

ICS 75.180.99

E 10

备案号: 3085—1999

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 5345—1999

油水相对渗透率测定

Oil - water relative permeability measurement



1999 - 05 - 17 发布

1999 - 12 - 01 实施

国家石油和化学工业局 发布

目 次

前言	IV
1 范围	1
2 引用标准	1
3 岩样	1
4 试验用油	1
5 试验用水	1
6 建立岩样初始油水饱和状态	2
7 恢复岩石润湿性	2
8 稳态法油水相对渗透率的测定	2
9 非稳态法油水相对渗透率的测定	5
10 数据修约	7
11 报告内容及格式	7
附录 A (标准的附录) 稳态法油水相对渗透率测定报告格式	8
附录 B (标准的附录) 非稳态法油水相对渗透率测定报告格式	12

前 言

本标准是在 SY 5345—89《油水相对渗透率测定方法 非稳态法》的基础上修订而成的，修订后的标准中增加了稳态法部分。

本标准对 SY 5345—89 进行了以下主要修订：

(1) 重新确定了标准的名称，删掉了《油水相对渗透率测定方法 非稳态法》中的“方法 非稳态法”，使之符合 GB/T 1.1—1993 的要求；

(2) SY 5345—89 的第 1 章、第 2 章按 GB/T 1.1—1993 的规定进行了修订；

(3) SY 5345—89 中非稳态法和稳态法测定油水相对渗透率的岩样准备改为本标准第 3 章；

(4) 对 SY 5345—89 的第 3 章进行了全面修改，增加了岩样钻取要求；

(5) 增加了第 6 章“建立岩样初始油水饱和状态”；

(6) 对 SY 5345—89 的 8.1.3.2 和 8.1.3.3 进行了修改；

(7) 对 SY 5345—89 的第 9 章进行了适当缩编；

(8) 删除了 SY 5345—89 的第 10 章；

(9) 增加了第 8 章“稳态法油水相对渗透率的测定”；

(10) 增加了稳态法和非稳态法的报告格式 [见本标准的附录 A (标准的附录) 和附录 B (标准的附录)]。

本标准从生效之日起，同时代替 SY 5345—89。

本标准的附录 A、附录 B 都是标准的附录。

本标准由中国石油天然气集团公司提出。

本标准由油气田开发专业标准化委员会归口。

本标准起草单位：石油勘探开发科学研究院。

本标准起草人 江义容 戴志坚 罗蔓莉 洪 颖 张祖波 贾芬淑

本标准于 1989 年 3 月 31 日首次发布。

油水相对渗透率测定

代替 SY 5345—89

Oil - water relative permeability measurement

1 范围

本标准规定了测定油水相对渗透率的基本原理、测定方法、资料处理和报告格式。

本标准包括稳态法和非稳态法两种测定方法。稳态法适用于测定空气渗透率范围为 $50 \times 10^{-3} \sim 10^3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的圆柱状岩样的油水相对渗透率；非稳态法适用于测定渗透率大于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的圆柱状岩样的油水相对渗透率。

本标准适用于胶结砂岩。非稳态水驱油试验中有恒压和恒速两种方法。这两种方法等效。

2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成本标准的条文。本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

SY/T 5153—1999 油藏岩石润湿性测定

SY/T 5336—1996 岩心常规分析方法

3 岩样

3.1 岩样钻取

岩样钻成圆柱形，直径为 2.5cm 或 3.8cm，长度不小于直径的 1.5 倍。

3.2 新鲜岩样

3.2.1 在井场选取所需的岩心，采取下列两种包装方式中的任意一种包装：

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) 在井场将岩心浸入高浓度（如 5%）的 NaCl 水溶液中并密封。

3.2.2 用饱和高浓度（如 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。

3.3 非新鲜岩样的清洗

根据油藏的原始润湿性，选择清洗溶剂。如果油藏原始润湿性为水湿，则用苯加酒精清洗岩样；如果油藏原始润湿性为油湿，则用四氯化碳、高标号（120 号）溶剂汽油清洗岩样。使用这些溶剂清洗后的岩样不用再恢复润湿性。在不知地层原始润湿性的情况下，按 SY/T 5153 的规定执行。

4 试验用油

4.1 采用精制油或用新鲜脱气原油加中性煤油配制的模拟油，并根据各油田的实际情况选择油水粘度比。

4.2 对新鲜岩样采用精制油，对非新鲜岩样（恢复润湿性岩样）采用模拟油。

5 试验用水

实验用的注入水或地层水（束缚水）均使用实际注入水、地层水或人工配制的注入水、地层水。

6 建立岩样初始油水饱和状态

6.1 岩样有效孔隙体积和孔隙度测定

6.1.1 干样称重。

6.1.2 将岩样抽真空饱和模拟地层水。抽空饱和地层水的方法和要求按 SY/T 5336 的规定执行。

6.1.3 将饱和模拟地层水后的岩样称重，即可按式 (1)、式 (2) 求得有效孔隙体积和孔隙度。

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

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad \dots\dots\dots(2)$$

式中： m_0 ——干岩样质量，g；

m_1 ——岩样饱和模拟地层水后的质量，g；

ρ_w ——在测定温度下饱和岩样的模拟地层水的密度，g/cm³；

V_p ——岩样有效孔隙体积，cm³；

V_t ——岩样总体积，cm³；

ϕ ——岩样孔隙度，%。

6.1.4 岩样饱和程度的判定：判定方法是检查岩样抽空饱和是否严格符合要求，或按以下方法进行，即将岩样抽空饱和和地层水后得到的有效孔隙度与气测孔隙度对比，二者数据应满足以下关系：

$$\phi - \phi_g \leq 1\% \quad \dots\dots\dots(3)$$

式中： ϕ_g ——气测孔隙度，%。

在低渗透岩样抽空饱和和水时，建议先将岩样饱和 CO₂，再抽空饱和水，使岩样充分饱和。

6.2 建立束缚水饱和度

用油驱水法建立束缚水饱和度，束缚水饱和度按式 (4) 计算：

$$S_{wi} = \frac{V_p - V_{wi}}{V_p} \times 100 \quad \dots\dots\dots(4)$$

式中： S_{wi} ——束缚水饱和度，%；

V_{wi} ——岩石内被驱出水的体积，cm³。

7 恢复岩石润湿性

恢复岩石润湿性的方法按 SY/T 5153 的规定执行。

8 稳态法油水相对渗透率的测定

8.1 原理

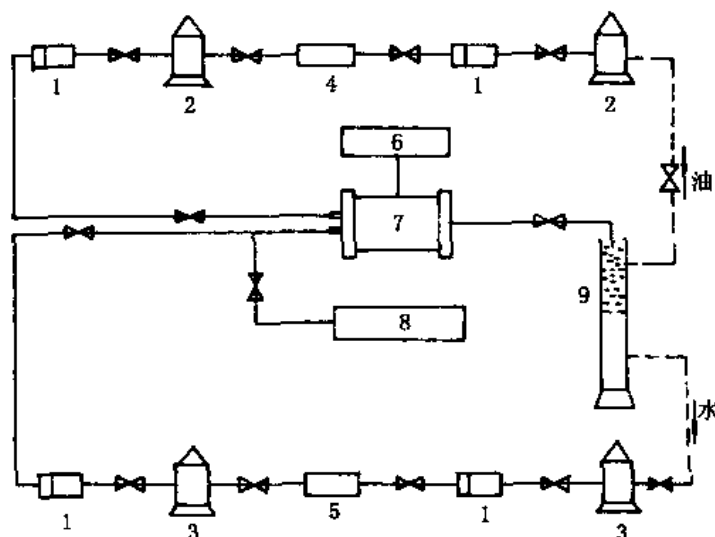
稳态法测定油水相对渗透率是将油水按一定流量比例同时恒速注入岩样，当进口、出口压力及油、水流量稳定时，岩样含水饱和度分布也已稳定，此时油、水在岩样孔隙内的分布是平衡的，岩样对油和水的相对渗透率值是常数。因此，可利用测定岩样进口、出口压力及油、水流量，由达西定律直接计算出岩样的油、水有效渗透率及相对渗透率值，用称重法或物质平衡法计算出岩样相应的平均饱和度值。改变油水注入流量比例，就可得到一系列不同含水饱和度时的油、水相对渗透率值，并可绘制岩样的油、水相对渗透率曲线 [见附录 A (标准的附录) 图 A1]。

8.2 实验流程和实验设备

8.2.1 实验流程

稳态法测定油水相对渗透率流程示意图见图 1。

8.2.2 实验设备和计量器具



1—过滤器；2—储油罐；3—储水罐；4—油泵；5—水泵；
6—环压；7—岩心；8—压力传感器；9—计量分离器

图1 稳定流油水相对渗透率实验流程示意图

- a) 岩心夹持器；
- b) 循环泵：流量精度为1%；
- c) 压力传感器：测量误差为0.4%F·S；测量腔小的精密压力传感器，测量误差为0.45%F·S；
- d) 玻璃油水分离器：0~10mL，分度值为0.05mL；
- e) 电子天平：分度值为0.0001g；
- f) 电子秒表：分度值为0.01s；
- g) 游标卡尺：分度值为0.02mm；
- h) 空盒气压计：分度值为1hPa。

8.3 油水相对渗透率测定步骤

8.3.1 束缚水状态下的油相渗透率的测定。

8.3.1.1 新鲜岩样；

a) 将浸泡在原油中或煤油中的岩样在试验温度下恒温2h并抽空1h后，装入岩心夹持器中，并在试验温度下恒温4h。

b) 用精制油驱替达10倍孔隙体积后，测油相有效渗透率。束缚水饱和度下的油相有效渗透率按式(5)计算：

$$K_{\alpha(s_w)} = \frac{q_o \mu_o L}{A(p_1 - p_2)} \times 10^{-1} \quad \dots\dots\dots(5)$$

式中： $K_{\alpha(s_w)}$ ——束缚水饱和度条件下的油相有效渗透率， μm^2 ；

q_o ——油流量，mL/s；

μ_o ——在测定温度下油的粘度，mPa·s；

L ——岩样长度，cm；

A ——岩样截面积， cm^2 ；

p_1 ——岩样进口压力（表压），MPa；

p_2 ——岩样出口压力（表压），MPa。

测定束缚水条件下的油相有效渗透率时，连续测定三次，束缚水时油相有效渗透率的相对误差小于3%。

8.3.1.2 非新鲜岩样：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,测油相有效渗透率。其计算公式和测量次数及偏差要求同新鲜岩样(见 8.3.1.1)。

8.3.2 将油、水按设定的比例注入岩样,等到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)。

8.3.3 改变油水注入比例,重复 8.3.1.2 试验的测量直至结束试验。

8.4 稳定的评判依据

- 在每一级油水流量比注入时,每一种液体至少应该注入岩样 3 倍孔隙体积;
- 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。

8.5 油水注入比例

在总速度不变的情况下,油水按照以下比例注入:

油	水
20	1
10	1
5	1
1	1
1	5
1	10
0	1

8.6 油水相对渗透率及含水饱和度确定

8.6.1 用称重法求含水饱和度

$$S_w = \frac{m_i - m_1 - V_p \cdot \rho_o}{V_p(\rho_w - \rho_o)} \times 100 \quad \dots\dots\dots(6)$$

式中: S_w ——岩样含水饱和度, %;

m_i ——任一时刻的含油水岩样的质量, g;

ρ_o ——在测定温度下模拟油的密度, g/cm³。

8.6.2 用物质平衡法确定岩样含水饱和度

用此种方法确定岩样含水饱和度的前提是计量岩样进口、出口压力必须用精密的压力传感器,保证整个回路出口端计量油水较为准确。

$$S_w = S_{wi} + \frac{V_i - V_o}{V_p} \times 100 \quad \dots\dots\dots(7)$$

式中: V_o ——计量管中原始油的体积, cm³;

V_i ——第 i 种油水比下油水稳定后计量管内油的体积, cm³;

S_{wi} ——束缚水饱和度, %。

8.6.3 油水相对渗透率计算

按式 (8) ~ 式 (11) 计算油、水相对渗透率。

$$K_w = \frac{q_w \mu_w L}{A(p_1 - p_2)} \times 10^{-1} \quad \dots\dots\dots(8)$$

$$K_o = \frac{q_o \mu_o L}{A(p_1 - p_2)} \times 10^{-1} \quad \dots\dots\dots(9)$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K_o(S_w)} \quad \dots\dots\dots(10)$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_o(S_w)} \quad \dots\dots\dots(11)$$

式中： q_w ——水流量，mL/s；
 μ_o ——在测定温度下油的粘度，mPa·s；
 μ_w ——在测定温度下水的粘度，mPa·s；
 K_w ——水相有效渗透率， μm^2 ；
 K_{rw} ——水相相对渗透率；
 K_o ——油相有效渗透率， μm^2 ；
 K_{ro} ——油相相对渗透率。

9 非稳态法油水相对渗透率的测定

9.1 原理

非稳态油水相对渗透率是以一维水驱油理论为基本点。在水驱油过程中，水、油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的水驱油试验，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.”方法整理试验数据，得到油水相对渗透率，并可绘制油、水相对渗透率与含水饱和度的关系曲线 [见附录 B (标准的附录) 图 B1]。

9.2 驱动条件

9.2.1 恒速法

恒速法按式 (12) 确定注水速度：

$$L \cdot \mu_w \cdot V_w \geq 1 \quad \dots\dots\dots(12)$$

式中： L ——岩样长度，cm；
 μ_w ——注入水粘度，mPa·s；
 V_w ——渗流速度，cm/min。

9.2.2 恒压法

恒压法按 $\pi_1 \leq 0.6$ 确定初始驱动压差 Δp_0 ：

$$\pi_1 = \frac{10^{-3} \sigma_{o-w}}{\sqrt{\frac{K_a}{\phi}} \Delta p_0} \quad \dots\dots\dots(13)$$

式中： π_1 ——驱动压差与毛管压差之比；
 σ_{o-w} ——油、水界面张力，mN/m；
 K_a ——岩样的空气渗透率， μm^2 ；
 ϕ ——岩样的孔隙度，%；
 Δp_0 ——初始驱动压差，MPa。

9.3 恒速试验与恒压试验的主要设备和流程

9.3.1 实验流程

实验流程见图 2。

9.3.2 实验设备及计量器具

- a) 岩心夹持器；
- b) 循环泵：流量精度为 1%；
- c) 压力传感器：测量误差为 0.4% F·S；测量腔小的精密压力传感器，测量误差为 0.45% F·S；
- d) 玻璃油水分离器：0~10mL，分度值为 0.05mL；

e) 定值器。

9.4 测定的主要步骤

9.4.1 恒速法

9.4.1.1 新鲜岩样同 8.3.1.1。

9.4.1.2 非新鲜岩样同 8.3.1.2。

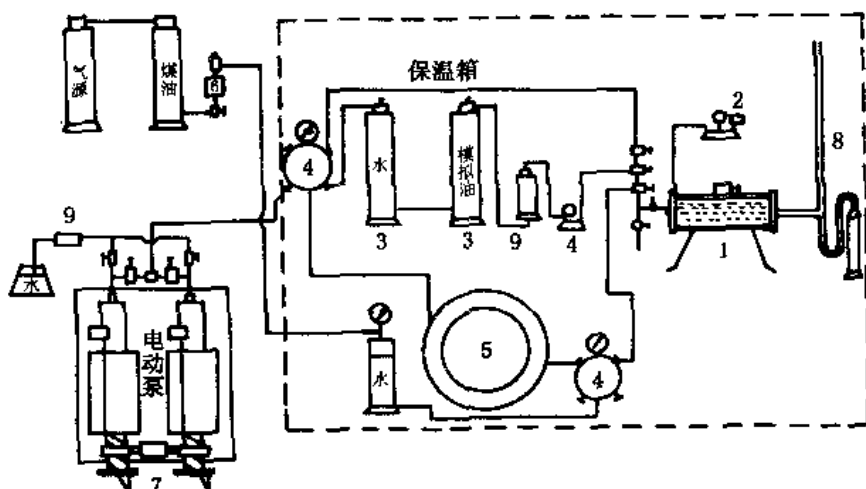
9.4.1.3 水驱油：

a) 水驱油开始前，在岩样入口建立一定的压力（压差值小于测油相有效渗透率时的压差值）。

b) 实验应记录见水前的无水期产油量，准确记录见水时间，见水时的累积产油量、累积产液量、岩样两端的压力差。

c) 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。注水 30 倍孔隙体积后（或含水率到 99.95% 时），测残余油时的水相渗透率。

d) 新鲜岩样必须用 Dean Stark 抽提测定试验结束时的含水量，用物质平衡法计算束缚水饱和度。



1—高压岩心夹持器；2—压力传感器；3—高压容器；4—闸门座；5—高压盘管；
6—高压定值器（恒压法用）；7—高压计量泵；8—油水分离器；9—过滤器

图 2 非稳定流油水相对渗透率实验流程示意图

9.4.2 恒压法

9.4.2.1 水驱油时，按 $\pi_i \leq 0.6$ 计算初始压差，保持恒压差注水。

9.4.2.2 准确记录见水时间，见水时的累积产液量、累积产油量、累积注水时间。

9.4.2.3 其他步骤与恒速法相同。

9.5 资料整理

基本公式如下：

$$K_{ro}(S_w) = f_o(S_w) \frac{d\left[\frac{1}{\bar{V}(t)}\right]}{d\left[\frac{1}{IV(t)}\right]} \dots\dots\dots(14)$$

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

$$S_{we} = S_{wi} + \bar{V}_o(t) - f_o(S_w) \bar{V}(t) \dots\dots\dots(16)$$

式中： $K_{ro}(S_w)$ ——油相相对渗透率；

S_w ——岩样含水饱和度；

$f_o(S_w)$ ——含油率；

S_{we} ——出口端水饱和度；

$\bar{V}_{(t)}$ ——量纲一的累积注水量 (V/V_p , 此处 V_p 代表岩样的有效孔隙体积)；

$\bar{V}_{o(t)}$ ——量纲一的累积采油量 (V_o/V_p)；

$K_{rw}(S_w)$ ——水相相对渗透率；

I ——流动能力比；

S_{wi} ——束缚水含水饱和度；

μ_w ——在测定温度下水的粘度, mPa·s；

μ_o ——在测定温度下油的粘度, mPa·s。

$$\text{恒压实验时:} \quad I = \frac{Q_{(t)}}{Q_{e0(t)}} \quad \dots\dots\dots(17)$$

$$\text{恒速实验时:} \quad I = \frac{\Delta p_0}{\Delta p_{(t)}} \quad \dots\dots\dots(18)$$

式中： $Q_{(t)}$ —— t 时刻出口产液量, cm^3 ；

$Q_{e0(t)}$ ——初始产液量, cm^3 ；

$\Delta p_{(t)}$ —— t 时刻压差, MPa；

Δp_0 ——初始压差, MPa。

按式 (13) ~ 式 (15) 用微机计算油、水相对渗透率和对应的含水饱和度及含水率。

10 数据修约

10.1 将岩样长度值修约到 2 位小数 (cm)。

10.2 将岩样直径值修约到 2 位小数 (cm)。

10.3 将岩样面积值修约到 2 位小数 (cm^2)。

10.4 将岩样体积值修约到 2 位小数 (cm^3)。

10.5 将岩样孔隙度值修约到 1 位小数 (%)。

10.6 将岩样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 (用科学记数法表示, $10^{-3} \mu\text{m}^2$)。

10.7 将岩样油相和水相的相对渗透率值修约到 3 位小数。

10.8 将岩样饱和度值修约到 1 位小数 (%)。

11 报告内容及格式

11.1 稳态法油水相对渗透率测定报告格式见附录 A (标准的附录)。

11.2 非稳态法油水相对渗透率测定报告格式见附录 B (标准的附录)。

附 录 A
(标准的附录)
稳态法油水相对渗透率测定报告格式

A1 报告封面格式

No.

稳态法油水相对渗透率测定报告

地 区： _____

油 田： _____

井 号： _____

井 段： _____

岩样块数： _____

送样单位： _____

检测依据： _____

技术负责： _____

报告日期： _____

(测定单位)

A2 报告首页格式

本报告共 页，共测定岩样 块。

检测主要设备及编号：

其他说明：

测定人：

校核人：

A3 报告格式 (见表 A1、表 A2)

表 A1 基础数据表格式

油田/井号		层位	
取样深度, m		岩样号	
岩样长度, cm		岩样直径, cm	
干岩样质量 m_0 , g		岩样孔隙体积, cm^3	
孔隙度, %		空气渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
测定温度, $^{\circ}\text{C}$		注入水的粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$	
饱和水矿化度, g/L		注入水的密度, g/cm^3	
束缚水饱和度, %		实验油的粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$	
束缚水时油相渗透率, μm^2		实验油的密度, g/cm^3	

表 A2 结果数据表格式

油、水相对渗透率数据			
样号:	孔隙度:	%	
油田:	空气渗透率:	$\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
井号:	束缚水饱和度:	%	
层位:	油的有效渗透率:	$\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
水饱和度 S_w %	水相相对渗透率 K_{rw}	油相相对渗透率 K_{ro}	相对渗透率比值 K_{rw}/K_{ro}

A4 稳态法油水相对渗透率曲线示意图 (见图 A1)

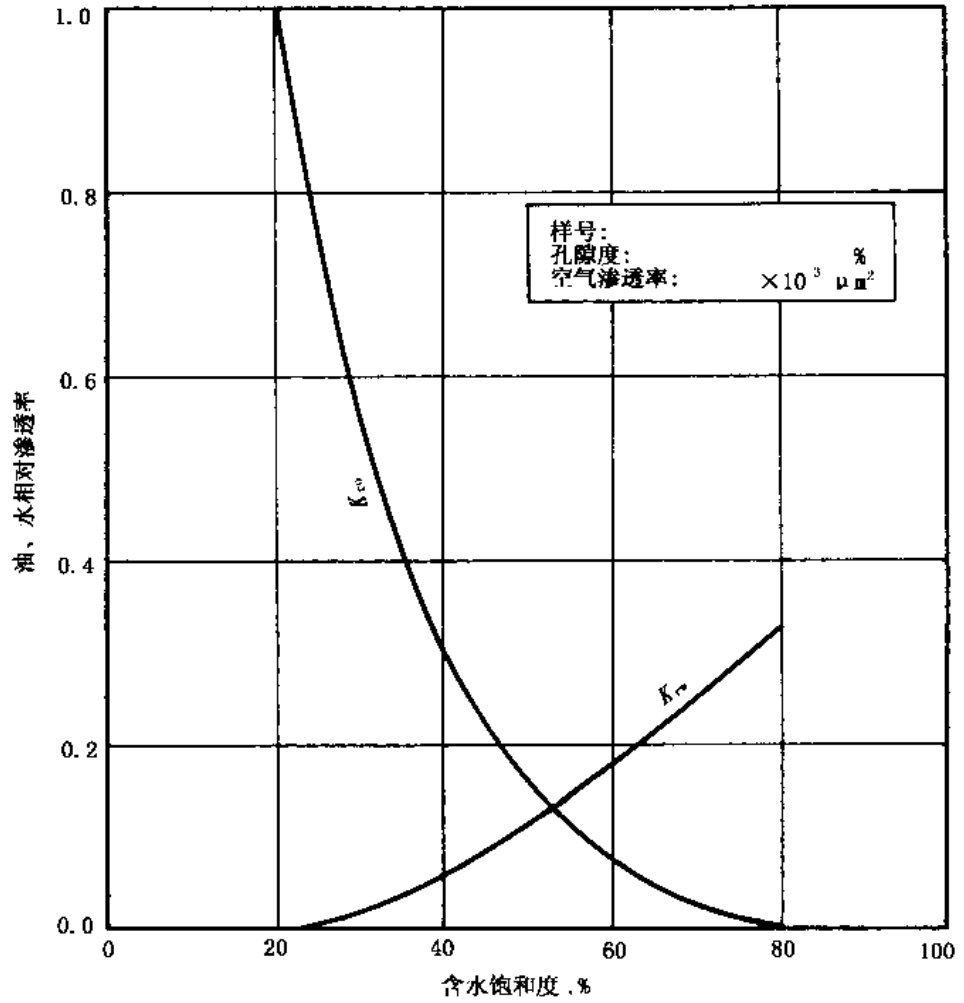


图 A1 稳态法油、水相对渗透率曲线示意图

附录 B
(标准的附录)
非稳态法油水相对渗透率测定报告格式

B1 报告封面格式

No.

非稳态法油水相对渗透率测定报告

地 区： _____

油 田： _____

井 号： _____

井 段： _____

岩样块数： _____

送样单位： _____

检测依据： _____

技术负责： _____

报告日期： _____

(测定单位)

B2 报告首页格式

本报告共 页，共测定岩样 块。

检测主要设备及编号：

其他说明：

测定人：

校核人：

B3 报告格式 (见表 B1、表 B2)

表 B1 基础数据表格式

油田/井号		层位	
取样深度, m		岩样号	
岩样长度, cm		岩样直径, cm	
残余油饱和度, %		岩样孔隙体积, cm^3	
孔隙度, %		空气渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
测定温度, $^{\circ}\text{C}$		注入水粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$	
饱和水矿化度, g/L		实验油的粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$	
束缚水饱和度, %		最终驱油效率, %	

表 B2 结果数据表格式

油、水相对渗透率数据			
样号:	孔隙度:	%	
油田:	空气渗透率:	$\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
井号:	束缚水饱和度:	%	
层位:	油的有效渗透率:	$\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
水饱和度 S_w %	水相相对渗透率 K_{rw}	油相相对渗透率 K_{ro}	相对渗透率比值 K_{rw}/K_{ro}

B4 非稳态法油水相对渗透率曲线示意图 (见图 B1)

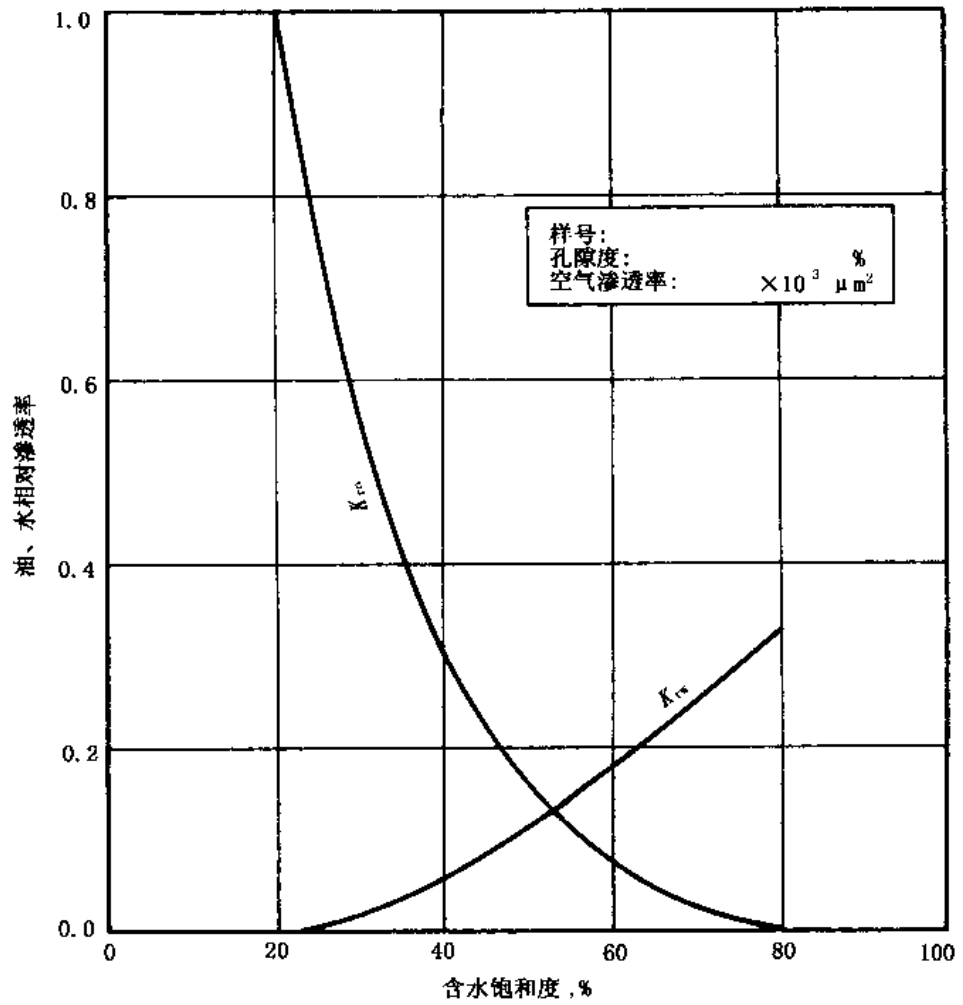


图 B1 非稳态法油、水相对渗透率曲线示意图