



中华人民共和国国家标准

GB/T 28912—2012

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

2012-11-05 发布

2013-03-01 实施



中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会

发布

目 次

前言	I
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 试验用流体	2
4.1 试验用油	2
4.2 试验用水	2
4.3 试验用气	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	6
7 气-液相对渗透率测定	8
7.1 稳态法水-气相对渗透率测定	8
7.2 非稳态法气-油(水)相对渗透率测定	11
8 数据修约	12
9 报告内容及格式	13
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	14
附录 B (资料性附录) 油-水相对渗透率测定报告图表格式	16
附录 C (资料性附录) 气-油(水)相对渗透率测定报告图表格式	18
附录 D (资料性附录) 水-气相对渗透率测定报告图表格式	20
参考文献	22

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本标准起草单位:提高石油采收率国家重点实验室(中国石油勘探开发研究院)。

本标准主要起草人:张祖波、罗曼莉、戴志坚、吕伟峰、洪颖。

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,其他类型多孔介质可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

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,钻成直径大于或等于 2.50 cm 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,偏差在 SY/T 5336 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,单位为毫升(mL);

m_1 ——岩样饱和模拟地层水后的质量的数值,单位为克(g);

m_0 ——干岩样质量的数值,单位为克(g);

ρ_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/cm³)。

3.4.3 岩样饱和程度的判定:将岩样抽空饱和地层水后得到的孔隙体积与氦气法孔隙体积对比,二者数据应满足式(2)给出的关系。

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

式中:

V_{pHe} ——氦气法孔隙体积的数值,单位为毫升(mL)。

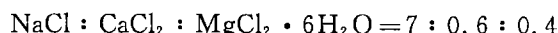
4 试验用流体

4.1 试验用油

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,并根据实际情况选择油水黏度比。选用与原油配伍性好的精制油,避免发生沥青沉淀,试验用油在试验前应抽空过滤。

4.2 试验用水

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。试验用水应在试验前放置1 d以上,然后用G5砂芯漏斗或0.45 μm微孔滤膜过滤除去杂质,并抽空。标准盐水配方为:



4.3 试验用气

经过加湿处理的氮气或压缩空气,也可根据需要选用其他气体。

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

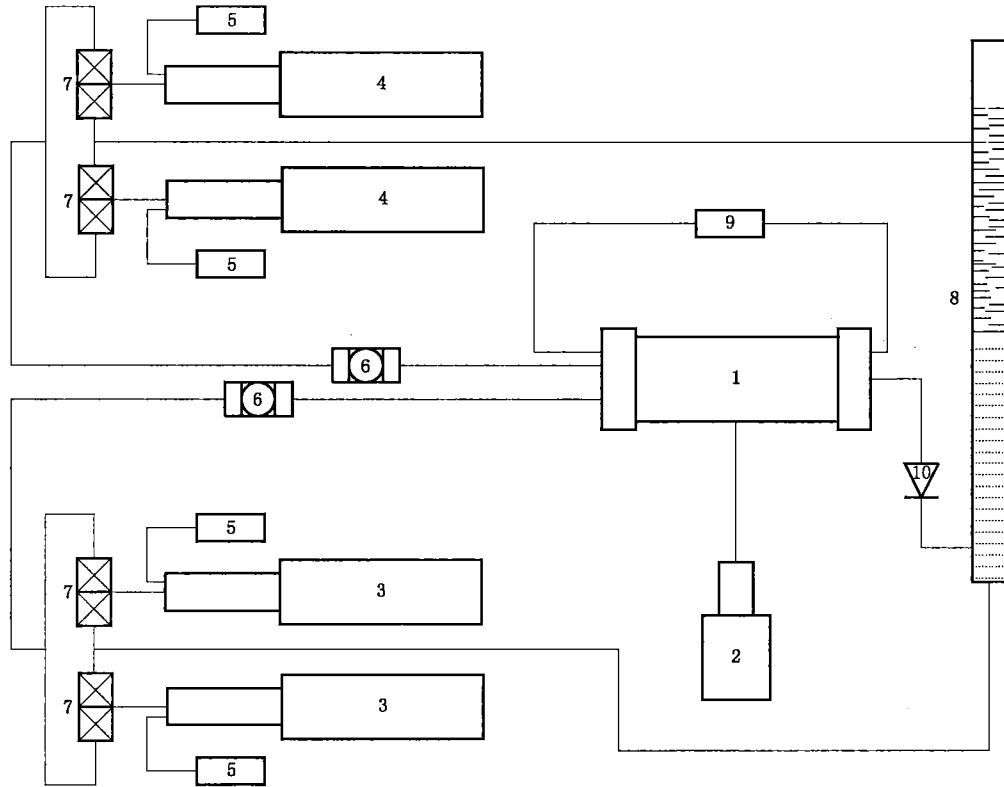
6.1.1 原理

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。试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 试验流程和试验设备

6.1.2.1 试验流程

稳态法测定油-水相对渗透率试验流程示意图见图 1。



说明：

- 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-水相对渗透率试验流程示意图

6.1.2.2 试验设备及计量器具

试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 $\leq 1\%$ ；
- c) 压力传感器：精度 $\leq 0.5\%$ ；
- d) 油水分离器：0 mL~10 mL，分度值 ≤ 0.05 mL；

- e) 天平:感量为 0.001 g;
- f) 秒表:分度值为 0.01 s;
- g) 游标卡尺:分度值为 0.02 mm。

6.1.3 试验步骤

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 0.1 mL/min)进行油驱水,然后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, %;
- V_w ——岩石内被驱出水的体积的数值,单位为毫升(mL)。

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:

- a) 将浸泡在原油中或中性煤油中的岩样在试验温度下恒温 2 h 并抽空 1 h 后,装入岩心夹持器中,并在试验温度下恒温 4 h;
- b) 用试验油驱替达 10 倍孔隙体积后,测油相有效渗透率,连续测定 3 次,相对偏差小于 3%。束缚水饱和度下的油相有效渗透率按式(4)计算:

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

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);
- μ_o ——在测定温度下油的黏度的数值,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(cm²);
- 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试验油驱替达 10 倍孔隙体积后,测定油相有效渗透率。其计算式和测量次数及相对偏差要求同新鲜岩样。

6.1.3.3 试验过程

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,重复上述试验步骤直至最后一个油水注入比结束试验。

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,油水按照表 1 中的比例数值注入。

表 1 油水注入比例

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:

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

式中:

S_w ——岩样含水饱和度的数值, %;

m_i ——第 i 点含油水岩样的质量的数值, 单位为克(g);

m_o ——干岩样的质量的数值, 单位为克(g);

V_p ——岩样有效孔隙体积的数值, 单位为毫升(mL);

ρ_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^3);

ρ_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^3)。

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:

S_{ws} ——束缚水饱和度的数值, %;

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, 单位为毫升(mL);

V_o ——计量管中原始油的体积的数值, 单位为毫升(mL)。

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)、式(10)计算:

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

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

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

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

式中:

K_{we} ——水相有效渗透率的数值, 单位为毫达西(mD);

- q_w ——水的流量的数值,单位为毫升每秒(mL/s);
- μ_w ——在测定温度下水的黏度的数值,单位为毫帕秒(mPa·s);
- K_{oc} ——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;
- K_{rw} ——水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的。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,岩样任一横截面内油水饱和度是均匀的。试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,这个过程被称为非稳定过程。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。

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试验条件方面,还应满足以下关系:

当水驱油采用恒速法时,按式(11)确定注水速度:

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

式中:

- L ——岩样长度的数值,单位为厘米(cm);
- μ_w ——在测定温度下水的黏度的数值,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)。 $v_w = \frac{Q}{A}$,其中 Q 是流量,单位为毫升每分钟(mL/min); A 是岩样截面积,单位为平方厘米(cm²)。

当水驱油采用恒压法时,按照 $\pi_1 \leq 0.6$ 确定初始驱替压差 Δp_0 , π_1 按式(12)确定:

$$\pi_1 = \frac{10^{-3} \sigma_{ow}}{\Delta p_0 \sqrt{K_a / \phi}} \quad \dots\dots\dots (12)$$

式中:

- π_1 ——毛管压力与驱替压力之比的数值;
- σ_{ow} ——油、水界面张力的数值,单位为毫牛每米(mN/m);
- Δp_0 ——初始驱动压差的数值,单位为兆帕(MPa);
- K_a ——岩样的空气渗透率的数值,单位为达西(D);
- ϕ ——岩样的孔隙度的数值,%。

6.2.3 试验流程和设备

6.2.3.1 试验流程

非稳态法测定油-水相对渗透率试验流程示意图见图 2。

6.2.3.2 试验设备及计量器具

试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 $\leq 1\%$;
- c) 压力传感器:精度 $\leq 0.5\%$;
- d) 油水分离器:0 mL~20 mL,分度值 ≤ 0.05 mL;
- e) 天平:感量为 0.01 g;
- f) 秒表:分度值为 0.01 s;
- g) 游标卡尺:分度值为 0.02 mm。

6.2.4 试验步骤

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。

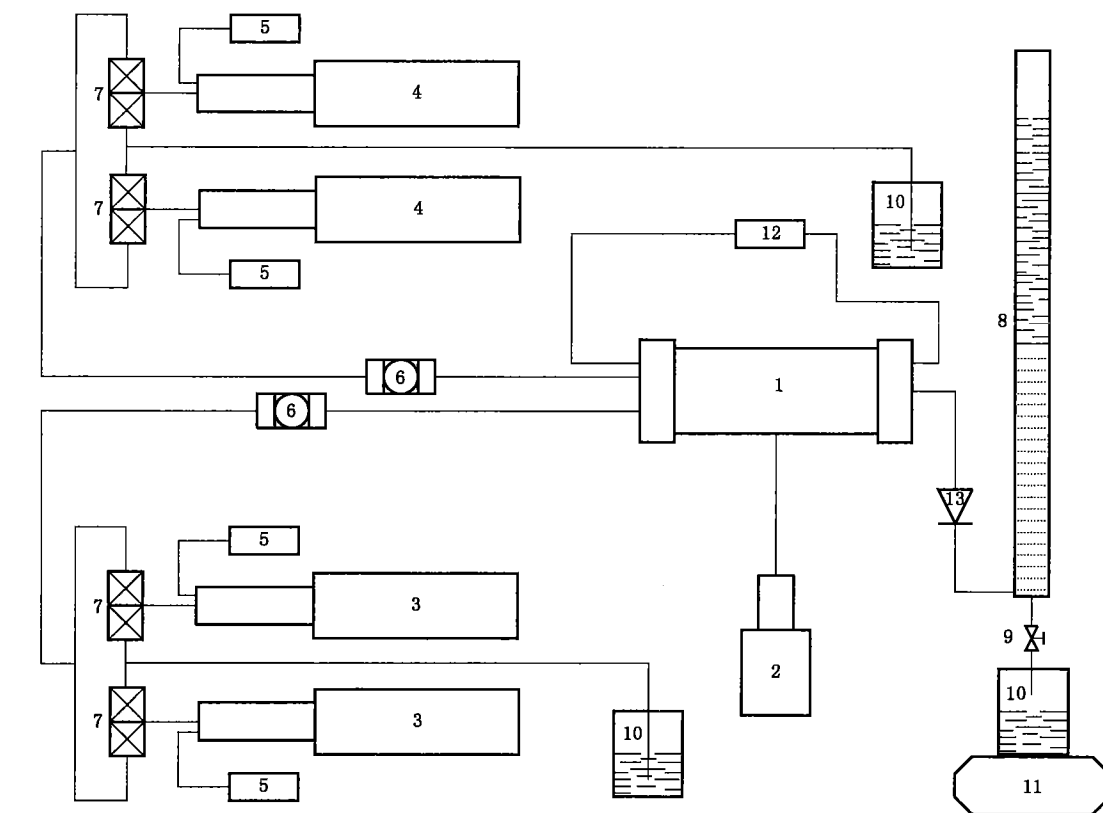
6.2.4.2 测定束缚水状态下的油相渗透率

测定束缚水状态下油相有效渗透率,连续测定 3 次,相对偏差小于 3%。

6.2.4.3 试验过程

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试验。

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。



说明:

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

图 2 非稳态法测定油-水相对渗透率试验流程示意图

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,结束试验。

6.2.4.3.4 新鲜岩样应用 Dean Stark 抽提法确定试验结束时的含水量、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)进行计算:

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

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

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

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

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

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,以孔隙体积的倍数表示;
- $\bar{V}(t)$ ——无因次累积采液量的数值,以孔隙体积的倍数表示;
- 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;
- $Q(t)$ —— t 时刻岩样出口端面产液流量的数值,恒速法试验时 $Q(t) = Q_o$,单位为立方厘米每秒 (cm^3/s);
- 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^3/s);
- Δp_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,恒压法试验时 $\Delta p(t) = \Delta p_o$,单位为兆帕 (MPa);
- S_{we} ——岩样出口端面含水饱和度的数值,用小数表示;
- S_{ws} ——束缚水饱和度的数值,用小数表示。

7 气-液相对渗透率测定

7.1 稳态法水-气相对渗透率测定

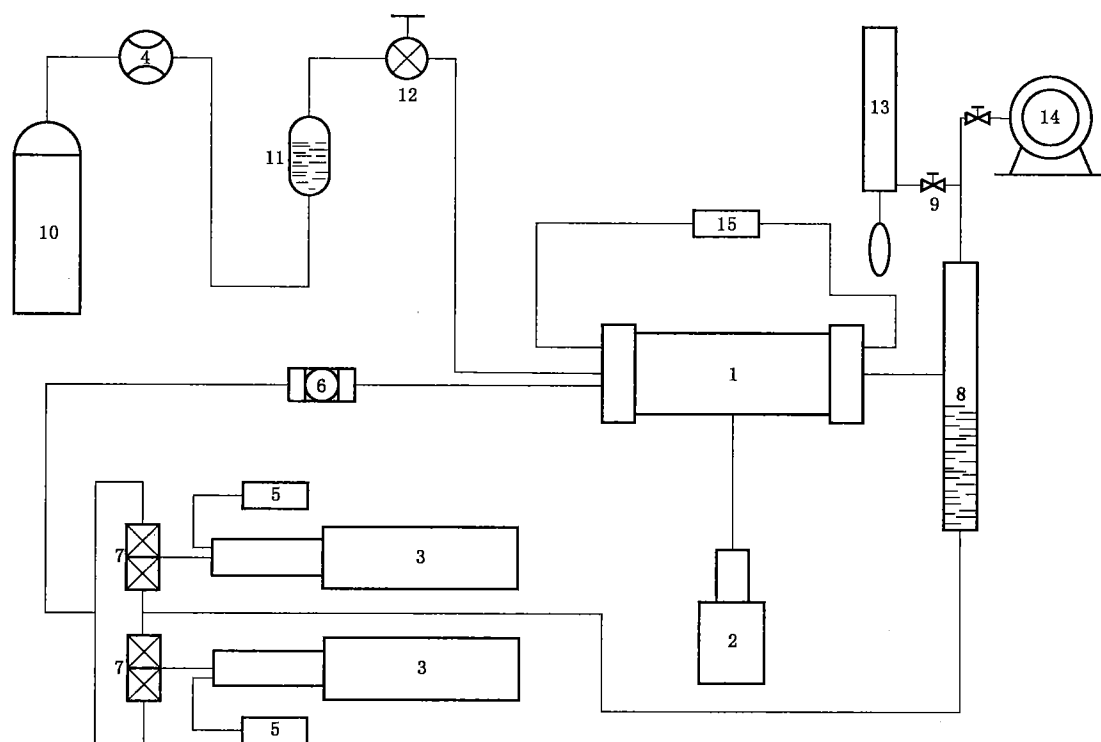
7.1.1 原理

稳态法水-气相对渗透率测定原理同 6.1.1。

7.1.2 试验流程和设备

7.1.2.1 试验流程

稳态法测定水-气相对渗透率流程示意图见图 3。



说明：

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

图 3 稳态法测定水-气相对渗透率流程示意图

7.1.2.2 试验设备及计量器具

试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 $\leq 1\%$ ；
- c) 精密压力表或传感器：精度 ≤ 0.4 级；
- d) 流量计：流量小于 0.6 mL/s 时，采用皂膜流量计；流量大于 0.6 mL/s 时，采用分度值 $\leq 0.01 \text{ L/s}$ 的湿式流量计；
- e) 计量管： $0 \text{ mL} \sim 10 \text{ mL}$ ，分度值 $\leq 0.05 \text{ mL}$ ；
- f) 气水分离器： $0 \text{ mL} \sim 10 \text{ mL}$ ，分度值 $\leq 0.05 \text{ mL}$ ；
- g) 天平：感量为 0.001 g ；
- h) 秒表：分度值为 0.01 s ；
- i) 气压计：分度值为 0.1 kPa 。

7.1.3 试验步骤

7.1.3.1 将已饱和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 3 次水相渗透率，其相对偏差小于 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。束缚水饱和度与驱替速度有关,建立束缚水时的驱替速度应稍高于试验时的驱替速度。

7.1.3.3 将气、水按一定的比例注入岩样,水的速度逐渐增加,气的速度降低,使岩样含水饱和度增加,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 试验至气相相对渗透率值小于 0.005 后,测定水相渗透率,然后结束试验。

7.1.4 计算方法

按照达西公式[式(18)、式(19)]计算气相、水相的有效渗透率:

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

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

式中:

K_{ge} 、 K_{we} ——气相、水相有效渗透率的数值,用小数表示;

p_a ——大气压力的数值,单位为兆帕(MPa);

q_g 、 q_w ——气、水流量的数值,单位为毫升每秒(mL/s);

μ_g 、 μ_w ——在测定温度下气、水的黏度的数值,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(cm²);

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)。

按照式(20)、式(21)计算气、水相对渗透率:

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

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

式中:

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);

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

K_{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);

按照式(22)、式(23)计算含水、气饱和度:

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

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

式中:

S_w ——岩样含水饱和度的数值,%;

m_i ——第*i*点含水岩样的质量,单位为克(g);

m_0 ——干岩样的质量的数值,单位为克(g);

S_g ——岩样含气饱和度的数值,%。

根据计算结果绘制水-气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

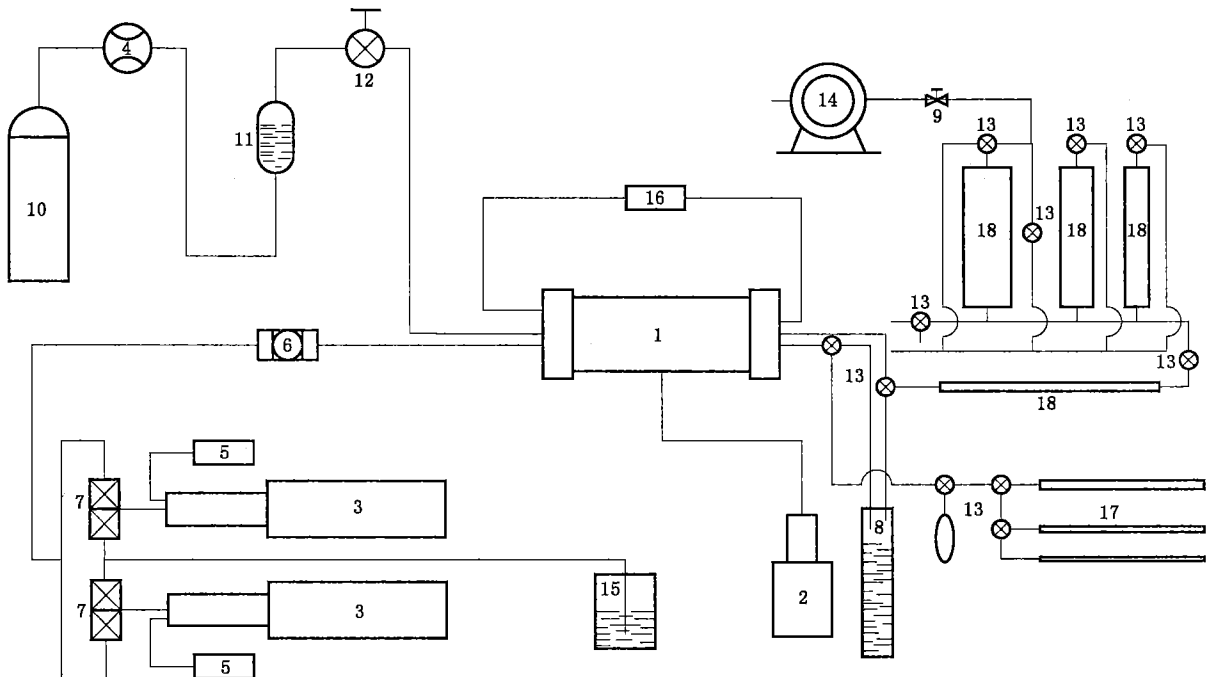
7.2.1 原理

非稳态法气-油(水)相对渗透率测定原理同 6.2.1。

7.2.2 试验流程和设备

7.2.2.1 试验流程

非稳态法测定气-油(水)相对渗透率流程示意图见图 4。



说明:

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

7.2.2.2 试验设备及计量器具

试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 $\leq 1\%$;
- c) 精密压力表或传感器:精度 ≤ 0.4 级;
- d) 油体积计量管:最小分度值为 0.1 mL;
- e) 气体体积计量管:最小分度值为 0.1 mL;
- f) 湿式流量计:最小分度值为 0.01 L;

- g) 气水分离器: 0 mL~10 mL, 分度值≤0.05 mL;
- h) 天平: 感量为 0.01 g;
- i) 秒表: 分度值为 0.01 s;
- j) 气压计: 分度值为 0.1 kPa。

7.2.3 试验步骤

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 3 次水相渗透率, 其相对偏差小于 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 3 个压力点进行测定, 测量值之间的相对偏差小于 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, 初始压差应保证既能克服末端效应又不产生紊流, 初始气驱油(水)产出速度在 7 mL/min~30 mL/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、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试验。

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, 因此应采用平均体积流量。按照式(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);
- $\Delta V_{o(w)i}$ —— $i-1$ 到 i 时刻的油(水)增量的数值, 单位为毫升(mL);
- V_{i-1} —— $i-1$ 时刻的累积油(水)气产量的数值, 单位为毫升(mL);
- p_a —— 大气压力的数值, 单位为兆帕(MPa);
- Δp —— 驱替压差的数值, 单位为兆帕(MPa);
- ΔV_{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)、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, 单位为厘米(cm)。
- 8.2 岩样直径值修约到 3 位小数, 单位为厘米(cm)。

- 8.3 岩样面积值修约到 3 位小数,单位为平方厘米(cm^2)。
- 8.4 岩样体积值修约到 3 位小数,单位为立方厘米(cm^3)。
- 8.5 岩样孔隙度值以百分数表示修约到 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,单位为毫达西(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 岩样饱和度值以百分数表示修约到 1 位小数。

9 报告内容及格式

9.1 报告内容应包括:

- a) 岩心数量及其基本情况;
- b) 试验所用油、气、水的性质;
- c) 试验所用仪器和试验方法;
- d) 数据表格和图;
- e) 其他需要说明的内容。

9.2 报告封面格式参见附录 A。

9.3 报告首页格式参见附录 A。

9.4 油-水相对渗透率测定报告格式参见附录 B。

9.5 气-油(水)相对渗透率测定报告格式参见附录 C。

9.6 水-气相对渗透率测定报告格式参见附录 D。

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封面、首页格式见图 A.1、图 A.2。

<h1>分析测定报告</h1>	
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	_____
(测定单位)	

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:		油的黏度:	mPa·s
层位:		水的黏度:	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}

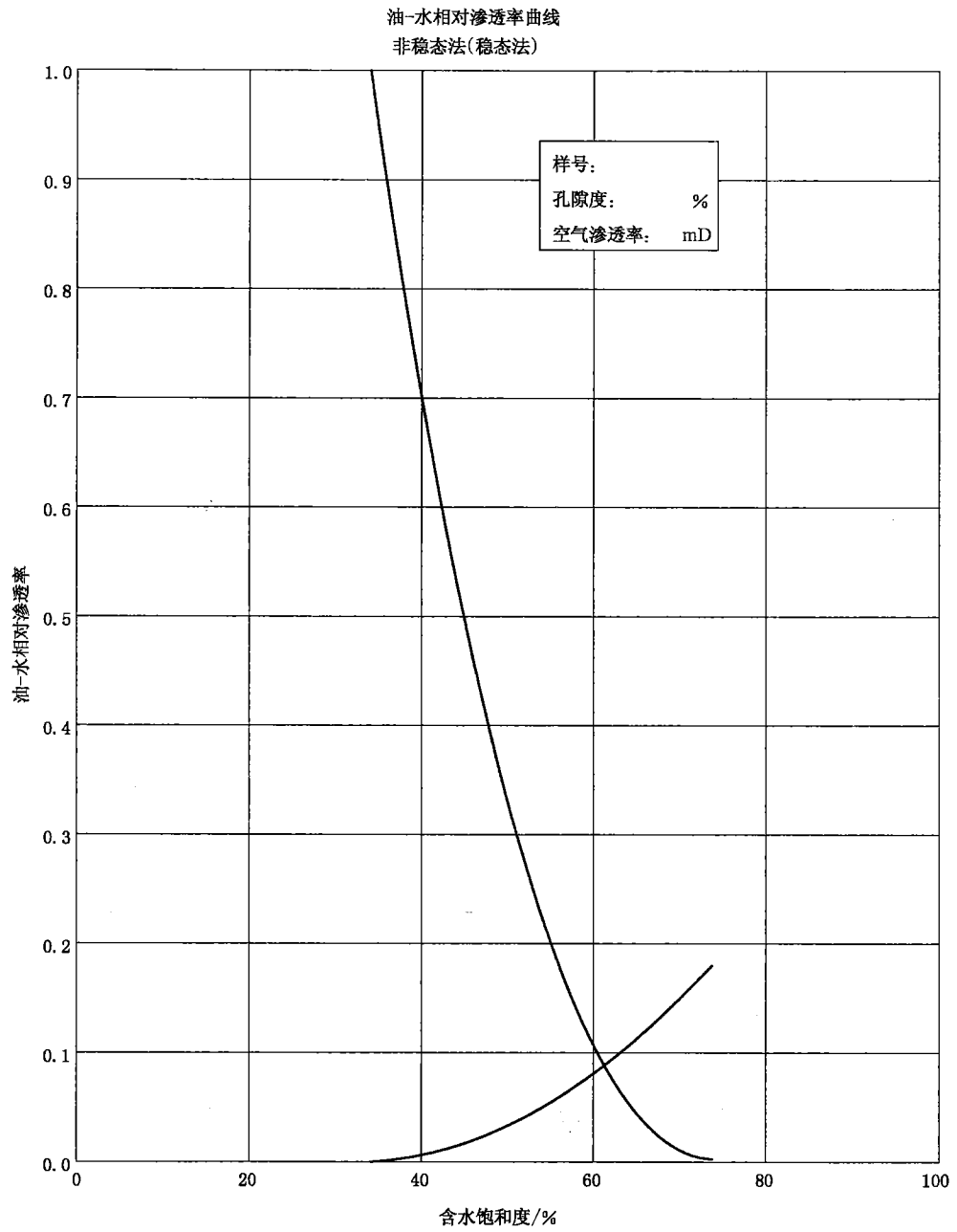


图 B.1 油-水相对渗透率曲线图

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			
样号:		孔隙度:	%
油田:		空气渗透率:	mD
井号:		油(水)的黏度:	mPa·s
层位:		气的黏度:	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 $K_{ro}(K_{rw})$

气-油(水)相对渗透率曲线
非稳态法

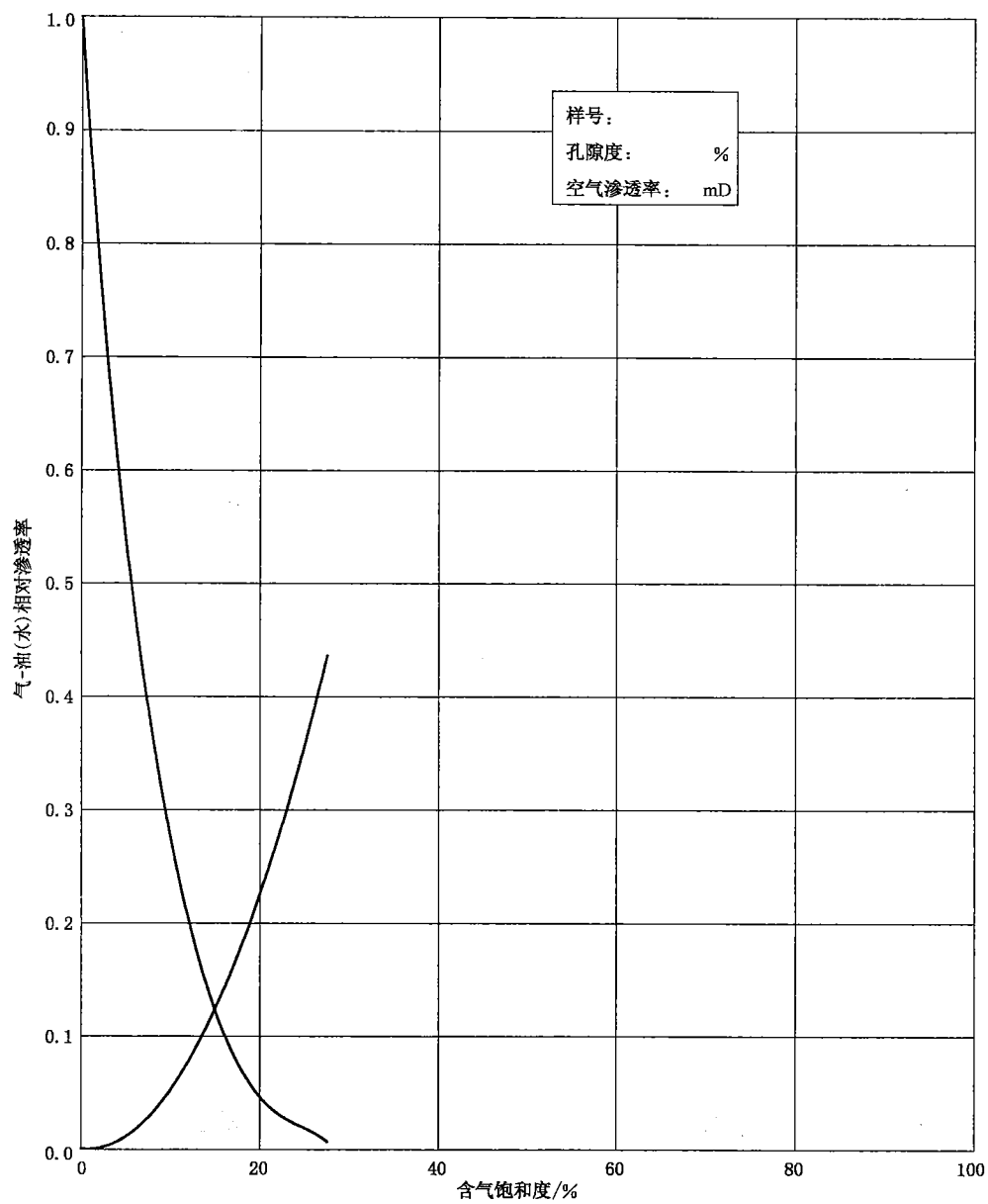


图 C.1 气-油(水)相对渗透率曲线图

附录 D

(资料性附录)

水-气相对渗透率测定报告图表格式

水-气相对渗透率测定报告的格式见表 D.1 及图 D.1。

表 D.1 水-气相对渗透率测定数据表格式

水-气相对渗透率数据 稳态法			
样号:		孔隙度:	%
油田:		空气渗透率:	mD
井号:		气的黏度:	mPa·s
层位:		水的黏度:	mPa·s
深度:	m	束缚水饱和度:	%
温度:	℃	气的有效渗透率:	mD
水饱和度 $S_w/\%$	相对渗透率比值 K_{rw}/K_{rg}	水相对渗透率 K_{rw}	气相对渗透率 K_{rg}

水-气相对渗透率曲线
稳态法

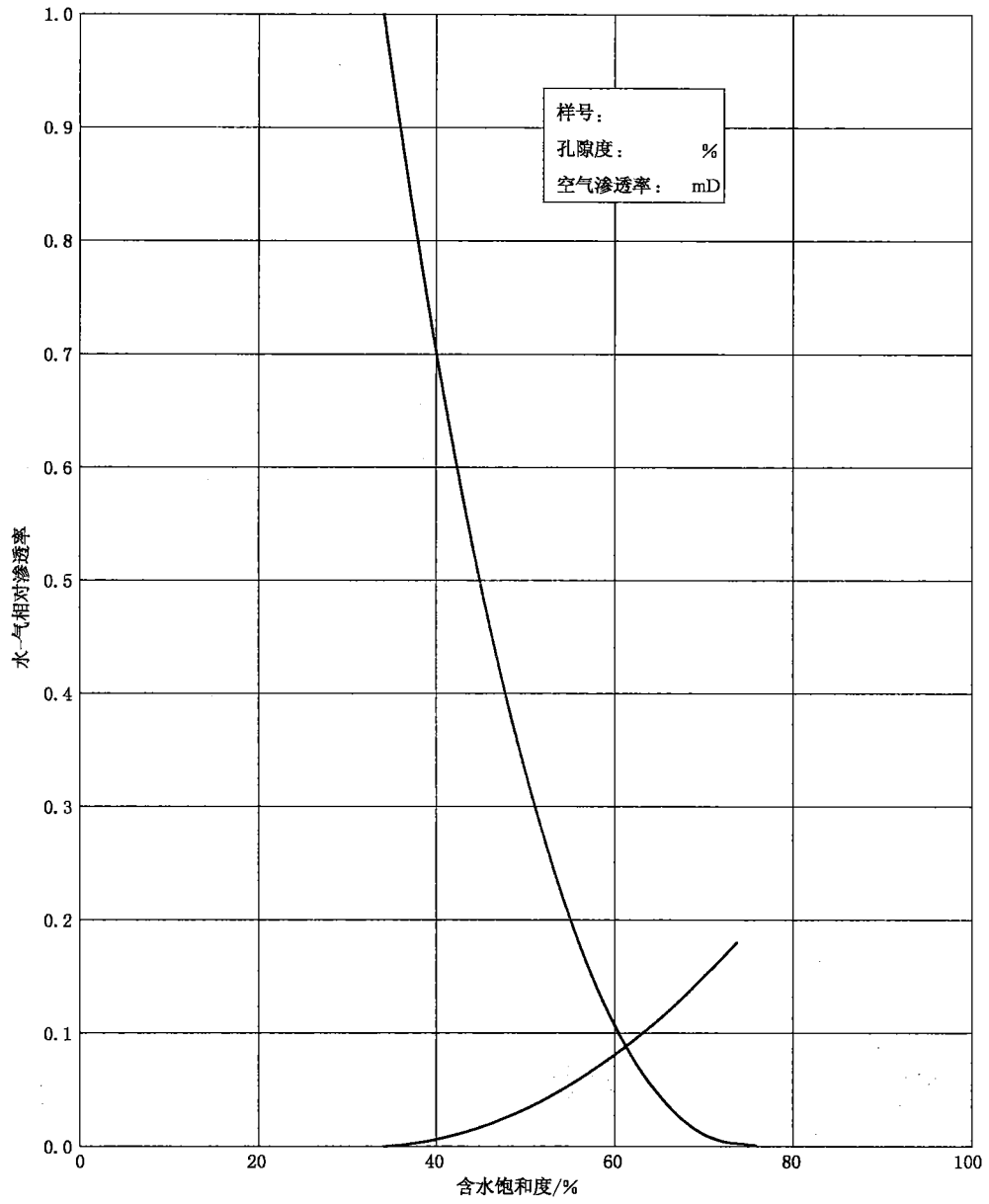


图 D.1 水-气相对渗透率曲线图

参 考 文 献

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

中 华 人 民 共 和 国
国 家 标 准
岩石中两相流体相对渗透率测定方法
GB/T 28912—2012

*

中国标准出版社出版发行
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100013)
北京市西城区三里河北街16号(100045)

网址 www.spc.net.cn

总编室:(010)64275323 发行中心:(010)51780235
读者服务部:(010)68523946

中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷
各地新华书店经销

*

开本 880×1230 1/16 印张 1.75 字数 45 千字
2013年2月第一版 2013年2月第一次印刷

*

书号: 155066·1-46287 定价 27.00 元

如有印装差错 由本社发行中心调换
版权专有 侵权必究
举报电话:(010)68510107



GB/T 28912-2012