干岩样的质量的数值，单位为克（g）；
- $\rho_w$ ——在测定温度下饱和岩样的模拟地层水的密度的数值，单位为克每立方厘米（g/cm<sup>3</sup>）；
- $\rho_o$ ——在测定温度下模拟油的密度的数值，单位为克每立方厘米（g/cm<sup>3</sup>）；
- $V_p$ ——岩样有效孔隙体积的数值，单位为立方厘米（cm<sup>3</sup>）。

6.1.6.2 用物质平衡法计算含水饱和度

用物质平衡法求含水饱和度按式（6）计算：

$$S_w = S_{ws} + \frac{V_i - V_o}{V_p} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (6)$$

式中：

$V_0$ ——计量管中原始油的体积的数值，单位为立方厘米 (cm<sup>3</sup>)；

$V_i$ ——第  $i$  种油水比下油水稳定后计量管内油的体积的数值，单位为立方厘米 (cm<sup>3</sup>)；

$S_{ws}$ ——束缚水饱和度的数值，用百分数表示。

### 6.1.6.3 计算稳态法油—水相对渗透率

稳态法油—水相对渗透率按式 (7)、式 (8)、式 (9) 和式 (10) 计算：

$$K_{we} = \frac{q_w \cdot \mu_w \cdot L}{A \cdot (p_1 - p_2)} \times 10^2 \quad \dots\dots\dots (7)$$

$$K_{oe} = \frac{q_o \cdot \mu_o \cdot L}{A \cdot (p_1 - p_2)} \times 10^2 \quad \dots\dots\dots (8)$$

$$K_{ro} = \frac{K_{oe}}{K_o \cdot (S_{ws})} \quad \dots\dots\dots (9)$$

$$K_{rw} = \frac{K_{we}}{K_o \cdot (S_{ws})} \quad \dots\dots\dots (10)$$

式中：

$q_w$ ——水的流量的数值，单位为毫升每秒 (mL/s)；

$\mu_w$ ——在测定温度下水的粘度的数值，单位为毫帕秒 (mPa·s)；

$K_{we}$ ——水相有效渗透率的数值，单位为毫达西 (mD)；

$K_{rw}$ ——水相相对渗透率的数值，用小数表示；

$K_{oe}$ ——油相有效渗透率的数值，单位为毫达西 (mD)；

$K_{ro}$ ——油相相对渗透率的数值，用小数表示。

## 6.2 非稳态法油—水相对渗透率测定

### 6.2.1 原理

非稳态法油—水相对渗透率是以 Buckley—Leverett 一维两相水驱油前缘推进理论为基础。忽略毛管压力和重力作用，假设两相不互溶流体不可压缩，岩样任一横截面内油水饱和度是均匀的。实验时不是同时向岩心中注入两种流体，而是将岩心事先用一种流体饱和，用另一种流体进行驱替。在水驱油过程中，油水饱和度在多孔介质中的分布是距离和时间的函数，这个过程称非稳定过程。按照模拟条件的要求，在油藏岩样上进行恒压差或恒速度水驱油实验，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。

### 6.2.2 驱动条件

为了使在实验室测定油—水相对渗透率时，减少末端效应影响，使所得相对渗透率曲线能代表油层内油水渗流特征，除了所用岩样、油水性质、驱油历程等与油层条件相似外，在选择水驱油速度或驱替压差实验条件方面，还必须满足以下关系：

a) 恒速法：按式 (11) 确定注水速度：

$$L \cdot \mu_w \cdot v_w \geq 1 \quad \dots\dots\dots (11)$$

式中：

$L$ ——岩样长度的数值，单位为厘米 (cm)；

$\mu_w$ ——在测定温度下水的粘度的数值，单位为毫帕秒 (mPa·s)；

$v_w$ ——渗流速度的数值，单位为厘米每分钟 (cm/min)。

b) 恒压法：按照  $\pi_1 \leq 0.6$  确定初始驱替压差  $\Delta p_o$ ， $\pi_1$  按式 (12) 确定：

$$\pi_1 = \frac{10^{-3} \sigma_{ow}}{\Delta p_o \sqrt{K_a / \phi}} \quad \dots\dots\dots (12)$$

式中：

$\pi_1$ ——毛管压力与驱替压力之比的数值；

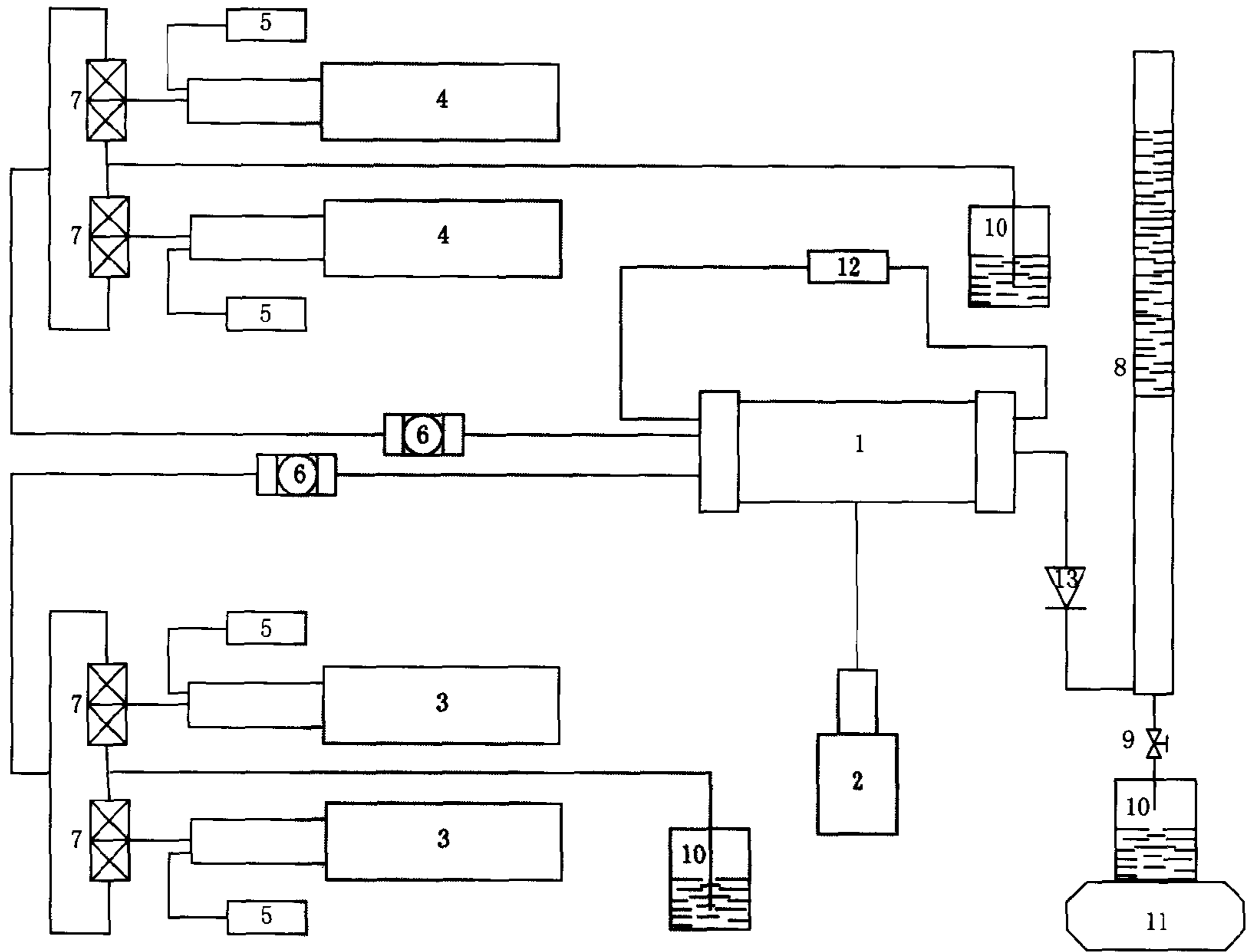


$\sigma_{ow}$ ——油、水界面张力的数值，单位为毫牛每米（mN/m）；  
 $K_a$ ——岩样的空气渗透率的数值，单位为达西（D）；  
 $\phi$ ——岩样的孔隙度的数值，用百分数表示；  
 $\Delta p_o$ ——初始驱动压差的数值，单位为兆帕（MPa）。

6.2.3 实验流程和设备

6.2.3.1 实验流程

非稳态法测定油—水相对渗透率实验流程示意图如图 2 所示。



1—岩心夹持器；2—围压泵；3—水泵；4—油泵；5—压力传感器；6—过滤器；7—三通阀；8—油水分离器；9—两通阀；10—烧杯；11—天平；12—压差传感器；13—回压阀

图 2 非稳态法测定油—水相对渗透率实验流程示意图

6.2.3.2 实验设备及计量器具

实验所用设备和计量器具及其技术指标如下：

- a) 岩心夹持器。
- b) 驱替泵：流量精度为 1%。
- c) 压力传感器：精度为 0.5%。
- d) 油水分离器：0mL~20mL，分度值为 0.05mL。
- e) 天平：感量为 0.001g。
- f) 秒表：分度值为 0.01s。
- g) 游标卡尺：分度值为 0.02mm。

6.2.4 实验步骤

6.2.4.1 建立束缚水饱和度

按照 6.1.3.2.1 和 6.1.3.2.2 的步骤建立束缚水饱和度。

#### 6.2.4.2 测定束缚水状态下的油相渗透率

测定束缚水状态下油相有效渗透率，连续测定三次，相对误差小于3%。

#### 6.2.4.3 实验过程

6.2.4.3.1 按照驱替条件的要求，选择合适的驱替速度或驱替压差进行水驱油实验。

6.2.4.3.2 准确记录见水时间、见水时的累积产油量、累积产液量、驱替速度和岩样两端的驱替压差。

6.2.4.3.3 见水初期，加密记录，根据出油量的多少选择时间间隔，随出油量的不断下降，逐渐加长记录的时间间隔。含水率达到99.95%时或注水30倍孔隙体积后，测定残余油下的水相渗透率，结束实验。

6.2.4.3.4 新鲜岩样必须用DeanStark抽提法确定实验结束时的含水量，用物质平衡法计算束缚水饱和度和相应的含水饱和度。

#### 6.2.5 计算方法

非稳态法油—水相对渗透率和含水饱和度按式(13)、式(14)、式(15)、式(16)和式(17)进行计算：

$$f_o(S_w) = \frac{d\bar{V}_o(t)}{d\bar{V}(t)} \quad \dots\dots\dots (13)$$

$$K_{ro} = f_o(S_w) \frac{d[1/\bar{V}(t)]}{d\{1/[I \cdot \bar{V}(t)]\}} \quad \dots\dots\dots (14)$$

$$K_{rw} = K_{ro} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{1 - f_o(S_w)}{f_o(S_w)} \quad \dots\dots\dots (15)$$

$$I = \frac{Q(t)}{Q_o} \cdot \frac{\Delta p_o}{\Delta p(t)} \quad \dots\dots\dots (16)$$

$$S_{we} = S_{ws} + \bar{V}_o(t) - \bar{V}(t) \cdot f_o(S_w) \quad \dots\dots\dots (17)$$

式中：

$f_o(S_w)$ ——含油率的数值，用小数表示；

$\bar{V}_o(t)$ ——无因次累积采油量的数值，以孔隙体积的分数表示；

$\bar{V}(t)$ ——无因次累积采液量的数值，以孔隙体积的分数表示；

$K_{ro}$ ——油相相对渗透率的数值，用小数表示；

$K_{rw}$ ——水相相对渗透率的数值，用小数表示；

$I$ ——相对注入能力的数值，又称流动能力比；

$Q_o$ ——初始时刻岩样出口端面产油流量的数值，单位为立方厘米每秒 (cm<sup>3</sup>/s)；

$Q(t)$ —— $t$ 时刻岩样出口端面产液流量的数值，恒速法实验时  $Q(t) = Q_o$ ，单位为立方厘米每秒 (cm<sup>3</sup>/s)；

$\Delta p_o$ ——初始驱动压差的数值，单位为兆帕 (MPa)；

$\Delta p(t)$ —— $t$ 时刻驱替压差的数值，恒压法实验时  $\Delta p(t) = \Delta p_o$ ，单位为兆帕 (MPa)；

$S_{ws}$ ——束缚水饱和度的数值，用小数表示；

$S_{we}$ ——岩样出口端面含水饱和度的数值，用小数表示。

### 7 气—液相对渗透率测定

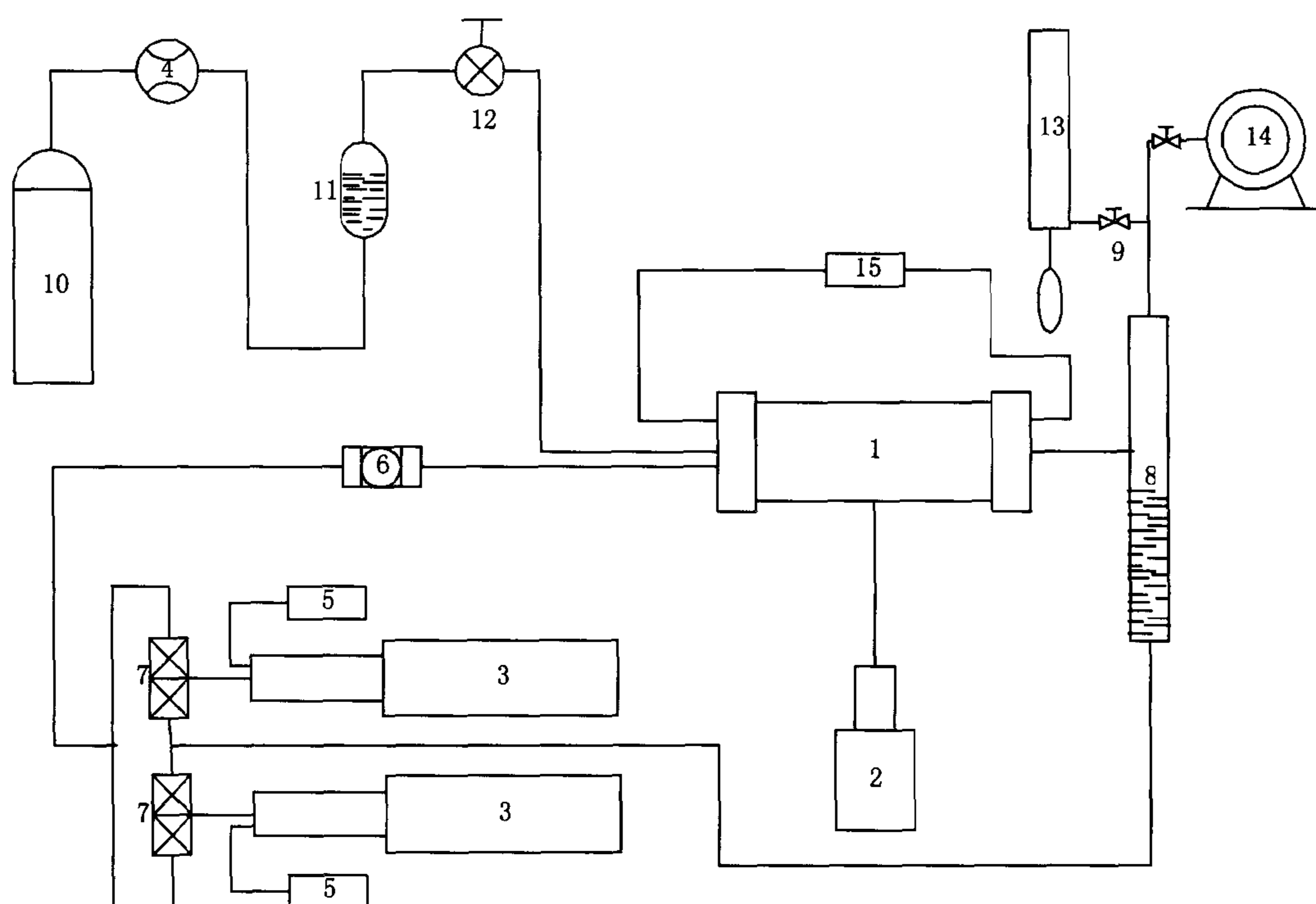
#### 7.1 稳态法气—水相对渗透率测定

##### 7.1.1 原理

原理同6.1.1。

##### 7.1.2 实验流程和设备

7.1.2.1 实验流程：稳态法测定气—水相对渗透率流程示意图如图3所示。



1—岩心夹持器；2—围压泵；3—水泵；4—气体质量流量计；5—压力传感器；6—过滤器；7—三通阀；8—气水分离器；9—两通阀；10—气源；11—气体加湿中间容器；12—调压阀；13—皂膜流量计；14—湿式流量计；15—压差传感器

图3 稳态法测定气—水相对渗透率流程示意图

#### 7.1.2.2 实验所用设备和计量器具及其技术指标如下：

- 岩心夹持器。
- 驱替泵：流量精度为1%。
- 精密压力表或传感器：均为0.4级。
- 流量计：流量小于0.6mL/s时，采用皂膜流量计；流量大于0.6mL/s时，采用分度值为0.01L/s的湿式流量计。
- 计量管：0mL~10mL，分度值为0.05mL。
- 气水分离器：0mL~10mL，分度值为0.05mL。
- 天平：感量为0.0001g。
- 秒表：分度值为0.01s。
- 气压计：分度值为0.1kPa。

#### 7.1.3 实验步骤

7.1.3.1 将已饱和模拟地层水的岩样装入岩心夹持器，用驱替泵以一定的压力或流速使地层水通过岩样，待岩样进出口的压差和出口流量稳定后，连续测定三次水相渗透率，其相对误差小于3%。

7.1.3.2 用加湿氮气或压缩空气驱水，建立岩样的束缚水饱和度，并测量束缚水状态下气相有效渗透率。

7.1.3.3 将气、水按一定的比例注入岩样，等到流动稳定时，测定进、出口气、水压力和气、水流量以及含水岩样质量，并将数据填入原始记录表中。

7.1.3.4 实验至气相相对渗透率值小于0.005后，测定水相渗透率，然后结束实验。

### 7.1.4 计算方法

按达西公式〔式(18)和式(19)〕计算气相、水相的有效渗透率:

$$K_{ge} = \frac{2p_a \cdot q_g \cdot \mu_g \cdot L}{A \cdot (p_1^2 - p_a^2)} \times 10^4 \quad \dots\dots\dots (18)$$

$$K_{we} = \frac{q_w \cdot \mu_w \cdot L}{A \cdot (p_1 - p_2)} \times 10^2 \quad \dots\dots\dots (19)$$

式中:

$q_g$ ——气流量的数值,单位为毫升每秒 (mL/s);

$q_w$ ——水流量的数值,单位为毫升每秒 (mL/s);

$\mu_g$ ——在测定温度下气的粘度的数值,单位为毫帕秒 (mPa·s);

$\mu_w$ ——在测定温度下水的粘度的数值,单位为毫帕秒 (mPa·s);

$L$ ——岩样长度的数值,单位为厘米 (cm);

$A$ ——岩样截面积的数值,单位为平方厘米 (cm<sup>2</sup>);

$p_1$ ——岩样进口压力的数值,单位为兆帕 (MPa);

$p_2$ ——岩样出口压力的数值,单位为兆帕 (MPa);

$p_a$ ——大气压力的数值,单位为兆帕 (MPa)。

按式(20)和式(21)计算气、水相对渗透率:

$$K_{rg} = \frac{K_{ge}}{K_g(S_{ws})} \quad \dots\dots\dots (20)$$

$$K_{rw} = \frac{K_{we}}{K_g(S_{ws})} \quad \dots\dots\dots (21)$$

按式(22)和式(23)计算含水、气饱和度:

$$S_w = \frac{m_i - m_0}{V_p \cdot \rho_w} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (22)$$

$$S_g = 100 - S_w \quad \dots\dots\dots (23)$$

式中:

$K_{rw}$ ——水相相对渗透率的数值,用小数表示;

$K_{we}$ ——水相有效渗透率的数值,单位为毫达西 (mD);

$K_g(S_{ws})$ ——束缚水状态下气相有效渗透率的数值,单位为毫达西 (mD);

$K_{rg}$ ——气相相对渗透率的数值,用小数表示;

$K_{ge}$ ——气相有效渗透率的数值,单位为毫达西 (mD);

$S_w$ ——岩样含水饱和度的数值,用百分数表示;

$m_0$ ——干岩样的质量的数值,单位为克 (g);

$m_i$ ——第  $i$  点含水岩样的质量,单位为克 (g);

$S_g$ ——岩样含气饱和度的数值,用百分数表示。

根据计算结果绘制气—水相对渗透率与含水饱和度的关系曲线。

## 7.2 非稳态法气—油(水)相对渗透率测定

### 7.2.1 原理

原理同 6.2.1。

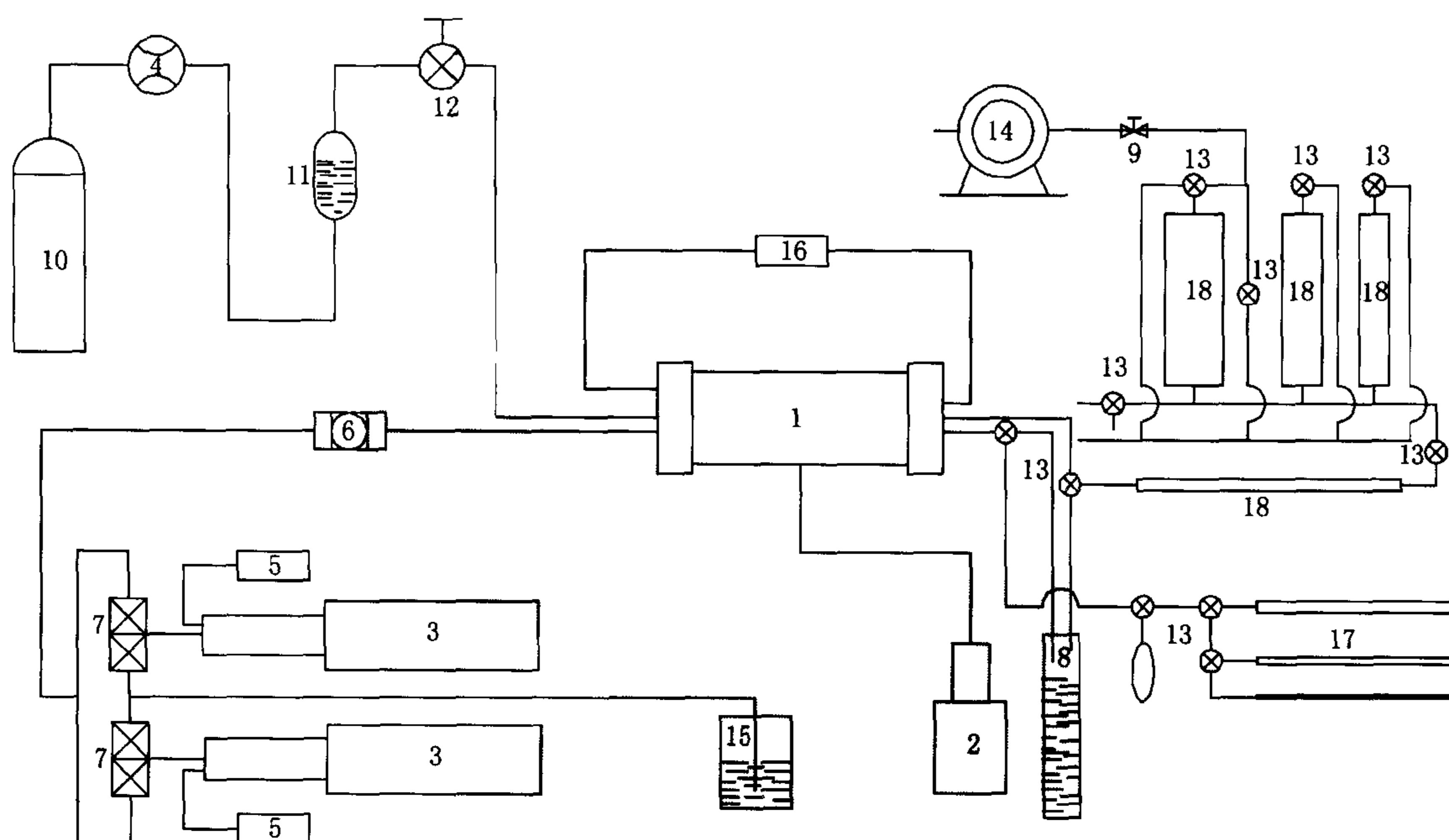
### 7.2.2 实验流程和设备

7.2.2.1 实验流程:非稳态法测定气—油(水)相对渗透率流程示意图如图 4 所示。

7.2.2.2 实验所用设备和计量器具及其技术指标如下:

a) 岩心夹持器。

b) 驱替泵:流量精度为 1%。



1—岩心夹持器；2—围压泵；3—驱替泵；4—气体质量流量计；5—压力传感器；6—过滤器；7—三通阀；8—气水分离器；9—两通阀；10—气源；11—气体加湿中间容器；12—调压阀；13—控制阀；14—湿式流量计；15—烧杯；16—压差传感器；17—油体积计量管；18—水体积计量管

图4 非稳态法测定气—油（水）相对渗透率流程示意图

- c) 精密压力表或传感器：均为0.4级。
- d) 油体积计量管：最小分度值为0.1mL。
- e) 气体积计量管：最小分度值为0.1mL。
- f) 湿式流量计：最小分度值为0.01L。
- g) 气水分离器：0mL~10mL，分度值为0.05mL。
- h) 天平：感量为0.001g。
- i) 秒表：分度值为0.01s。
- j) 气压计：分度值为0.1kPa。

### 7.2.3 实验步骤

7.2.3.1 将已饱和模拟地层水的岩样装入岩心夹持器，用驱替泵以一定的压力或流速使地层水通过岩样，待驱替岩样进出口的压差和出口流量稳定后，连续测定三次水相渗透率，其相对误差小于3%。此水相渗透率作为水—气相对渗透率的基础值。

7.2.3.2 测定油—气相对渗透率时用油驱水的方法建立束缚水，直至不出水为止，或油驱替倍数达到20倍孔隙体积以上，记录驱出的水量，计算岩样的含油饱和度和束缚水饱和度。

7.2.3.3 测定束缚水饱和度下油相的有效渗透率，待岩样进出口的压差和出口流量稳定后选三个压力点进行测定，测量值之间的相对误差小于3%，取其算术平均值。此油相有效渗透率作为油—气相对渗透率的基础值。

7.2.3.4 根据空气渗透率、水相渗透率及束缚水条件下油的有效渗透率，选取合适的驱替压差，初始压差必须保证既能克服末端效应又不产生紊流，初始气驱油（水）速度在7mL/min~30mL/min之间为宜。

7.2.3.5 调整好出口油（水）、气体积计量系统，开始气驱油（水），记录各个时刻的驱替压力、产

油量及产气量。

**7.2.3.6** 气驱油（水）至残余油（水）状态，测定残余状态下气相有效渗透率后结束实验。

**7.2.3.7** 在残余油（水）状态下，完成气的有效渗透率测定后，在 1/2 和 1/4 驱替压力下分别测定气的有效渗透率，判断是否产生紊流。如果低压力下的有效渗透率高于驱替压力下的有效渗透率的 10%，则发生紊流。

#### 7.2.4 计算方法

气体通过岩心，当压力从岩样的进口  $p_1$  变化到出口  $p_2$  时，气体的体积亦随之变化，因此必须采用平均体积流量。按式（24）将岩样出口压力下测量的累积流体总产量值修正到岩样平均压力下的值。

$$V_i = \Delta V_{o(w)_i} + V_{i-1} + \frac{2p_a}{\Delta p + 2p_a} \Delta V_{gi} \quad \dots\dots\dots (24)$$

式中：

$V_i$ —— $i$  时刻的累积油（水）气产量的数值，单位为毫升（mL）；

$V_{i-1}$ —— $i-1$  时刻的累积油（水）气产量的数值，单位为毫升（mL）；

$\Delta V_{o(w)_i}$ —— $i-1$  到  $i$  时刻的油（水）增量的数值，单位为毫升（mL）；

$p_a$ ——大气压力的数值，单位为兆帕（MPa）；

$\Delta p$ ——驱替压差的数值，单位为兆帕（MPa）；

$\Delta V_{gi}$ ——大气压下测得的某一时间间隔的气增量的数值，单位为毫升（mL）。

将油（水）气总产量按式（24）修正后，采用式（13）、式（14）、式（15）和式（16）计算非稳态油—水相对渗透率的方法进行计算，其中驱替相为气体，被驱替相为油（水）。

## 8 数据修约

**8.1** 岩样长度值修约到 3 位小数，cm。

**8.2** 岩样直径值修约到 3 位小数，cm。

**8.3** 岩样面积值修约到 3 位小数，cm<sup>2</sup>。

**8.4** 岩样体积值修约到 3 位小数，cm<sup>3</sup>。

**8.5** 岩样孔隙度值修约到 1 位小数。

**8.6** 岩样空气渗透率及岩样油相和水相的有效渗透率值修约成 3 位有效位数，mD。

**8.7** 岩样油相和水相的相对渗透率值修约到 3 位小数。

**8.8** 岩样饱和度值修约到 1 位小数。

## 9 报告内容及格式

**9.1** 报告应包括报告封面、报告首页、报告文字内容、数据表格和图。

**9.2** 报告封面格式参见图 A.1。

**9.3** 报告首页格式参见图 A.2。

**9.4** 报告的文字内容应包括：

a) 岩心数量及其基本情况。

b) 实验所用油、气、水的性质。

c) 实验所用仪器和实验过程。

d) 在测定过程中遇到的异常情况，有助于资料解释的说明。

e) 实验结果的分析和总结。

**9.5** 油—水相对渗透率测定报告格式参见附录 B。

**9.6** 气—油（水）相对渗透率测定报告格式参见附录 C。

## 附录 A

(资料性附录)

## 岩石中两相流体相对渗透率测定报告格式

岩石中两相流体相对渗透率测定报告格式见图 A 1 和图 A 2。

# 分析测定报告

检测项目	
档案号	
送样单位	
油田	
井号	
样品块数	
报告页数	
报告日期	

(測定単位)

**图 A.1 报告封面格式**

样 品 类 型:

执 行 标 准 名 称:

主要检测仪器名称及编号:

检 测 温 度:

测 试 人:

校 核 人:

技 术 负 责 人:

图 A.2 报告首页格式



附 录 B  
(资料性附录)

油—水相对渗透率测定报告图表格式

油—水相对渗透率测定报告的格式见表 B 1 及图 B 1。

表 B.1 油—水相对渗透率测定数据表格式

油—水相对渗透率数据 非稳态法（稳态法）			
样号：		孔隙度：	%
油田：		空气渗透率：	mD
井号：		油的粘度：	mPa·s
层位：		水的粘度：	mPa·s
深度：	m	束缚水饱和度：	%
温度：	℃	油的有效渗透率：	mD
水 饱 和 度 $S_w, \%$	相对渗透率比值 $K_{rw}/K_{ro}$	水相对渗透率 $K_{rw}$	油相对渗透率 $K_{ro}$

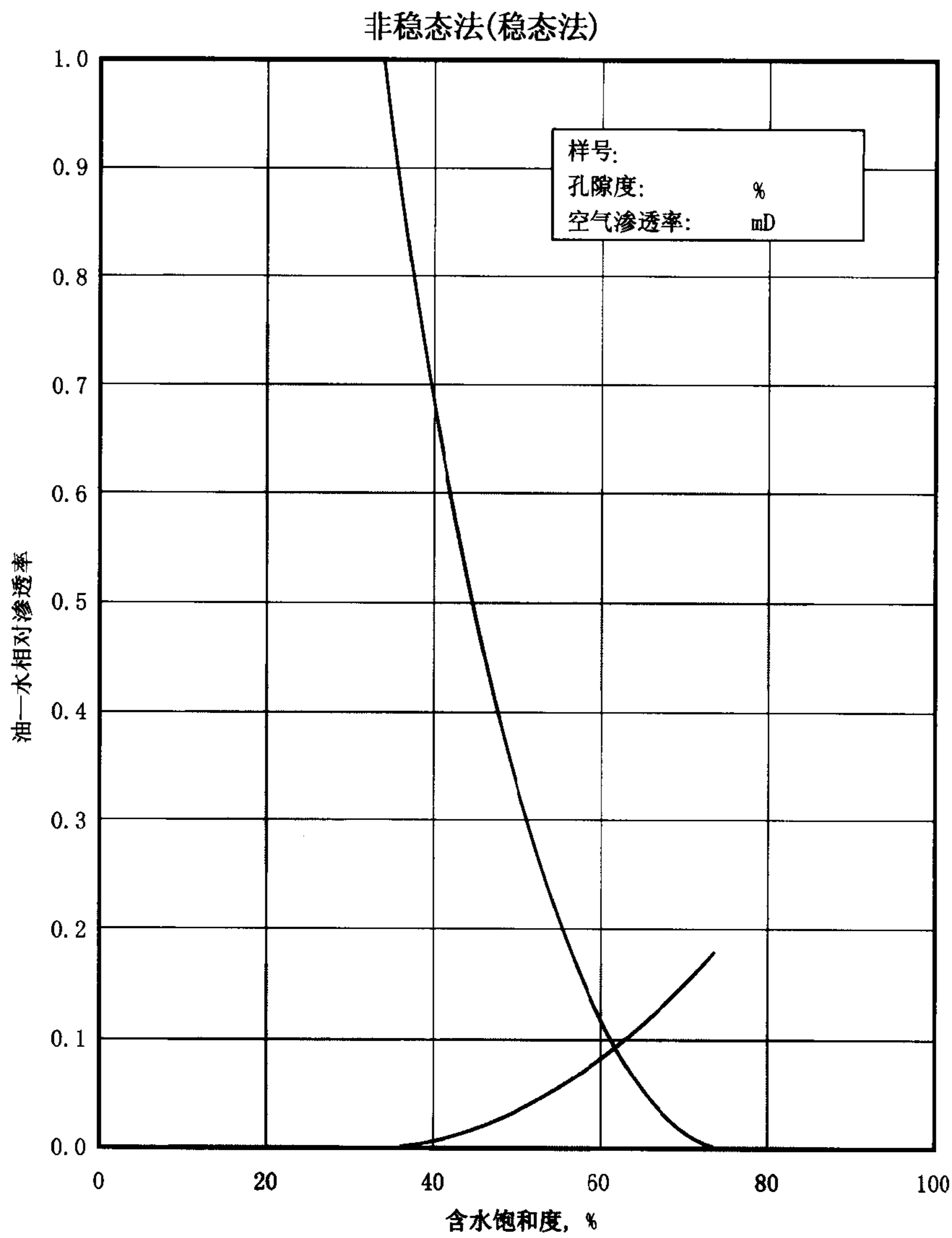


图 B.1 油—水相对渗透率曲线图 [非稳态法 (稳态法)]

附 录 C  
(资料性附录)  
气—油（水）相对渗透率测定报告图表格式

气—油（水）相对渗透率测定报告的格式见表 C 1 及图 C 1。

表 C.1 气—油（水）相对渗透率测定数据表格式

气—油（水）相对渗透率数据 非稳态法（稳态法）			
样号：		孔隙度：	%
油田：		空气渗透率：	mD
井号：		油（水）的粘度：	mPa·s
层位：		气的粘度：	mPa·s
深度：	m	束缚水饱和度：	%
温度：	℃	油的有效渗透率：	mD
		水相渗透率：	mD
气饱和度 $S_g, \%$	相对渗透率比值 $K_{rg}/K_{ro} (K_{rw})$	气相对渗透率 $K_{rg}$	油（水）相对渗透率 $K_r (K_{rw})$

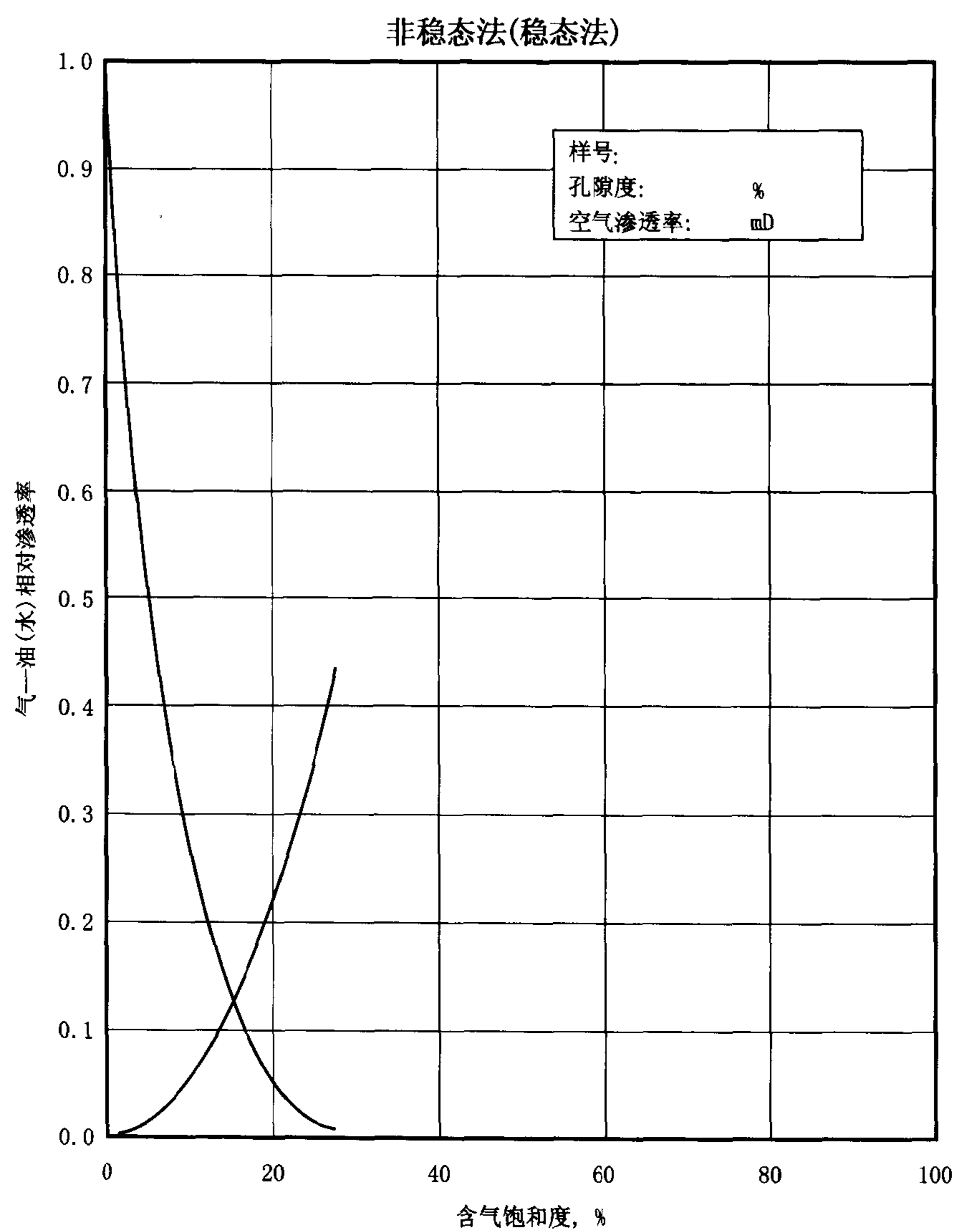


图 C.1 气—油(水)相对渗透率曲线图 [非稳态法(稳态法)]

参 考 文 献

- [1] Special core analysis, Core laboratories, Inc 1982
  - [2] Fundamental core Analysis, Core laboratories, Inc 1982
  - [3] SCAL training course, Core laboratories, Inc 1982
  - [4] L A Rapoport and W J Leas, Properties of linear waterfloods, petroleum transactions, AIME, Vol198, 1953
  - [5] 洪世铎 油藏物理基础 北京：石油工业出版社，1985
  - [6] 何更生 油层物理 北京：石油工业出版社，1994
  - [7] 黄代国 油藏岩心分析和采油机理实验论文集 北京：石油工业出版社，2002
  - [8] 罗蛰潭 油层物理 北京：地质出版社，1985
  - [9] 中国石油天然气总公司劳资局 油层物理实验工 北京：石油工业出版社，1997
-

中华人民共和国  
石油天然气行业标准  
岩石中两相流体相对渗透率测定方法  
SY/T 5345—2007

\*

石油工业出版社出版  
(北京安定门外安华里二区一号楼)  
石油工业出版社印刷厂排版印刷  
新华书店北京发行所发行

\*

880×1230 毫米 16 开本 1.5 印张 42 千字 印 1—1200  
2008 年 3 月北京第 1 版 2008 年 3 月北京第 1 次印刷  
书号：155021·6081 定价：12.00 元  
版权专有 不得翻印