

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/ T 5336—1996

岩心常规分析方法

Method of core routine analysis

1996-12-15 发布

1997-06-30 实施

中国石油天然气总公司 发布

前 言

本标准自实施之日起同时代替 SY 5336—88, SY/T 5371—91, SY/T 5802—93, SY/T 5893—93, SY/T 6175—1995。

本标准在 SY 5336—88 等五个标准的基础上进行了修订。

1. 增加了:

- 1) 致密岩有效孔隙度的测定;
- 2) 微波加热法测油水饱和度;
- 3) 库伦仪法测定油水饱和度。

2. 删掉了:

- 1) 井场取样处理及岩心描述中的一部分;
- 2) 常规及全直径岩心分析程序及仪器图片;
- 3) 附录 B、附录 C;
- 4) 二氧化碳溶剂驱替洗油及加压溶剂清洗法;
- 5) 岩心标本与照相;
- 6) 钙镁比测定;
- 7) 发报告一章中的照片。

3. 修订了 SY 5336—88, SY/T 5802—93, SY/T 5371—91, SY/T 5893—93, SY/T 6175—1995 等标准的部分内容。

修订后的标准较原标准不同之处有:

1) 将五个已出版的标准修订成一个, 其中孔隙度、油水饱和度的测定增加了新的测试方法, 删除了某些无用的图表和一些应用很少的方法, 使标准更加精炼、系统、全面。

2) 修订后的标准要求使用孔、渗仪器测试前后, 均用标准样品校正, 保障了仪器在整个测试过程中的准确性、可靠性。饱和度的测试要求取双样进行对比。用抽查的办法检查所测数据的重复性, 从而保证了测试结果的准确性。

3) 修改后的标准质量要求更高。原标准中孔隙度、渗透率的技术要求为: 如果抽查的样品有 30% 超出允许误差范围, 则全部样品重测。修订后为: 如果抽查的样品有 10% 超出允许偏差, 则全部样品重测。

4) 修订后公式中符号及其单位均归入附录 E (标准的附录) 中。

5) 检测报告的要求更加具体可行。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C、附录 D、附录 E 都是标准的附录;

本标准的附录 F、附录 G 都是提示的附录。

本标准由油气田开发专业标准化委员会提出并归口。

本标准由北京石油勘探开发科学研究院负责修订, 由四川石油管理局地质勘探开发研究院和胜利石油管理局地质研究院参加修订。

本标准主要起草人 任义宽 高连云 王文录

参加本标准修订工作的还有胡明亮、刘作之、洪颖、芮莉萍、王会峰、唐鸣、王惠荣。

本标准首次发布于 1988 年。

本标准由中国石油天然气总公司油气田开发专业标准化委员会负责解释。

目 次

前言	
1 范围	1
2 岩心常规分析内容	1
3 岩心分析前的准备	1
4 岩石孔隙度测定方法	7
5 岩石气体渗透率的测定	15
6 岩心流体饱和度的测定	22
7 保压全直径岩心物性分析方法	33
8 岩心碳酸盐含量的测定	38
9 编写报告	40
附录 A(标准的附录) 确定油层储能损失及产能界限的方法	46
附录 B(标准的附录) 负载水计算	52
附录 C(标准的附录) 资料表格格式	53
附录 D(标准的附录) 色谱法测定油水饱和度	66
附录 E(标准的附录) 本标准各公式中符号的意义及单位	68
附录 F(提示的附录) 原油损失量校正方法	74
附录 G(提示的附录) 气体偏差系数 Z 的取值	75

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY / T 5336—1996⁽¹⁾

岩心常规分析方法

Method of core routine analysis

1 范围

本标准规定了岩心常规分析的准备、测试方法、技术要求及编写报告的格式。

本标准适用于在油气藏勘探、开发过程中，对钻井取心、井壁取心及地表露头岩样的测试分析。其他岩心的分析亦应参照执行。

2 岩心常规分析内容

岩心常规分析包括：岩石的孔隙度、空气渗透率、流体饱和度、碳酸盐含量等项参数的测试分析。

3 岩心分析前的准备

不同的测试项目对岩心的选取要求也不同，根据储层岩性的变化、非均质程度及其代表的深度，选取有代表性的岩心并妥善包装。

3.1 井场取饱和度和样、疏松样以及特殊要求样品的取样方法

对测油、水饱和度的岩样，应防止岩心内流体的溢出、蒸发或外部液体渗入；取疏松样品时要保持岩心原状。

3.1.1 容器密封法

3.1.1.1 本方法适用于保存分析油、水饱和度的岩样及特殊要求的岩样。

3.1.1.2 岩心可直接装入容器，也可用铝箔、聚乙烯或其他合适的塑料包装后密封在容器中。岩心与容器上要标明井号和样号。

3.1.1.3 岩心与容器间的空隙应尽量小。未包裹的岩心更要控制间隙。

3.1.1.4 装进容器中的岩样，有两种不同的保存方式：

- 容器中不倒入任何液体。
- 容器中倒入定量的测定岩样时所用的液体，即将称量后的岩样泡在测定液中密封。

3.1.2 冷冻法

3.1.2.1 本方法适用于保存疏松岩心。它是一种快速冷冻岩心法。在当地试验室分析的岩心，只要求作一般冷冻处理，用-25℃低温冰柜冷冻即可；对外运岩心，还要求在岩心周围再覆盖干冰。

3.1.2.2 测试前，岩心在室温下解冻时，应防止岩心周围空气中的水分凝结到岩心表面上；防止融化速度太慢，造成岩心内流体重新分布。一般采用室温（约20℃）下自然融化。

3.1.3 蜡封法

3.1.3.1 本方法适用于保存胶结好的，用以分析油、水饱和度的岩心。

3.1.3.2 操作步骤：

⁽¹⁾ 代替SY 5336—88, SY / T 5371—91, SY / T 5802—93, SY / T 5893—93, SY / T 6175—1995。

- a) 用一容器将石蜡熔化，温度在 70~90℃。
- b) 将岩心表面处理干净，岩心上标明顶、底深度，先用塑料保鲜膜包好，再将写有岩心段顶、底深度的纸片放上，用锡纸包好，赶掉纸与岩心间的空气，并用不吸水的胶带包紧，最后在岩心段中部用铁丝捆上，铁丝结尾系成环状。
- c) 当蜡温达到要求时把岩心浸入蜡中，蜡沾满整个岩心后很快拿出重复浸蜡 3~4 次，使岩心全部被蜡封住。蜡层厚度达 1~2mm。

3.1.3.3 注意事项:

封于岩石表面的蜡壳中不能有气泡和裂缝。

3.2 试验室岩心验收

3.2.1 岩心验收及取样前的准备

- a) 准备好接收岩心的场地及水、电设备。
- b) 根据岩心的数量，对可移动的岩心架进行编号，标明各架的顶底方向，并依次排列。
- c) 红、蓝颜色的划线笔各一支。
- d) 检查伽马射线仪后，进行标准样的测定。
- e) 准备好代表岩心缺失段的材料。
- f) 检查钻、切、磨岩心的机器及取岩样的小工具。
- g) 准备好放置垂直与水平柱塞样的两用岩心架。
- h) 检查包装岩心用的塑料袋与盒子。
- i) 准备好岩心验收记录，包括验收岩样清单、岩心分析送样清单(格式见表 1、表 2)。

表 1 验收岩心清单(格式)

试验室编号 _____ 送样人 _____
 送样单位 _____ 收样人 _____
 井 号 _____ 验收日期 _____

井 深 m	岩心描述	井 深 m	岩心描述	井 深 m	岩心描述

油基钻井液 ☐ ☐

密闭液 ☐ ☐

☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐

井号 第 次取心

井段

 \mathbf{m}

m 层位

出筒:

年
月

时

取心旁

密

样品号	样品长 cm	距顶 m	岩性
1			油水饱和度
2			孔隙度
3			渗透率
4			压汞
5			粒度
6			碳酸盐
7			薄片
8			粘土
9			电镜
10			阳离子
11			润湿性
12			驱油效率
13			相渗透率
14			压缩孔隙度
15			介形虫
16			孢粉
17			垂直渗透率

送样单位:

主管人:

送样人:

接收人:

3.2.2 岩心验收步骤

3.2.2.1 了解岩心分析送样清单内容。

3.2.2.2 与送样人一起清点岩心箱数。开箱，检查并丈量核对岩心。

3.2.2.3 按岩心架上所标顶、底，岩心标签及岩心断口，将岩心按顺序放到可移动的岩心架上，对照验收岩心分析送样清单，留出岩心缺失段的空位，放进缺失段的相应长度的硬纸板或其他材料，仔细核对岩心顺序。

3.2.2.4 丈量岩心长度，每 0.5m 作一记号，每个整米处标一深度，并沿岩心轴线，从顶到底面相距 2cm 的两条平行直线，右边为红色，左边为蓝色。

3.2.2.5 填写好验收岩心清单。

3.2.2.6 根据岩心分析送样清单，检查并场已取的岩样位置，确定准备补取的岩样，并在岩心上标明准备取样的位置。

3.3 试验室自然伽马射线测定

使用岩心伽马测量仪对钻井取心进行自然伽马曲线测定，与自然伽马测井曲线对比，用以校正岩心的相应深度，验证取心漏失段，使所取岩心归位。

3.3.1 仪器设备

仪器应进行定期校正，对现场使用仪器的精度等级应做记录。仪器应选用与井下自然伽马测井仪具有相同的伽马射线强度单位。

国产：岩心伽马测量仪。

进口：伽马射线检测仪。

3.3.2 仪器工作条件校正及操作

仪器工作条件校正及操作见仪器说明书。

3.4 试验室取样

了解地层岩石类型与测定项目后，确定取样方式。

3.4.1 油水饱和度分析样品的取样

3.4.1.1 做好取样前的准备工作，洗净、烘干并称量岩心杯或带盖瓶，洗净并烘干捕集器，干燥杯。

3.4.1.2 为使岩心内流体在测定前保持相对稳定，对送来的岩心，应检查包装情况。测定包装的岩心时，应打开一块，立即从中心部位取样。

3.4.1.3 不同的测定方法，采用不同的取样方法。

a) 蒸馏抽提法岩心的取样是在取孔、渗样品附近的岩心中心部位取 1 块约 15~30g 岩样，每批要取 3~5 个双样用以检查质量。

b) 干燥法岩心的取样是在靠近取孔隙度和渗透率样品位置处的岩心的中心部位取样，并分作两份。一份为 25~40g 整块岩样，放入带盖瓶中，供测定其中的气体体积与总体积用；另一份为 100~125g 碎样，称量后放入干燥岩心杯中，作测定其中水量与油量用。每批取 3~5 个双样。

c) 库仑法岩心的取样是在岩心中心部位取，整样萃取水分时取 20g，碎样萃取水分时取 40g。

d) 微波加热法取样是在岩心中心部位取 30~50g 近似立方体岩样。

e) 全直径岩心的取样，对油基泥浆或密闭取心的岩心，出筒后每米选取 3~5 块，长约 10~15cm，刮去泥饼后用锡纸包严，赶走空气进行蜡封。

3.4.1.4 取样密度一般根据岩石的均质程度及含油气的均匀程度来决定，以每米取 3~5 块为宜。

3.4.2 渗透率分析样品的取样

可用金刚石取心钻头及锯片把岩心钻切成圆柱形或立方形。对疏松岩心，冷冻的可用钻床取样，未冷冻的则用手工或专用工具取样。

3.4.2.1 取小圆柱样品，一般直径为 2.5cm 或 3.8cm，最小长度与直径比为 1。

3.4.2.2 取小圆柱水平渗透率岩样，必须平行地层层面钻取。垂直渗透率岩样，必须垂直地层层面钻

取。并将岩心柱立即放在标有水平、垂直记号的岩心架上。按要求切平两端，放回原处。

3.4.2.3 立方体岩样必须在取样时作好垂直面记号。

3.4.2.4 钻取岩样时，为冷却钻具所用的冷却液应不损害岩样。坚硬而泥质含量少的岩心可用清水；泥质含量高的可用盐水或未经氧化的原油或精制煤油和柴油；冷冻的疏松岩心可用液氮，钻切完后要立即放入冷冻箱中，待封胶带、铅套。

3.4.2.5 对全直径岩心，需用车床车成符合测试仪器要求的尺寸，其长度一般为10~15cm，最小长度与直径比为1。

3.4.2.6 在每块岩样上用碳素墨水标明井号、岩样号，垂直样要标明“⊥”记号，凡无“⊥”记号者均为水平方向样品。

3.4.2.7 渗透率样品的取样密度：一般每米取3~10块水平样，1块垂直样。

3.4.3 孔隙度分析样品的取样

3.4.3.1 孔隙度样品可以与渗透率样品共用，其方法与3.4.2相同。

3.4.3.2 用煤油法测孔隙度的样品，取一块15~25g岩样，制成圆滑形状，用毛刷轻轻刷去表面粉末，用碳素墨水编写井号和岩样号。含油岩心应先取样后洗油。

3.4.3.3 对易散疏松砂岩，取一块15~30g的岩样，用蜡密封。

3.4.4 碳酸盐含量分析岩心的取样

用蒸馏法测完油水饱和度的岩样或钻切孔隙度、渗透率样品端头碎块均可用来测定碳酸盐含量。含油岩心必须洗油。然后用研钵将样品研碎，再用0.18mm孔径的分样筛过筛。根据岩心均质程度每米取3~10块。每块样可取1~2g，记录井号、样号、井深。

3.4.5 取样注意事项

3.4.5.1 取样时严防弄乱岩心号码与方向。取完样后，岩心必须保持原来的顶底方向和断口，并放回原处。

3.4.5.2 钻切岩样时所用的冷却剂，必须根据岩心的特点进行选择。

3.5 岩样清洗

凡测定孔隙度、渗透率、碳酸盐含量等参数的含油岩样，在测定之前必须洗油。含盐量高的还需要除盐。用蒸馏法测定油水饱和度的岩样，在测定水分之后，还需要二次洗油。

3.5.1 溶剂抽提法

3.5.1.1 原理

用索氏抽提器抽提岩样中的原油，是把溶解原油能力较强的有机溶剂，在烧瓶中加热变成蒸气，冷凝后滴到岩心室中的含油岩样上，经过溶解，对岩样孔隙中所含原油进行清洗，当含油溶剂充满岩心室时，依靠虹吸作用，使含油溶剂自动流到烧瓶中，再经过烧瓶加热，溶剂蒸发，冷凝管冷却后，干净溶剂重新滴入岩心室中。这样循环清洗，直到岩样中所含原油全部被洗出为止。

3.5.1.2 仪器设备

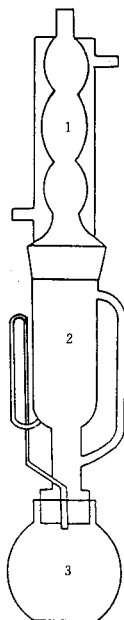
由烧瓶、岩心室、冷凝管和加热器组成（见图1）。对不同规格的岩样，其岩心室应与岩样尺寸相适应。

3.5.1.3 溶剂

蒸馏抽提中常用的溶剂如下：

- a) 甲苯。
- b) 苯。
- c) 苯—乙醇。
- d) 苯—甲醇。
- e) 三氯甲烷。
- f) 氯仿。

- g) 二甲苯。
- h) 丙酮。



1—冷凝管；2—岩心室；3—烧瓶

图1 索氏抽提仪

3.5.1.4 操作步骤

- a) 在岩样或滤纸包上，用碳素墨水注明井号和样品号。
- b) 将溶剂注入到烧瓶的2/3处，将岩样放入岩心室中，密封瓶口。
- c) 经蒸馏浸泡后，当岩心室内溶液无色透明时停蒸。
- d) 停蒸后，岩样在岩心室中浸泡8h以上，岩心室内溶剂无色透明，再换另一种试剂蒸馏，浸泡8h，如果岩心室内溶剂显示无色透明，则停洗。否则，用浸泡溶剂继续洗油。

3.5.1.5 注意事项

- a) 对易燃溶剂，应采用密闭式电炉加热。
- b) 全部清洗装置应放在通风柜内，使作业得以安全进行。
- c) 地层水矿化度超过30000mg/L的岩心，洗油后还必须用甲醇或其他能溶解盐的溶剂脱盐。

3.5.2 热解除油

本方法适用于砂岩。砂岩中含碳质夹层和泥质含量大于15%时，不能使用热解除油。

3.5.2.1 原理

将含油岩样放入热解炉中，经高温加热使岩样孔隙中的原油经过挥发、裂化分解、暗火燃烧等一系列反应，达到除油的目的。

3.5.2.2 材料设备

- a) 高温热解炉: 功率 4kW, 温度范围 50~1000℃。
- b) 坩埚钳。
- c) 坩埚若干个。

3.5.2.3 操作步骤

- a) 选用适合岩样大小的坩埚并在坩埚底用铅笔标明井号、岩样编号及分析项目, 再将岩样放入坩埚内。
- b) 用坩埚钳将岩样依次放入炉膛内, 关上炉门, 但使炉门留一小缝, 便于炉中油烟排出。
- c) 将炉温按升温速度 8~10℃ / min 升至 200℃, 对岩样进行预热。
- d) 当岩样中的轻质油部分除完后 (炉门不见冒烟), 将炉温升至 380℃ (炉内实际温度约 400℃), 恒温 4h。
- e) 恒温完毕, 切断电源, 待炉温降到 80℃ 以下, 可开门取样。

3.5.2.4 注意事项

严格控制炉温 (380℃); 恒温期间, 严禁开炉门, 保持炉内温度均衡。

3.6 烘样

3.6.1 恒温烘箱法

本方法适用于一般岩样的烘干。将岩样放入温度控制在 100~105℃ 的控温烘箱中, 烘 8h 后放入干燥器中待测。

3.6.2 恒温恒湿法

本方法适用于粘土、生石膏含量多的岩样, 尤其适用于蒙脱石、伊利石、绿泥石等水敏性粘土矿物含量高的岩样。将岩样放入具有一定真空度和湿度的烘箱内, 温度一般选在 62~93℃, 而湿度一般选 45%, 烘 48h。

4 岩石孔隙度测定方法

4.1 一般胶结的柱体岩样有效孔隙度的测定

4.1.1 岩样总体积的测定

4.1.1.1 水银置换法

本方法适用于中、低渗透的均质岩样, 而不适用于有溶洞或裂缝的岩样测试。

4.1.1.1.1 原理

用水银泵驱替柱塞移动的距离, 来测出岩样所排出的水银体积, 即为岩样的总体积。

4.1.1.1.2 仪器设备

水银泵: 带有岩心室的水银柱塞泵, 标尺最小分度值为 0.01cm³。

4.1.1.1.3 操作步骤

a) 首先通过测定一系列已知体积的标准块来校正水银泵, 将测定值与已知标准值作比较, 算出校正因子, 要求经过校正后的测定值与标准值之间的相对误差不超过 0.3%。并且, 每测 10 个岩样必须调校 1 次。

b) 装样前先盖好岩心室盖, 向前移动水银泵的驱替柱塞, 一直到岩心室盖子上的排气孔出现水银珠为止。调整标尺及测微刻度盘的读数为零值, 必须在进泵状态下调零。

c) 退回柱塞, 降低岩心室内水银面, 放入岩心, 盖好岩心室盖。

d) 进泵到岩心室盖上的排气孔出现与本条 b) 步骤中排气孔中出现的水银珠等大时, 读出标尺及测微刻度盘上的读数, 即为岩样的总体积。

4.1.1.2 液体饱和法

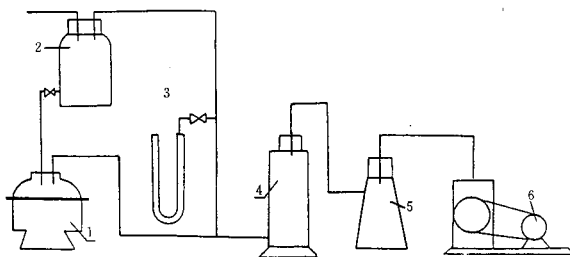
本方法适用于任意形状的岩样, 但不适用于有溶洞的岩样, 也不能使用能使岩样膨胀的液体。

4.1.1.2.1 原理

用已知密度的液体（一般用煤油）饱和岩样后，将饱和了液体的岩样，悬挂于饱和岩样时的液体之中称量，再将岩样表面的液体擦掉，在空气中称量，在空气中与在液体中称量的质量之差，除以该饱和液体的密度，即得到该岩样的总体积。

4.1.1.2.2 仪器设备及器材

液体饱和装置见图 2。



1—真空干燥器；2—饱和溶液瓶；3—真空表；4—干燥塔；5—吸滤瓶；6—真空泵

图 2 液体饱和仪装置示意图

- a) 天平：感量为 0.001g。
- b) 真空泵：极限真空度为 1.33Pa。
- c) 真空干燥器：要求密封性好，并能将液体饱和到岩样中去。
- d) 密度计一套。
- e) 一般用低粘度、低蒸汽压的过滤煤油或其他溶剂。

4.1.1.2.3 操作步骤

a) 将抽提、烘干的已知质量的岩样放入真空干燥器中，真空度达到 133.3Pa 时，抽空 2~8h，对渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品，抽空时间需 18~24h。

b) 将饱和用的液体（事先经过滤和抽空处理）引入真空干燥器中，继续抽空 1h，随后在常压下浸泡 4h 以上。

c) 将饱和后的岩样逐一悬挂于盛有饱和液体的烧杯中，使岩样全部浸没在液体中称量。然后迅速擦掉岩样表面的液体并称量。岩样在空气中与在液体中两次称量之差，除以液体的密度就得出岩样的总体积。

4.1.1.2.4 注意事项

称量和擦样过程中不得掉砂粒。

4.1.1.3 丈量法

本方法适用于形状十分规则的岩样。

4.1.1.3.1 原理

用最小分度值为 0.02mm 的游标卡尺，量测岩样的长度和直径，按圆柱体体积公式计算出岩样的体积。

4.1.1.3.2 操作步骤

平行于岩样柱的轴向，在柱体的周边，每隔 $1/4$ 周长量一次长度，量 4 次，取其算术平均值为样品的长度。在垂直岩样柱轴向上，在柱体两个端面上，各互相垂直量两次直径，取 4 次测量的算术

平均值为该样品的直径。如果柱体形状稍不规则，则应用其他方法测试。

4.1.1.3.3 计算

岩样总体积应按公式 (1) 进行计算。

$$V_t = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot L}{4} \quad \dots\dots\dots(1)$$

4.1.2 岩样固体体积的测定

4.1.2.1 氮气注入法

本方法适用于柱体较规则的岩样。

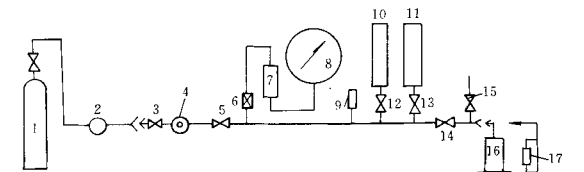
4.1.2.1.1 原理

根据波义尔定律： $p_I V_I = p_{II} V_{II}$ 。其中已知 p_I, V_I ，测定 p_{II} 就可算出 V_{II} 。

在一定的压力 p_I 下，使一定体积 V_I 的气体向处于常压下的岩心室膨胀，测定平衡后的压力，就可求得原来气体体积 V_I 与岩心室的体积之和 V_{II} 。在岩心室中放入岩样后，重复上述过程得到 V'_{II} ， $V_{II} - V'_{II}$ 即为岩样的固体体积。

4.1.2.1.2 仪器设备

氮孔隙度仪：本仪器可测岩样的孔隙体积和固体体积。其装置示意图见图 3。



1—氮气瓶；2—调节器；3—气源阀；4—压力调节器；5—供气阀；
6—缓冲器；7—油面观察；8—压力表；9，10，11—标准室；12，13—阀门；
14—测试阀；15—放空阀；16—岩心室（测颗粒体积）；17—夹持器（测孔隙体积）

图 3 氮孔隙度仪装置示意图

4.1.2.1.3 仪器校正的操作步骤

- 利用阀 5 和阀 15 将仪器指针从 0 到 0.7MPa(100psi)反复活动 14 次，使仪器管线内的油完全为氮气饱和并消除仪器滞后效应。然后反复调节压力，使指针指示 0.7MPa，放压后回到零。
- 把仪器充 0.7MPa 气，关闭供气阀和气源阀，对仪器检漏，2min 指针不降，则认为合格（不漏）。
- 在岩心室内装满标准块，关闭放空阀，打开测试阀，测量系统的空白体积 V_C ，指针稳定即可读数。空白体积至少测两次，数据应一致。
- 从岩心室内取出 1 块标样，测取读数，填入表 3 [孔隙度仪校正表（格式）] 的栏（2）中。
- 测定岩心室中不同标准块的组合。每种组合至少测两次，其数据一致方可。
- 从每次测得值栏（2）减去系统空白体积则得测量体积，填入表 3 栏（3）中。
- 测量体积栏（3）减去所取出的标准块体积栏（4）得到测量误差，填入表 3 栏（5）。
- 栏（4）中的数据除以栏（3）中的数据，得到校正因子，填入表 3 栏（6）中。
- 用栏（6）的数据算出平均校正因子（ACF），如 ACF 值不能满足 1 ± 0.005 时，需对测量体积进行校正。

j) 用平均校正因子乘每个测量体积栏(3)得到校正后体积,填入表3栏(7)中。

k) 标定体积栏(4)减去校正后体积栏(7),再除以标定体积栏(4),乘100%,得到百分误差,填入栏(8)。栏(8)数据误差不得超过0.3%,否则仪器需进行检修。

表3 孔隙度仪校正表(格式)

试验室: _____ 日期: _____

操作者: _____ 仪器号: _____

从岩心杯中取出的标准块号	读数	测量体积 cm ³	标定体积 cm ³	测量误差 cm ³	校正因子	校正后体积 cm ³	百分误差
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)

平均校正因子 ACF _____

4.1.2.1.4 测试操作步骤

从岩心室内取出等于或稍高于待测岩样高度的标准块 V_A 。将岩样放入岩心室,按仪器校正的操作步骤4.1.2.1.3的b)、c)项进行操作,测得读数 V_B 。

4.1.2.1.5 固体体积的计算

岩样固体体积按公式(2)计算:

$$V_s = V_A - (V_B - V_C) \cdot ACF \quad \dots\dots\dots(2)$$

4.1.2.1.6 对仪器进行复检

每测完一批样品后,需按测试前的仪器校正步骤进行复检。所测结果如满足 1 ± 0.005 ,则认为在整批样品测试的过程中仪器是可靠的,否则需查出原因。样品重测。

4.1.2.2 称量法求固体体积

方法见4.4.7。

4.1.3 孔隙体积的测定

4.1.3.1 氮气注入法

方法同4.1.2.1,用岩心夹持器与氮孔隙计相连来测定岩样的孔隙体积。

4.1.3.2 液体饱和法

方法同本标准的4.1.1.2,饱和后的岩样质量与干岩样质量之差再除以饱和液体的密度即得孔隙体积。

4.1.3.3 流体加和法

分别测出岩样的油、气、水量,三者之和即为该岩样的孔隙体积。方法见6.2常压干馏法测饱和度。

4.1.4 有效孔隙度的计算

有效孔隙度按公式 (3) 进行计算。

$$\phi = V_p / V_t \times 100 = V_p / (V_s + V_p) \times 100 = (1 - V_s / V_t) \times 100 \quad \dots\dots\dots(3)$$

4.1.5 质量要求

4.1.5.1 同一块岩样重复测定，绝对偏差不得超出 0.5%。

4.1.5.2 每批岩样明码抽查 10%，或密码抽查 5%，如果抽查的岩样有 10% 超出误差范围，则整批样品重测。

4.1.5.3 孔隙度计算结果用百分数表示，数值修约到 1 位小数；岩石密度数值修约到 2 位小数。

4.1.6 注意事项

4.1.6.1 液体饱和法取样大小视岩样均质程度而定，均质砂岩取 10~15g，含泥质结核等砂岩岩样取 25~40g，非均质岩则取全直径岩样测定。

4.1.6.2 用饱和法测孔隙度时，一般应遵守本标准的规定，如有特殊要求，须经正式鉴定方可修改。

4.1.6.3 抽空时，真空度至少达到 133.3Pa。

4.1.7 孔隙度原始记录

其记录格式见附录 C（标准的附录）表 C5。

4.2 全直径岩样有效孔隙度的测定

4.2.1 总体积的测定

4.2.1.1 封蜡排液法

4.2.1.1.1 原理

由浮力定律求得待测岩样的总体积。当岩样有孔、洞或较大裂缝时，可用石蜡、塑料或橡皮泥等材料堵住孔、洞或裂缝。然后涂蜡，实际总体积是视总体积减去岩样上的涂蜡体积。

4.2.1.1.2 操作步骤

a) 岩样称量。

b) 将柔软的固体石蜡填补岩样表面的孔洞或裂缝中，称量；然后将加热融化的石蜡涂于岩样表面再次称量。

c) 将封好蜡的岩样在水中称量。

4.2.1.1.3 总体积计算公式

$$V_t = \frac{m_1 - m_2}{\rho_w} - \frac{m_1 - m}{\rho_c} \quad \dots\dots\dots(4)$$

4.2.1.1.4 注意事项

a) 封蜡温度随气候、岩性略有不同，冬天用的温度高些，夏天低些。疏松岩样温度低些，一般范围为 70~90℃。

b) 蜡中不得有气泡存在。

4.2.1.2 丈量法

用游标卡尺直接测量岩样的尺寸。方法同 4.1.1.3。

4.2.1.3 加和法

分别测出岩样的固体体积和孔隙体积，相加得总体积。

4.2.2 孔隙体积的测定（氮气注入法）。

本方法适用于规则岩样。

4.2.2.1 原理

同 4.1.2.1.1。

4.2.2.2 仪器设备

- 氮孔隙度仪。
- 全直径岩心夹持器。

4.2.2.3 操作步骤

- 按 4.1.2.1.3 要求对氮孔隙度仪进行检测校正。
- 把氮孔隙度仪与全直径岩心夹持器连接好，进行检漏。全系统不漏才能进行测试。
- 在全直径岩心夹持器中装入一个与待测岩样直径一致的标准块，装此标准块之前应先抽真空，再往上送样，当样块顶住夹持器上柱塞时，再往下降 1~2mm，去掉真空后，再向上送样，顶牢上柱塞。
- 加围压 1.4~2.8MPa，这时下柱塞即液压泵的压力至少要比围压高出 0.34MPa。
- 打开氮孔隙度仪气源，使仪器压力达到 0.7MPa，关闭气源阀及全直径岩心夹持器的放空阀，打开测试阀，压力平衡后，其读数即为全系统空白体积。打开放空阀，抽真空，取出标准块。
- 在全直径岩心夹持器中装入待测岩样，按 c), d), e) 步骤，测出该岩样的读数。测试时应注意压力平衡的时间，当岩样渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时，其平衡时间约为 10min，渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时约需 15~20min。
- 测得的平衡读数减去仪器全系统空白体积读数，再乘以校正系数即为被测岩样的孔隙体积。
- 一批样品测完后，对孔隙度仪再按 4.1.2.1.3 的要求进行复检，系数合格，再进行岩心孔隙度的计算。

4.2.3 全直径岩心孔隙度的计算

全直径岩心孔隙度按公式(5) 进行计算：

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad \dots\dots\dots(5)$$

4.2.4 质量要求

同 4.1.5。

4.2.5 注意事项

- 岩样或标准块未放入全直径岩心夹持器之前，不得加围压。
- 夹持器卸围压时，必须慢慢放气。
- 更换配件时，必须重新测定仪器的空白体积。
- 测试前检漏。
- 岩样与上、下柱塞之间不得有间隙。
- 岩样短于 10cm 时必须在岩样上端用直径相同的塑料或金属块加长长度，使其超过 10cm。

4.3 致密岩有效孔隙度的测定（高压液体饱和法）

4.3.1 原理

岩样在真空条件下，饱和已知密度的液体，并在一定的压力下，使液体充分渗入岩石孔隙空间使之饱和，用称量法求出单位岩石体积内所含有的孔隙体积。

4.3.2 仪器设备

- 天平：0~200g，感量 0.001g。
- 真空机组：极限真空度为 $6.67 \times 10^{-4} \text{Pa}$ 。
- 精密压力表：0.4 级，60MPa。
- 加压机：工作压力 50MPa。

e) 真空加压罐: 能承受 50MPa 并能抽真空的钢制样品容器。

f) 真空计: 测量范围 $1.33 \times 10^2 \sim 1.33 \times 10^{-6}$ Pa。

g) 液体密度天平: $0 \sim 2\text{g}/\text{cm}^3$, 分辨力 $0.001\text{g}/\text{cm}^3$ 。

4.3.3 样品准备

4.3.3.1 取样

同 3.4.3.2。

4.3.3.2 岩样的清洗

方法同 3.5.1。

4.3.3.3 烘样

方法同 3.6.1。但烘样时间要到恒量为止。

4.3.4 测试介质与温度

用氯化钙或硅胶脱水过滤后的煤油或无水乙醇等作为饱和岩样液体。

4.3.5 操作步骤

4.3.5.1 将已清洗烘干的已知质量 m 的岩样放入电烘箱内, 在 105°C 下预热 30min。

4.3.5.2 将已预热的岩样置于真空加压罐内, 对岩样抽真空 5h。用真空计检测, 真空度应达到 6.67×10^{-2} Pa。

4.3.5.3 联接真空泵与盛有液体的抽空瓶对液体抽空脱气 10~20min。把液体放入罐内。使液体完全淹没岩样。

4.3.5.4 将真空加压罐从真空系统中卸下, 与加压泵联接起来, 加压 20MPa, 继续饱和岩样 12h 以上。

4.3.5.5 将已饱和液体的岩样, 悬挂于盛满饱和岩样所用液体的烧杯中称量 m_3 。

4.3.5.6 将岩样表面液体迅速擦去, 称量 m_4 。

4.3.5.7 完成上述称量后, 用液体密度天平测出饱和用液体的密度。

4.3.6 岩石孔隙度与密度的计算

岩石孔隙度与密度按下述公式计算:

$$\phi = \frac{m_4 - m}{m_4 - m_3} \times 100 \quad \dots\dots\dots(6)$$

$$\rho_s = \frac{\rho_L \cdot m}{m_4 - m_3} \quad \dots\dots\dots(7)$$

4.3.7 质量要求

同 4.1.5。

4.4 疏松砂岩孔隙度测定方法

本方法利用冷冻采样, 封蜡法测定含油岩样总体积。用气体法或称量法测量固体体积。

本方法适用于易散疏松砂岩孔隙度的测定。

4.4.1 原理

根据浮力定律原理用蜡封法测含油岩样总体积, 经除油除蜡后测固体体积。按公式 (3) 计算出孔隙度。

4.4.2 仪器

a) 冷冻柜: -25°C 以下。

b) 电热恒温水浴: 800W。

c) 氮孔隙计。

d) 高温热解炉: 3000W, 50~1000℃。

e) 其他同 4.1.1.2.2。

4.4.3 现场岩样的处理

岩心出筒后, 把长 5~10cm 的整块岩心在 -25℃ 以下冷冻 8h 以上, 并在冷冻状态下搬运岩样或将岩样封 5mm 左右的蜡壳。如果岩心裂成小块, 可先取较大块的岩样封蜡。如无大块岩心, 可选取大于 10g 的岩块, 不封蜡, 但要避免岩样碰碎。

4.4.4 采样

将冷冻的岩样劈开, 取中心部位 15~25g 左右块状岩样, 每批取 3~5 个双样, 将取好的岩样放在注明井号及编号的样品盘上, 在室温下解冻至岩样表面无水珠, 一般放置 4h 以上。

4.4.5 含油岩样总体积的测定[记录表格式见附录 C (标准的附录) 表 C11]。

4.4.5.1 用小毛刷除去解冻的岩样表面的砂粒, 称岩样质量 m_1 , 并将其放在注明编号的坩埚内。

4.4.5.2 将 70~80℃ 的蜡液封在岩样表面, 蜡壳应将岩样完全包住。将少量脱落的砂粒粘在蜡壳上。

4.4.5.3 封蜡后的岩样冷却至室温后 2h 内称其质量 m_1 。

4.4.5.4 将封蜡后的岩样, 悬在水中称其质量 m_2 , 蜡壳和提篮上不能附着气泡。

4.4.5.5 岩样总体积的计算:

岩样总体积按以下公式计算:

$$V_1 = \frac{m_1 - m_2}{\rho_w} - \frac{m_1 - m_5}{\rho_o} \quad \dots\dots\dots(8)$$

4.4.6 氦气注入法测固体体积[记录表格式见附录 C (标准的附录) 表 C11]

同 4.1.2.1。

4.4.7 称量法测固体体积

4.4.7.1 原理:

根据浮力定律原理, 在空气中和煤油中分别称其除过油、蜡的岩样质量, 即可求出岩样的固体体积。

4.4.7.2 操作步骤:

- 将已除油、除蜡的岩样称其干样质量 (m)。
- 将称过质量的岩样倒入坩埚中, 同时注入煤油, 使其浸没。
- 用铁丝戳岩样 5~10 次, 放入真空装置, 抽真空 30min。
- 将饱和煤油的岩样连坩埚一起在煤油中称质量 (m_6)。
- 去掉岩样, 称坩埚在煤油中质量 (m_7)。

4.4.7.3 计算:

岩石固体体积按以下公式计算:

$$V_s = \frac{m + m_7 - m_6}{\rho_o} \quad \dots\dots\dots(9)$$

4.4.8 密度计算法求固体体积

操作步骤:

a) 根据每口井储层岩心均质程度可选取不同代表性的岩样 3~10 块, 按 4.4.7.2~4.4.7.3 操作求其岩石固体体积和固体密度。

b) 用岩石质量除以所测得的固体密度即得岩石固体体积。

4.4.9 孔隙度的计算

岩石孔隙度计算见 4.1.4 公式 (3)。

4.4.10 质量要求及注意事项

4.4.10.1 封蜡时, 蜡壳与岩样之间无空隙, 渗蜡深度 $< 0.5\text{mm}$ 。

4.4.10.2 脱落的砂粒必须回收或粘在蜡壳表面。

4.4.10.3 孔隙度重复测定绝对偏差不得超过 0.5%。双样的绝对偏差不得超过 1.5%, 否则要查明原因。

4.4.10.4 用孔隙度与岩样密度关系曲线检查分析质量, 如岩样不含碳质夹层或黄铁矿等, 偏离曲线远的需重新采样分析。

4.5 孔隙度计算公式中使用的参数符号和计量单位

孔隙度计算公式中使用的参数符号和计量单位见附录 E (标准的附录)。

5 岩石气体渗透率的测定

5.1 圆柱样 (直径 2.5cm, 3.8cm) 气体渗透率的测定

5.1.1 原理

气体在岩样中流动时, 由气体一维稳定渗流达西定律可得到下面的计算渗透率公式:
流程一

$$k_a = \frac{2P_a \cdot Q_o \cdot \mu \cdot L \times 10^2}{A \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad \dots\dots\dots(10)$$

或流程二

$$k_a = \frac{C \cdot Q \cdot h_w \cdot L}{200 \cdot A} \quad \dots\dots\dots(11)$$

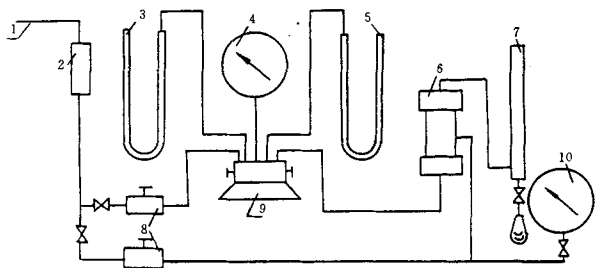
5.1.2 仪器设备

测定气体渗透率流程一的渗透率仪示意图见图 4; 流程二的渗透率仪示意图见图 5。具体包括:

a) 压力表, 水银压力计, 水柱压力计。

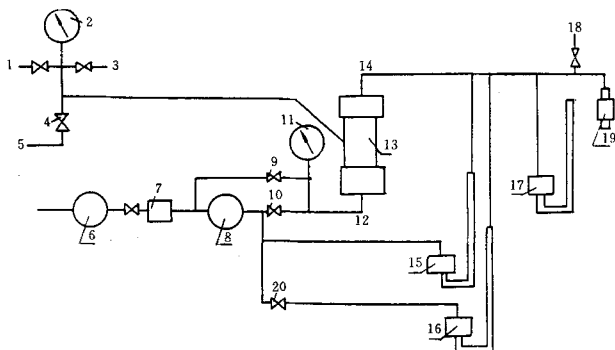
b) 皂膜流量计或节流器。

c) 赫斯勒型岩心夹持器。赫斯勒型岩心夹持器适用于圆柱形岩样, 为封住岩样, 夹持器中的橡皮套弹性要好, 围压用 1.4~2.8MPa。



1—气源; 2—干燥塔; 3—水银压力计; 4—标准压力计; 5—水柱压力计;
6—岩心夹持器; 7—皂膜流量计; 8—调节阀; 9—六通阀座; 10—压力表

图 4 测定气体渗透率流程之一



1—抽真空；2—上覆压力表；3—放空；4—通上覆压力表；5—气源；6—调节器；7—干燥器；
8—调节器；9—高压阀；10—低压阀；11—C值表；12—进口；13—岩心夹持器；14—出口
15—水银压力计；16—水柱压力计；17—节流器水柱压力计；18—放空；19—节流器；20—中间水柱阀门

图5 测定气体渗透率流程之二

5.1.3 操作步骤

5.1.3.1 用3~5个标准块，检查仪器的可靠性，测得标准块值与标准块的标定值相比较，其相对误差在5%以内，认为所用仪器合格。

5.1.3.2 岩心尺寸的测量，对形状规则的岩样，可用游标卡尺测量。如果岩样需要用其他材料密封，则应在密封前测岩样尺寸，密封后再次测量。如果岩样两端面平行而形状不规则，则用卡尺量其长度，用其他方法测其体积，用总体积除以长度就可得到岩样的平均横截面积。

5.1.3.3 将待测岩样装入适合的岩心夹持器中，加密封压力。

5.1.3.4 干燥气体通过岩样时，测量气体的流速，通过调节气体的流速来调节岩样两端的压差。在附录C（标准的附录）的表C5记录进出口压力及气体流速。

5.1.3.5 一批（一次）样品测完后，要按5.1.3.1的要求重测标准块，测得值与标准值比较，看是否符合要求，如不符合要求，要查出原因，样品重测。

5.1.4 渗透率计算

根据测试流程，按5.1.1中的公式（10或11）进行计算。

5.1.5 质量要求

5.1.5.1 岩样渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时，允许相对偏差为5%；小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，允许相对偏差为15%。

5.1.5.2 每批岩样明码抽查10%，或密码抽查5%，如果在相同压差、相同气流方向条件下，抽查样品有10%超过允许偏差，应找出原因后，整批岩样重测。

5.1.5.3 渗透率计算值当 $k_a > 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 数值可修约到3位有效数字。当 $k_a < 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时，数值修约到两位有效数字。

5.1.6 注意事项

5.1.6.1 测试前岩样应进行初查，看是否有人为的影响因素存在，特别是渗透率特大的岩样，如有人为裂缝，则没必要再测试。

5.1.6.2 必须保证渗透率仪上的岩心夹持器上游不漏气，岩样与岩心夹持器之间不得发生气窜现象。

5.1.6.3 如果需要密封材料封包样品时，其渗入岩样的厚度不得超过 0.5mm。封样时避免污染岩样的端面。

5.1.6.4 经常检查更换干燥器中的干燥剂。

5.1.6.5 必须等测试压力稳定后才能读数。

5.2 全直径岩心气体渗透率的测定

本方法适用于有溶洞、裂缝、泥砂互层页岩等非均质岩样。

5.2.1 原理

与 5.1.1 同。

5.2.2 仪器设备

- a) 渗透率仪。
- b) 全直径岩心夹持器。
- c) 真空泵。
- d) 压力泵。
- e) 高压气瓶。
- f) 空气压缩机。

5.2.3 操作步骤

5.2.3.1 将待测样品除油（盐）后，烘干放在干燥器中待测。

5.2.3.2 用 2~3 个标准块检测仪器的可靠性，即用测得值与标定值比较，其相对误差不超过 5% 认为仪器合格。

5.2.3.3 在圆柱岩样侧面分成四等分（见图 6），1、3 两面为一对进出气面，2、4 两面为另一对进出气面。选用一对进出气面（1、3）作为测定方向，垂直于 1、3 面的 2、4 两面作为另一测定方向，在测定报告中将大渗透率值注明为 k_{\max} ，而将另两面测定值注明为 k_{90° 。

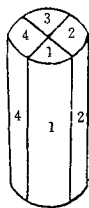


图 6 岩样侧面等分图

5.2.3.4 两块相应尺寸的金属网覆盖在 1、3 两面上，两块相同尺寸的光滑金属弧形板盖在网上。

5.2.3.5 将金属网、弧形板放在岩心的一对面上，用橡皮筋定住。抽真空并把岩心送入夹持器中，要使岩样与上、下柱塞处于同一中心线上。向岩心顶入高于围压 0.05MPa 压力，再加围压 1.4~2.8MPa。为避免紊流，测试气体流速应小于 $8\text{cm}^3/\text{s}$ ，流速稳定后，记录上、下流压力（C 值、 h_w ）及节流器值。

5.2.3.6 测垂直渗透率时，岩样上、下端面各放 1 块相应尺寸的筛网。抽空，把岩心送入岩心夹持

器，放空。加高于围压 0.05MPa 的上顶压力，再加 1.4~2.8MPa 的围压，开始测流速，当流速稳定后，记录上、下流压力及节流器的流量值。

5.2.3.7 当一批样品测完后，必须用 2~3 块标准样测其值，以验证仪器在整个测试过程的可靠性。如果复测值不合格，要查明原因，样品重测。

5.2.4 渗透率的计算

5.2.4.1 垂直渗透率的计算方法与 5.1.1 公式 (10) 或公式 (11) 相同。

5.2.4.2 计算水平渗透率时，需在达西公式基础上加入形状系数 G ，见图 7。形状系数是以电模型试验、驱动试验以及几何形状为基础，再加上分布空气的弧形筛网的影响，修改后的公式如下：

流程一

$$k_a = \frac{10^3 \cdot Q_m \cdot \mu \cdot G}{L \cdot \Delta p} \quad \dots\dots\dots(12)$$

或流程二

$$k_a = \frac{C \cdot Q \cdot h_w \cdot G}{200 \cdot L} \quad \dots\dots\dots(13)$$

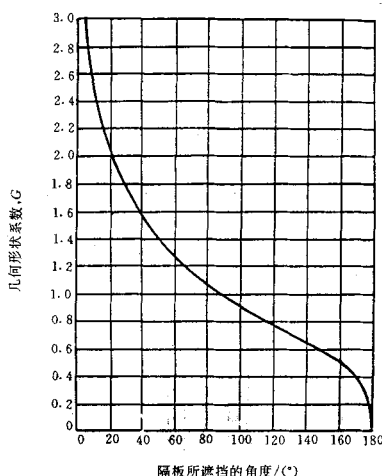


图 7 几何形状系数与多孔隔板宽度关系曲线

5.2.5 质量检查与允许误差
与 5.1.5 相同。

5.2.6 注意事项

5.2.6.1 测试前及一批样品测完后，必须用标准样对仪器进行检查。

5.2.6.2 岩样长度必须大于 10cm。否则，可用与岩样直径相一致的（测垂直渗透率时加中间有孔的）钢块或塑料块填补，使其总长度大于 10cm。

5.2.6.3 夹持器中未放入岩样或标块时不可加围压。

5.2.6.4 筛网的位置必须按规定放好。

5.2.6.5 经常检查仪器干燥罐中的干燥剂，如果失效应立即更换。

5.2.6.6 岩心夹持器上、下柱塞上的橡皮要保证密封。

5.3 致密岩空气渗透率的测定

本方法适用于渗透率在 $1 \times 10^{-7} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样气体渗透率的测定。

5.3.1 原理

致密岩渗透率的测定依据达西定律进行。其公式见 5.1.1 公式中 (10)。

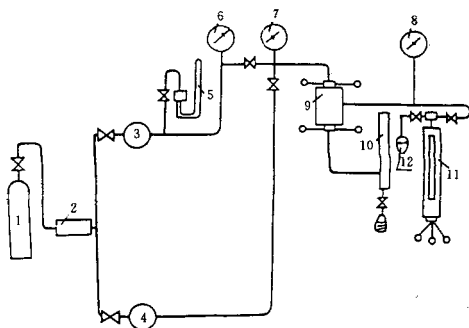
5.3.2 仪器、设备与流程

5.3.2.1 仪器设备

- 压力表：精度 0.4 级，量程 0.16，1，10MPa；精度 0.25 级，量程 16MPa。
- 皂膜流量计：量程 2，10，50 cm^3 ；分辨力为 0.02，0.05，0.1 cm^3 。
- 高压岩心夹持器：其规格为外径 90mm，内径 51mm，长度 200mm；最高工作压力 55MPa，适于表面均匀，直径为 2.45~2.54cm 的圆柱形岩样，非覆压渗透率岩心夹持器用 TY-2 型。
- 高压计量泵：用于加环压，压力范围 0~60MPa，两次改变环压，流量不变，验证其密封性能。
- 压力调节器：规格为 DW6~DW10，高压调节范围 <16MPa，低压调节范围 0.01~0.1MPa。

5.3.2.2 流程

测致密岩渗透率的流程见图 8。



1—气气瓶；2—干燥罐；3—定值器；4—调压阀；5—压力计；6，7，8—压力表
9—岩心夹持器；10—皂膜流量计；11—高压计量泵；12—盛水容器

图 8 测致密岩渗透率的流程示意图

5.3.3 岩样准备

5.3.3.1 钻取岩样

方法同 3.4.2.1，3.4.2.2，3.4.2.3，3.4.2.6。

5.3.3.2 清洗岩样

洗油以小于荧光比色二级为准（小于 $10\mu\text{g}/\text{cm}^3$ ）。冲洗钻井液用超声波清洗机，启动后用小功率（140W）进行清洗 6min，至水净为止。

5.3.3.3 烘干岩样

将岩样放入温控烘箱中，在 $100\sim 105^\circ\text{C}$ 烘到恒重为止，然后取出，放入干燥器中待测。

5.3.3.4 岩样尺寸测量：

5.3.3.4.1 量具最小分度值为 0.02mm 的游标卡尺。

5.3.3.4.2 岩样尺寸测量同 4.1.1.3，结果记录在附录 C（标准的附录）表 C4 中。

5.3.4 测试方法

5.3.4.1 测试介质为空气或氮气。

5.3.4.2 操作步骤：

5.3.4.2.1 按附录 C（标准的附录）表 C4 填写数据。

5.3.4.2.2 将烘干的岩样沿测定方向装入岩心夹持器中，加环压要比入口压力高 $1.5\sim 2\text{MPa}$ 。

5.3.4.2.3 令干燥的氮气通过岩心，用压力调节器控制入口压力，压差选择范围根据岩样致密程度而定。入口压力从最低压力（岩样刚透气之压力）开始，由低至高测 4 点，第 4 点控制在 5MPa 以内。

5.3.4.2.4 在测每一点入口压力的同时，用皂膜流量计测相对应的 4 个流量；每点必须测 3 个相同体积的流量；流量稳定的标准是流过相同体积气体的时间读数相差在 $\pm 2\%$ 以内，并取其算术平均值。

5.3.4.2.5 按 (10) 式计算渗透率；其有效数字修约到两位。

5.3.5 质量要求

5.3.5.1 试验前后用标准样检验仪器，所测结果应满足相对误差在 $\pm 5\%$ 以内。

5.3.5.2 根据回归方程式计算克氏渗透率时，按相关系数表，当 $\alpha=0.05$ 时，要求相关系数 r 在 0.97 以上。

样品重复性允许的相对偏差值：

当 $k_a = 1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$ 时，相对偏差值不超过 $\pm 10\%$ ；

当 $k_a < 1 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$ 时，相对偏差值不超过 $\pm 15\%$ 。

5.4 疏松砂岩空气渗透率的测定

本方法规定了疏松砂岩冷冻、钻切、包装、加压密封、除油及测定渗透率的方法。

本方法适用于岩心出筒后成形、基本成形的疏松和比较疏松的砂岩以及细砾岩的空气渗透率的测定。

5.4.1 测试原理

测定方法服从于达西直线渗透定律，进气口压力为分析时大气的压力，出气口压力为一变量，其值等于进口压力与流量管内静水柱压力之差。在某段水柱压力差的作用下，空气通过岩样进入流量管，使管内水面下降。只要测出水面从流量管某段的上刻度线降至下刻度线的时间，就可根据计算公式求出其渗透率值。仪器流程见图 9。

5.4.2 仪器及器材

a) 疏松砂岩渗透率测定仪。

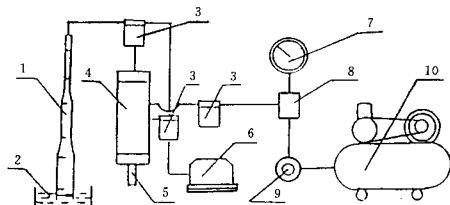
b) 加压密封装置。

c) 冰柜，300L， -25°C 。

d) 液氮容器，30L。

e) 冷冻罐，20L。

f) 铅锡合金套筒、聚四氟乙烯带（厚度 $0.15\sim 0.20\text{mm}$ ）、铜丝网或不锈钢丝网（孔径 $0.20\sim 0.25\text{mm}$ ， $0.05\sim 0.06\text{mm}$ ）。



1—流量管；2—水槽；3—电磁阀；4—岩心室；5—活动堵头；6—真空泵；
7—压力表；8—三通阀；9—压力调节阀；10—压风机

图9 渗透率测定仪流程图

5.4.3 岩样的加工处理

5.4.3.1 取样前的准备工作

5.4.3.1.1 将现场送来的疏松砂岩及时置于冰柜（-25℃左右）冷冻。

5.4.3.1.2 将冻实的岩心取出，用刀沿轴线劈成对称两半。

5.4.3.1.3 选取较有代表性的岩心一段（8~10cm），用牛皮纸包好，写上井号和样品号，放入冰柜。

5.4.3.2 取样

5.4.3.2.1 将岩心放入特制的冷冻罐内，倒入适量的液氮，冷冻0.5h。

5.4.3.2.2 在钻床上用金刚石钻头（25mm）钻出规则的圆柱体。

5.4.3.2.3 将圆柱体放入冷冻罐，再次冷冻2~3min后，在切片机上将圆柱两端切平，样品长度一般约为2.5cm，使两切面均与圆柱体轴线垂直。

5.4.3.2.4 将加工成型的岩样分别放入坩埚或称量瓶内，并在坩埚或称量瓶上注明井号和样品号，再存入冰柜。

5.4.3.3 包装密封材料

5.4.3.3.1 将岩样从冰柜中取出，用刀片将岩样表面上的浮砂、原油等刮掉，用滤纸吸潮。

5.4.3.3.2 用卡尺测量岩样的长度和直径，并填写在原始记录纸上。

5.4.3.3.3 岩样在冰冻状态下，包上两层聚四氟乙烯带。

5.4.3.3.4 装配上铅锡合金套筒。

5.4.3.3.5 两端镶嵌两层不同孔径的铜丝网，孔径小的铜丝网贴近样品，嵌边1mm左右，存入冰柜。

5.4.3.4 岩样的加压密封

5.4.3.4.1 将包装好密封材料的岩样放入冷冻罐，倒入适量的液氮，冷冻0.5h后即可进行加压密封。

5.4.3.4.2 加压密封是通过一套三轴向加压装置进行的。其操作步骤为：

- 将冰冻岩样1~3块装入橡皮套的中间位置。
- 将橡皮套顶入早已固定好的活动堵头上。
- 将岩心室内盖扣紧，并把活动堵头顶至贴紧岩样。
- 将岩心室外盖旋紧。
- 打开气源和进气阀，使压力升至4MPa，稳压90s。
- 关闭进气阀，打开放空阀，使压力降至零。
- 旋开外盖，打开内盖，将橡皮套拔出。

h) 用顶样棒将样品依次从橡皮套中顶出, 分别放回原坩埚或称量瓶中。

5.4.3.5 除油

见 3.5.1。

5.4.3.6 烘样

见 3.6.1。

5.4.4 渗透率的测定

5.4.4.1 测定前的准备工作

5.4.4.1.1 调整水槽的水面对准流量管“0”线, 两者相差要求小于 1mm。

5.4.4.1.2 启动空气压缩机, 使输出压力达到 0.3MPa 以上。

5.4.4.1.3 用钢样试漏, 在 1min 内, 水面不降为合格。

5.4.4.2 岩样测定

5.4.4.2.1 启动真空泵, 抽乳胶套与钢套环形空间的气体, 使乳胶套贴紧钢套。

5.4.4.2.2 用活动堵头将样品轻轻推入岩心室顶部。

5.4.4.2.3 关闭真空泵, 拨动进气开关, 待环形空间恢复正常压力后, 根据实际再用 0.05~0.3MPa 的压力将样品密封。

5.4.4.2.4 拨动抽气开关, 把水面抽至流量管顶部。

5.4.4.2.5 真空泵停后, 水面下降, 用秒表记录水面从流量管某段的上刻度线降至下刻度线的时间, 并将时间填写在原始记录表上。

5.4.4.2.6 关闭进气开关, 启动真空泵, 样品卸下, 放回干燥器, 以备查测。

5.4.4.2.7 将测试温度、流量管号、测样环压、测定日期和测定人名填写在渗透率分析原始记录表上, 见附录 C (标准的附录) 的表 C12。

5.4.5 计算

按式 (14) 计算渗透率值。

$$k_a = B \cdot L \cdot \mu / (A \cdot t) \quad \dots\dots\dots(14)$$

5.4.6 质量要求

5.4.6.1 测试前、后必须用标准样检测仪器, 所测结果相对误差在 5% 内, 仪器算合格。如不合格, 查出原因, 并修复后, 才能使用。

5.4.6.2 其他同 5.1.5。

5.5 其他方法

可采用在不同的测试压力下, 测得通过岩心的流量, 进而计算其渗透率的方法。不论用何种仪器、何种方法, 只要使用合格合法的标准样, 且检查仪器合格 (相对偏差小于 5%), 抽查所测数据满足本标准规定的允许误差要求, 即可认为所用方法与本标准所述方法等效。

5.6 测岩样空气渗透率公式中使用的参数符号及计量单位

测岩样空气渗透率公式中使用的参数符号及计量单位见附录 E (标准的附录)。

6 岩心流体饱和度的测定

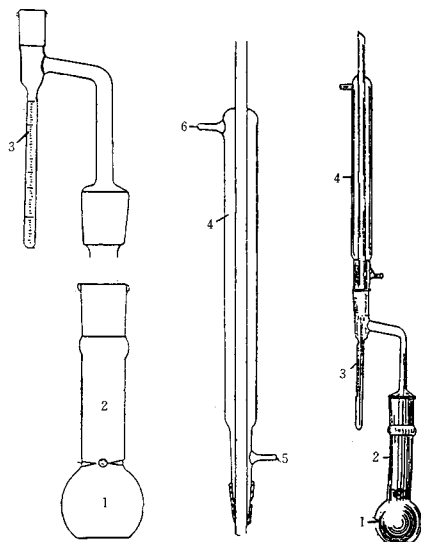
6.1 蒸馏抽提法

6.1.1 原理

将称量后的岩样放在岩心室中, 利用沸点高于水且与水不溶、密度小于水、洗油效果好的溶剂如甲苯等蒸馏出岩样中的水分, 并将岩样清洗干净, 烘干并称量, 用抽提前后的质量差减去水量即得到含油量。

6.1.2 仪器设备

油水饱和度测定仪见图 10。



1—烧瓶；2—岩样室；3—水分捕集器；4—冷凝管；5—冷却水入口；6—冷却水出口

图 10 油水饱和度测定仪

6.1.3 操作步骤

6.1.3.1 用已知水量蒸馏，检查仪器的密封性，其误差在 $\pm 2\%$ 时可使用。

6.1.3.2 在抽提岩心前，先将所用溶剂在测定仪中预蒸一遍，至少连续蒸 2h，保证其中无水分。

6.1.3.3 把称量后的岩样，放入测定仪中。

6.1.3.4 加热抽提到水量不再增加为止，每 0.5h 读取 1 次水量。连续 3 次，读数变化不超过 0.02cm^3 停蒸。疏松砂岩需 2~3h，胶结好的岩样需要 6~8h，致密而又含高粘度原油的岩样，需时间更长。

6.1.3.5 读取水量后，按本标准的 3.5.1.4 洗油，按本标准的 3.6 烘样。

6.1.3.6 烘干岩样后，称量。用岩样抽提前、后的质量差减去水量（设水的密度为 $1\text{g}/\text{cm}^3$ ）可得到油的质量，再除以油的密度，得到油的体积。

6.1.3.7 按第 4 章岩样孔隙度测定方法测出岩样的孔隙度。

6.1.4 计算公式

计算油、水饱和度和油体积公式如下：

$$S_o = \frac{V_o \cdot \rho_o}{\phi \cdot (m_g - m_{10})} \times 100 \quad \dots\dots\dots(15)$$

$$S_w = \frac{V_w \cdot \rho_w}{\phi \cdot (m_g - m_{10})} \times 100 \quad \dots\dots\dots(16)$$

$$V_a = \frac{(m_8 - m_9) - V_w \cdot \rho_w}{\rho_o} \times 100 \quad \dots\dots\dots(17)$$

6.1.5 质量要求

6.1.5.1 油水饱和度数据取百分数且修约到1位小数。

6.1.5.2 在—批样品中应取3~5块双样，双样饱和度值相对偏差在15%以内，如有20%双样相对偏差超出，应查出原因，如果原因不明，则所测数据慎用。

6.1.6 注意事项

6.1.6.1 从密封瓶中取放岩心时，严防脱粒。

6.1.6.2 蒸馏过程中，保持回流液体为每秒3~4滴，严防溶剂从冷凝管上端冲出。

6.1.6.3 捕集器及冷凝管壁挂水时，用鸭毛捅水。操作时鸭毛先在蒸馏用的干净溶剂中浸沾数次，然后插入管中，沿管壁搅动，将水捅下去，鸭毛不沾水珠时方可取出，待捕集器中水与甲苯界面分明后，记录水量。

6.1.6.4 拧不开仪器时，应反复加热和冷却，切勿硬拧。

6.1.6.5 全部设备应在通风柜中保持经常通风，操作人员应戴防毒口罩、防毒手套。

6.1.6.6 分析室应有灭火器，并定期检查。

6.1.6.7 蒸馏过的岩样，切勿立刻放入烘箱，应放在通风处吹干表面后，再放入烘箱中烘样。

6.1.6.8 烘箱温度降到80℃时开烘箱取出样品，放入干燥器中，每次停止烘样，都要将样品放入干燥器中。

6.2 常压干馏法

6.2.1 原理

在常压下加热岩样，当温度高于水的沸点时，干馏出水和原油的轻质馏分，再升温可干馏出原油中的重质馏分，测得水量和原油量。

用压汞仪测量干馏岩样邻近的另一块岩样（25~40g）的总体积和气体体积，从而计算出岩样的自然密度和折算出干馏岩样中的气体体积，加上干馏岩样测得的水量与原油量，得到干馏岩样的孔隙体积，再用自然密度与干馏岩样的质量，计算出干馏岩样的总体积，得孔隙度，进而求得干馏岩样的油水饱和度。每块岩样用加和法测得的孔隙度都必须用邻近小圆柱岩样测得的（氮气）孔隙度加以核

6.2.2 仪器设备

常压干馏仪见图11。

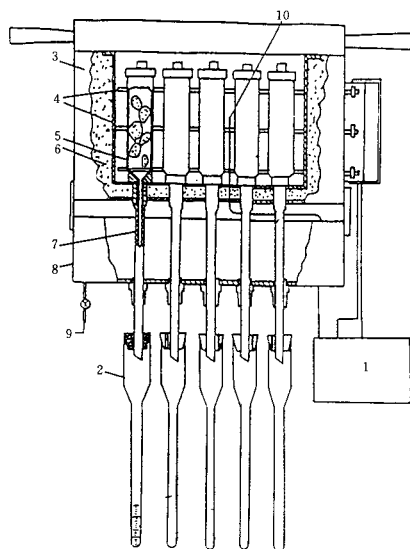
6.2.3 水量校正

选择干馏水量的温度或时间。作出水量校正曲线，一般采用下述方法：

6.2.3.1 称取100~125g岩样，装进岩心杯中，放入恒温箱内。然后将控温钮调到649℃（1200°F），在升温过程中，记录温度与蒸出的相应水量，作出蒸出水量与干馏温度的关系曲线（见图12）找出曲线上出现第一台阶的温度，此温度是岩样中的非结晶水被全部蒸出来的温度。选取略高于此温度值的温度作为合适的蒸水温度。

6.2.3.2 操作同6.2.3.1，记录时间与蒸出的相应水量，作出蒸出水量与蒸出时间的关系曲线（见图13），出现第一台阶的时间为蒸出非结晶水的时间，作为合适的蒸水时间。

岩样中的泥质含量对上述两种曲线的第一台阶都有影响，较纯砂岩含结晶水很少，非结晶水与总水量相差不多；而岩样的泥质含量愈多，非结晶水与总水量相差愈大。因此，比较纯净的砂岩，第一台阶很明显；而泥质含量多的岩样，就很难识别第1台阶，应该取地层中纯净砂岩作水量校正曲线来选定该地层的蒸馏温度或蒸馏时间，每一地层必须各作出其水量校正曲线。



1—恒温控制器；2—捕集器；3—恒温箱；4—加热元件；5—岩心杯；
6—隔板；7—冷凝管；8—水浴；9—冷却水入口；10—热电偶

图 11 常压干馏仪

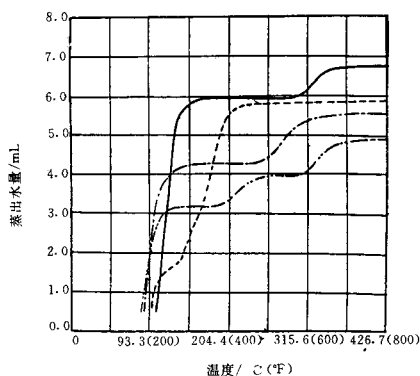


图 12 蒸出水量与干馏温度关系曲线

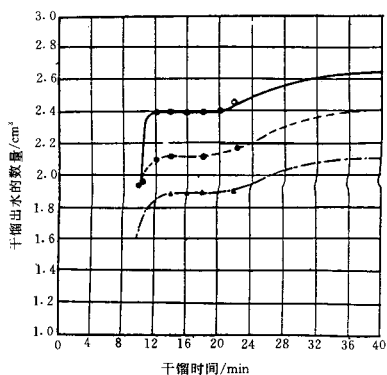


图 13 蒸出水量与时间关系曲线

6.2.4 测定岩样中油、水体积

由于水的校正曲线分成两种，测定岩样中油体积与水体积的步骤略有不同。

6.2.4.1 用蒸出水量与温度关系曲线作为校正曲线时,按下述步骤测定:

- 称 25~40g 岩样一块放在带盖瓶中,用作测定气体体积及总体积。
- 称 100~125g 碎岩样,立刻装入岩心杯并放入恒温箱中。此时恒温箱的温度必须低于校正曲线第 1 台阶的温度。
- 将恒温箱控温指针拨到根据校正曲线选定的温度值进行加热。每隔 2min 读取一次蒸出水量。当连续 3 次以上水体积读数不变时,认为岩样中非结晶水已完全蒸出(蒸馏出原油中轻质部分的体积也应加以记录,并随后记入油的总体积中)。
- 放掉冷却槽中的冷却水,以防加热的原油中途冷却而不能落入捕集器中。随后将恒温箱控温指针拨到 649°C (1200°F) 进行蒸油。
- 每隔 2min 读取 1 次油体积,连续 3 次以上读数不变时,认为原油已全部蒸出来。
- 关掉电炉电源,清洗岩心杯,烘干后做下一批岩样。

6.2.4.2 用蒸出水量与时间关系曲线作为校正曲线时,按下述步骤测定:

- 称 25~40g 岩样 1 块,放入带盖瓶中,用来测定其气体体积及总体积。
- 称 100~125g 碎岩样,立刻装入岩心杯并放入恒温箱中。
- 将恒温箱控温指针拨到 649°C 加热,蒸水。
- 每隔 2min 读取 1 次水量。
- 以校正曲线所选定的时间作为非结晶水蒸完的界限,此时放掉冷却槽中的冷却水,继续蒸油,每隔 2min 读取 1 次油量,连续 3 次以上读数不变时,认为原油已全部蒸出来。
- 关掉电炉电源,清洗岩心杯,烘干后进行下一批试样。

6.2.5 校正岩样中油体积

从干馏仪中读得的油体积,必须加以校正。对不同性质的原油,应有相应的校正曲线。一般采用两种校正方法。

6.2.5.1 根据试验法原油校正曲线进行校正:

- 校正集液器。
- 清洗干馏岩心杯和筛网。
- 用 8 个干馏杯,每个杯中放入大约 100~125g 干净砂样。
- 取得油罐中原油样品。
- 在各装砂的干馏杯中,分别加入 0.1,0.2,0.5,1.0,2.0,5.0,10.0,15.0cm³ 原油。如使用高粘度原油,加砂和加原油的步骤改为加一层砂样,倒一些原油,分几次加完。
- 再在岩心杯中加 10cm³ 蒸馏水。
- 把岩心杯装入恒温箱中。杯口用塞子塞住,静置 2h 左右。
- 取下岩心杯口的塞子,将螺纹盖拧紧。
- 盖好恒温箱盖。
- 按 6.2.4 的要求进行干馏,得出水量和原油量。
- 作出加入油量与蒸出油量的关系曲线,用来校正岩样中测得的原油量,见图 14。

6.2.5.2 根据原油校正的经验数据(见表 4)或按经验数据绘制成的经验校正曲线(见图 15)进行校正。

6.2.6 干馏法的准确度与质量要求

试验法校正油准确度一般为±5%,而测试质量要求同 6.1.5。

6.2.7 测定岩样自然密度与气体体积

用干馏法测定岩样的油、水体积时,必须同时用水银泵测定该样邻近另一块岩样的总体积及气体体积。

表 4 原油校正的经验数据表

干馏出来的原油量 cm ³	校正后原油量 cm ³
痕迹	0.10
0.05	0.15
0.10	0.25
0.20	0.40
0.30	0.50
0.40	0.65
0.50	0.80
0.60	0.90
0.70	1.00
0.80	1.10
0.90	1.20
1.00	1.40

注:干馏出来的原油超过 1.00cm³ 时,校正值加 0.4cm³

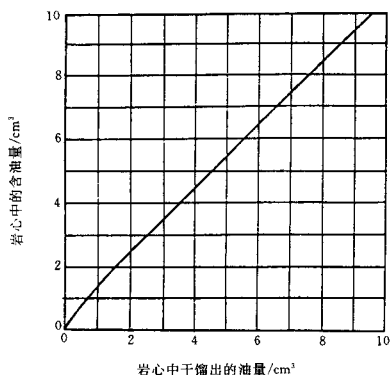


图 14 实验法原油校正曲线

6.2.7.1 水银泵的校正

水银泵的校正通过测定一系列已知体积的标准块,将测定值与已知标定值作比较,找出校正因子,要求经过校正后的测定值与标定值之间的相对误差不超过 0.3%。

6.2.7.2 水银泵校正操作步骤

- 打开岩心室盖,用沾有丙酮或无水乙醇的脱脂棉擦洗水银面和岩心室。

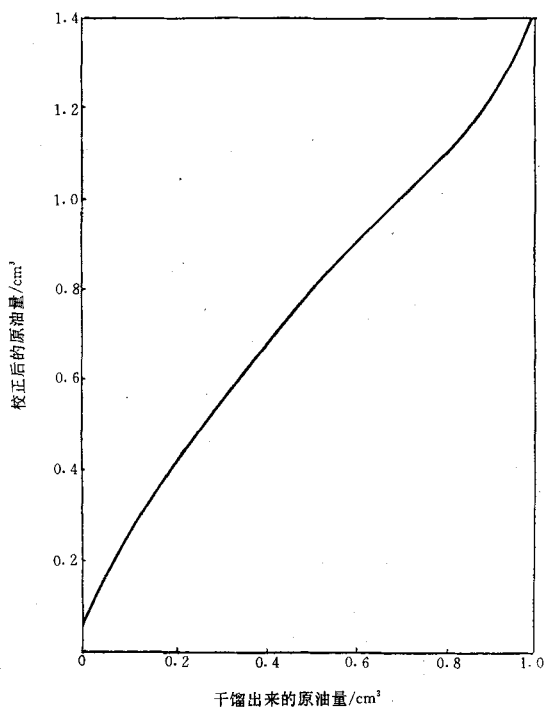


图 15 原油校正经验曲线

b) 关上岩心室盖，进泵。待岩心室盖上的通气孔中出现小水银珠时，停泵，将读数调零。测量岩样时，必须在同样条件下读数。

c) 逐一测标准块体积，并将测量和计算结果填入表 5。

d) 测量的百分误差不得超过 0.3%。否则需对标准块重新标定体积或对仪器本身进行检修。

6.2.7.3 测定岩样自然密度与气体含量的操作步骤

a) 正确称量 25~40g 新鲜岩样一块放入水银泵岩心室中，在常温常压下进泵，待小孔中再现水银珠时读数即为岩样的总体积，计量准确度为 0.01cm³。用岩样质量除以岩样总体积，得到岩样自然密度。

b) 关闭岩心室盖上的针形阀，进泵加压，对疏松岩样用 5.2MPa(750psi)；对胶结好的岩样用 6.9MPa(1000psi)，将水银压入岩样中。进入岩样的水银量即为岩样的含气体积。用岩样的含气体积除以岩样的孔隙体积就可得到岩样的含气饱和度。

6.2.8 干馏法测定残余流体饱和度的计算

6.2.8.1 试验记录：格式见附录 C（标准的附录）表 C6

试验室: _____ 日期: _____
 操作者: _____ 泵号: _____

平均校正因子 ACF

$$\rho_n = m_{11} / V_1 \quad \dots\dots\dots(18)$$

$$V_2 = m_s / \rho_n \dots\dots\dots (19)$$

$$O_b = \frac{V_{oc}}{V_2} \times 100 \quad \dots\dots\dots(20)$$

$$W_b = \frac{V_{lw}}{V_s} \times 100 \quad \dots\dots\dots(21)$$

$$G_b = \frac{V_g}{V_i} \times 100 \quad \dots\dots\dots(22)$$

$$\phi = O_b + W_b + G_b \quad \dots\dots\dots(23)$$

$$S_{or} = \frac{O_b}{\phi} \times 100 \dots\dots\dots (24)$$

$$S_w = \frac{W_b}{\phi} \times 100 \quad \dots\dots\dots(25)$$

$$\rho_{ss} = \frac{m + (V_p \times \rho_w)}{V_2} \quad \dots\dots\dots(26)$$

设水的密度为 $1\text{g}/\text{cm}^3$ ，则：

$$\rho_G = \frac{m}{V_s} = \frac{\rho_n \cdot V_2 - S_o \cdot \phi \cdot V_2 \cdot \rho_o - S_w \cdot \phi \cdot V_2 \cdot \rho_w}{V_2 - V_2 \cdot \phi} \quad \dots\dots\dots(27)$$

6.3 库仑法

6.3.1 原理

利用水与乙醇无限量溶混的特性，将已知质量岩样中的水分溶于一定量的乙醇中，然后用库仑仪测定乙醇水溶液中的水分。

当将含水的乙醇注入电解池中时，水与电解池中的卡尔-菲休试剂反应，在阳极上形成碘。由于产生碘的摩尔数等于注入水的摩尔数，且阳极上碘的增加量与通过电解池的电量成正比，因此，由消耗电量可知乙醇水溶液中的水量。

6.3.2 仪器设备

- 库仑仪。
- 电子天平，感量 0.001g 。
- 干馏筒。
- 微量注射器， $5\mu\text{L}$ 。

6.3.3 试剂

- 无水乙醇。
- 卡尔-菲休试剂。

6.3.4 操作步骤

6.3.4.1 配制标样

以 0.2cm^3 的级差将蒸馏水加入 20cm^3 无水乙醇中，配制一系列标准溶液，蒸馏水最高浓度为地区岩样最高含水量。

6.3.4.2 整体萃取水分

用同一岩样测饱和度和孔隙体积（萃取水后的岩样经除油后测孔隙体积）。

迅速选取岩心中心部位的岩样约 20g 放入干馏筒中密封，在 150°C 温度下恒温 4h ，迅速将干馏筒放入冷水中冷却 30min （冷却时，水不要浸至密封盖）。取出干馏筒，擦干筒外水珠，迅速打开密封盖，加入 20cm^3 无水乙醇，密封浸泡 20h 后，取 $4\sim 6\text{cm}^3$ 溶液置于密封小瓶中待测。岩样用于测孔隙体积。

6.3.4.3 碎样萃取水分

迅速选取岩心中心部位的岩样约 40g ，分成 2 块，分别称其质量，一块除油后测其孔隙体积，一块萃取水。

将萃取水所用岩样称量后，放入盛有无水乙醇的研钵中，在 45s 内将岩样研碎至颗粒，待混合液澄清后取 $4\sim 6\text{cm}^3$ 置于密封的瓶内待测。

6.3.4.4 测定水样

- 将微量注射器用被测样冲洗 $2\sim 3$ 次后抽取 $5\mu\text{L}$ 被测样。
- 按库仑仪启动开关，使数字显示恢复到“0”后再注入被测样。

- c) 将被测样注入电解池中, 电解自动进行。
- d) 电解到终点时, 指示灯亮, 蜂鸣声响, 本次测定完毕。
- e) 测下一块样品时, 按 a)~d) 操作。

6.3.4.5 作标准曲线

- a) 分别抽取 5μL 不同含水量的标准溶液注入电解池, 操作按 6.3.4.4, 得出一系列不同水体积下的电信号值。
- b) 用微机将不同水体积下的电信号值进行线性回归, 建立线性回归方程。
- c) 将被测样电信号值用回归方程计算出样品的含水量。

6.3.5 计算公式

计算油体积、油饱和度、水饱和度公式如下:

$$V_o = \frac{(m_s - m) - V_w \cdot \rho_w}{\rho_o} \quad \dots\dots\dots(28)$$

$$S_o = \frac{V_o \cdot \rho_a}{\phi \cdot m} \cdot 100 \quad \dots\dots\dots(29)$$

$$S_w = \frac{V_w \cdot \rho_a}{\phi \cdot m} \cdot 100 \quad \dots\dots\dots(30)$$

6.3.6 技术要求

- 6.3.6.1 乙醇-水标准溶液配制要严格, 水量的绝对误差不得超过 0.01cm³, 无水乙醇体积差不得超过 0.25cm³。
- 6.3.6.2 重复两次试样, 其水量相对偏差不得超过 2.0%。
- 6.3.6.3 油水饱和度数据修约到 1 位小数。
- 6.3.6.4 作标准曲线每次不得少于 5 个点。
- 6.3.6.5 标样有效期限不得超过两个月。

6.4 色谱仪法[色谱仪法测定岩心流体饱和度见附录 D (标准的附录)]

6.5 微波加热法(电烘箱亦适用)

本方法规定了微波加热方法测定岩石含水饱和度的原理、仪器、设备、操作步骤和质量要求。

本方法适用于不含微裂缝、泥质条带和石膏的砂岩及碳酸盐岩含水饱和度的测定。

6.5.1 测定原理及加热参数

6.5.1.1 含气、水岩样含水饱和度的测定

对于水基钻井液取心所获得的岩样, 用微波加热仅除去岩样中的水分, 烘干前后的质量差, 就是孔隙中水的质量, 然后除以该岩样的孔隙体积, 得岩样含水饱和度。

6.5.1.2 含油岩样含水饱和度的测定

基本上同 6.5.1.1。有所不同的是对于气层油基钻井液取心或油层取心所获得的岩样, 用该法测定含水饱和度时, 应按附录 F (提示的附录) 进行校正。

6.5.1.3 加热参数

不同岩石类型的加热参数按表 6 所给数据选取。

6.5.2 仪器设备

- a) 微波炉: ER-692 型或类似产品。
- b) 分析天平: 0~200g, 感量 0.0001g。
- c) 电冰箱: 175~200L。
- d) 半导体点温度计: 0~200℃。

e) 水银温度计: 0~50℃, 最小分度值 0.1℃。

表 6 不同岩石类型的加热参数

序号	岩样类型	孔隙度范围 %	孔隙度 平均值 %	加热参数		
				时间 min	功率 W	功率电 平档数
1	碎屑岩	3.17~10.18	5.95	15	300	5
		0.82~13.15	6.02	45	200	4
2	白云岩	0.84~11.16	4.11	45	200	4
	泥(含泥质)灰岩	0.24~0.48	0.35	10	200	4
	致密灰岩	0.74~3.08	1.50	20~25	500	8
3	全直径碎屑岩	1.34~10.20	5.77	80	300	5
	全直径碳酸盐岩	0.26~14.27	4.66	95	500	8

6.5.3 操作步骤

6.5.3.1 将全直径岩心从电冰箱中取出, 放在无硅胶的干燥器中 1~2h, 使之与室温平衡。

6.5.3.2 将全直径岩心从塑料袋中取出, 剥掉铝箔纸, 然后用凿子打掉岩石表面层取其中心部位, 打成近似立方体质量为 30~50g, 刷干净后依次装入已编号的称瓶中。

6.5.3.3 取好的岩样立即依次称取质量 m_s , 用毛笔编号后, 再按附录 B (标准的附录) 计算负载水质量, 并将样品和装负载水的玻璃烧杯同时置入微波炉内, 设置好所需功率和时间进行加热, 热完毕后, 将样品取出放入干燥器中冷却至室温称取质量 m 。

6.5.4 计算

6.5.4.1 含水体积计算

$$V_w = \frac{m_s - m}{\rho_w} \quad \dots\dots\dots(31)$$

6.5.4.2 孔隙体积计算

高压酒精饱和法:

$$V_p = \frac{m_{12} - m}{\rho_{al}} \quad \dots\dots\dots(32)$$

6.5.4.3 含水饱和度计算

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \cdot 100 \quad \dots\dots\dots(33)$$

6.5.5 质量要求

6.5.5.1 抽取 10% 的样品作平行测定, 相对偏差小于 15%。一个剖面的抽查样品中, 若有 30% 超出允许误差, 就要重测相应岩样的孔隙体积或在镜下观察并查明原因。

6.5.5.2 计算结果的有效数字和小数位数:

6.5.5.2.1 负载水质量的计算:

- a) 若是连续运算, 计算结果修约到 1 位小数;
- b) 若是分步运算, 运算过程中一律修约到 3 位有效数字, 计算结果修约到 1 位小数。

6.5.5.2.2 饱和度的计算:

- a) 若是连续运算, 计算结果用百分数表示且修约到 1 位小数点;
- b) 若是分步运算, 运算过程中一律修约到 2 位小数, 计算结果用百分数表示修约到 1 位小数。

6.6 全直径岩心油水饱和度的测定——蒸馏抽提法

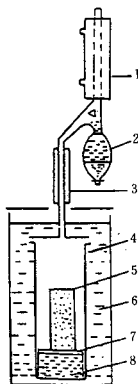
本方法适用于一般砂岩岩心。

6.6.1 原理

与 6.1.1 相同。

6.6.2 仪器设备

全直径岩样油水饱和度抽提器, 装置示意图见图 16。



1—冷凝器; 2—水分捕集器; 3—隔热保温层; 4—岩心室
5—岩样; 6—电加热; 7—放置岩样的平台; 8—甲苯

图 16 全直径岩样油水饱和度抽提器装置示意图

6.6.3 操作步骤

- 6.6.3.1 做溶剂空白实验。
- 6.6.3.2 用蒸馏水做回收实验, 回收率 95% 以上为合格。
- 6.6.3.3 24h 内水量增加值不大于 1cm^3 , 停止抽提。
- 6.6.3.4 其他操作步骤与 6.1.3 相同。

6.7 岩样饱和度公式中的参数符号及计量单位

岩样饱和度公式中的参数符号及计量单位见附录 E (标准的附录)

7 保压全直径岩心物性分析方法

本方法规定了采用保压取心工艺的全直径岩心的室内处理、岩心分析的方法, 适用于保压全直径固结岩心物性分析。

7.1 保压全直径岩心分析前的室内处理

保压全直径岩心分析程序见图 17。

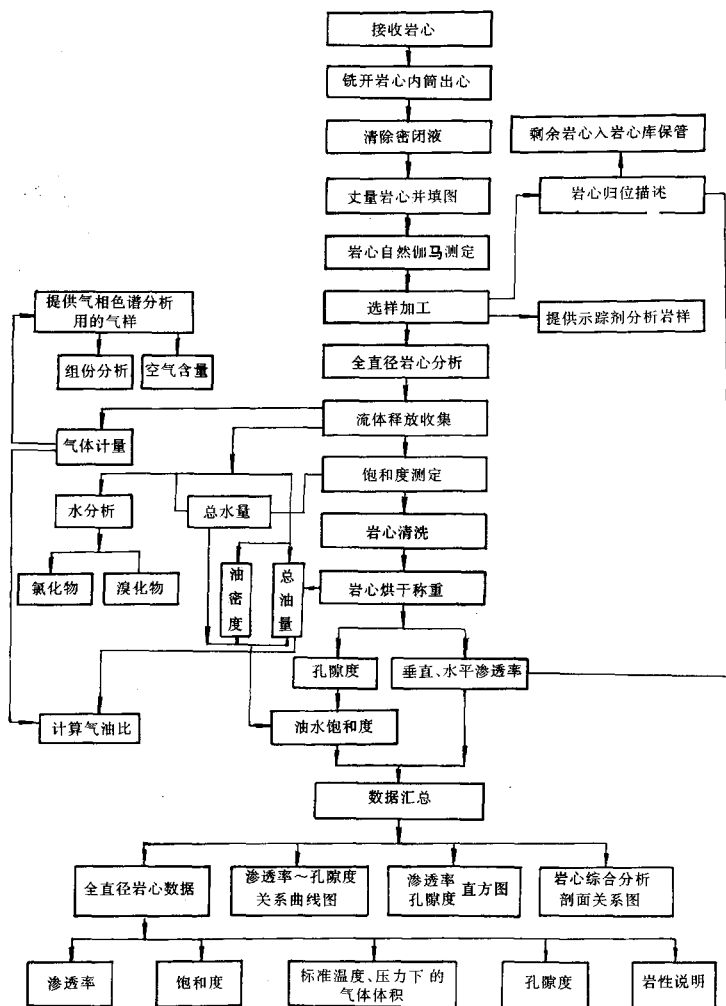


图 17 保压全直径岩心分析程序

7.1.1 内筒出心

7.1.1.1 出心前的准备工作

- 准备好工作场地、加工设备及干冰、液氮。
- 根据岩心内筒短节的长度，准备好相应长度的铝制岩心筒。
- 准备好表示岩心缺失段的硬质塑料棒或其他材料。
- 准备好保压岩心交接、取心情况、选样记录表及保压岩心数据表，见附录 C（标准的附录）表 C7、C8、C9、C10。

7.1.1.2 内筒开槽

- 开槽前应刮净内筒表面的泥浆脏物。
- 按同一取心筒次的岩心的内筒短节顺序，在冷冻条件下将岩心内筒在铣床上沿轴向对称铣切，筒壁应留有 $3\sim 5\mu\text{m}$ 的厚度，绝对不能铣透。
- 用气动凿将未铣透岩心的内筒震开，取出筒内的岩心。
- 将岩心装入标明井号、取心筒次、短节号、顶底标记的铝制岩心槽中，岩心空缺段需放置相应长度的硬质塑料棒或其他材料。按附录 C（标准的附录）表 C8 内容记录好筒内情况后，将其放入铝筒中盖好盖，并将原岩心内筒上的铝牌绑在铝筒上，再置于装有干冰的冷藏箱中保存。

7.1.2 清理岩心和填图

7.1.2.1 清理岩心

按岩心筒次，在冷冻条件下将岩心表面的密闭液及泥浆刮除净，然后将岩心放进干冰冷藏箱中对接排列整齐，用红、黑色粗记号笔在岩心的侧面画平行直线，两线间隔 2cm。每隔 0.5m 作一记号，整米处记录其深度，并标明顶、底标记。

与地质人员一道丈量每筒岩心的长度，并计算岩心收获率，填写于附录 C（标准的附录）表 C8 中。

7.1.2.2 岩心情况记录

按 1:100 的比例，对应于每筒岩心的长度，将岩心断裂破碎及缺失情况填于附录 C（标准的附录）表 C9 筒内情况栏中，并继续使岩心冷冻保存。

7.1.3 岩心自然伽马射线测定

对每一筒次的岩心，在冷冻状态下按 3.3 要求进行自然伽马射线测定，为确定选样位置提供曲线图。

测定曲线后的岩心仍冷冻保存。

7.1.4 实验室取样

7.1.4.1 物性分析样品取样

每米岩心取全直径岩样 2~3 块，每块长度为 10~20cm，做好顶、底记号。

样品应分别用锡箔纸和塑料薄膜进行内、外层包裹，其中夹有样品标签。然后按样品编号顺序将样品放进干冰冷藏箱中冷冻保管。

7.1.4.2 示踪剂测定样品取样

每筒岩心的顶、底部位及自顶向下每隔 1~1.5m，对边缘和中心部位各取一块样品。

酚酞示踪剂每块样质量为 2~5g。氚示踪剂样品用直径 2.54cm 的取样钻头，在冷冻条件下钻取岩心中心部位，获得柱状和环状样品，其长度为 5~7cm，并切平两端。

氚示踪剂样品应放进干冰冷藏箱中冷冻保管。

7.1.4.3 其他项目取样

根据取样设计要求，统一组织其他项目取样。并填写好附录 C（标准的附录）各表。

7.1.4.4 剩余岩心处理

取样后的岩心空缺段应放置相应长度的替代物，并粘贴标有井号、样品编号的标签。然后使剩余

岩心解冻。

将分析完各项目参数的样品进行归位，然后及时通知地质人员进行岩心描述。岩心全部描述完毕，移交给岩心库保管。

7.2 保压全直径岩心样品释放流体计量及油水饱和度的测定

保压全直径岩心样品在解冻时释放的流体（气、油、水）体积，是在标准条件（0.101MPa，20℃）下确定的。

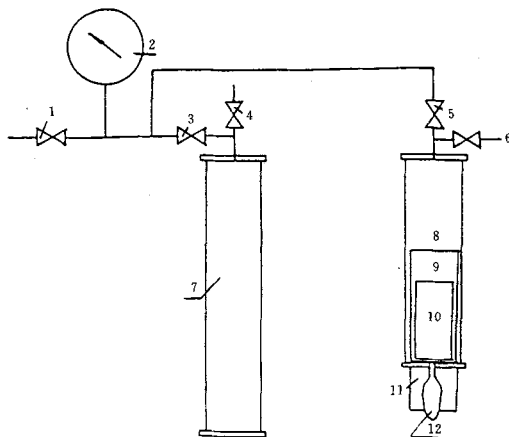
7.2.1 保压全直径岩心样品释放流体的计量

7.2.1.1 原理

将已知质量的保压冷冻全直径岩心样品置于气体收集装置中，在室温及 9.89×10^{-3} MPa（2.92inHg）真空度的条件下解冻，并不断释放出流体。当气体压力、液体体积不再增加时，根据气体状态方程可计算收集的气体体积；液体收集管中的油，水体经离心机分离后直接读数计量。

7.2.1.2 仪器装置

气体收集装置见图 18。



1—真空阀；2—真空压力表；3、5—控制阀；4、6—取样阀；7—辅助室；
8—样品室；9—样品筒；10—全直径岩样；11—托架；12—液体收集管

图 18 气体收集装置

7.2.1.3 操作步骤

从干冰冷藏箱中取出岩样，用干纤维布抹去表面的霜冻并立即称量。

将岩样放入样品筒中，迅速将其放进装置的样品室内密封，抽空 5~10min，使真空度低于 9.89×10^{-3} MPa。

间隔 10~12h 读记一次室温、大气压、释放气体压力及液体总体积，当样品室中气体压力超过 3.45×10^{-2} MPa(5psi)时，应该使用辅助室共同收集气体。待气体压力及液体总体积不增加时为止，并记录终点值于表 C10 中。

对释放流体的收集处理:

a) 气体收取: 对样品室、辅助室中的释放气体应分别收取, 并在编号的右下角标注 A、B。收取前先用红外线灯烘烤装置的样品室及辅助室 5min, 使其增温, 防止气体分层。然后向装置的样品室及辅助室注入纯氮气, 使气体压力增至 $2.07 \times 10^{-2} \text{MPa}$ (3psi), 再将气样瓶与装置相连接并抽空 5min, 使真空度低于 $9.89 \times 10^{-3} \text{MPa}$, 收取气样供气体组分分析。

b) 液体分离: 将收集有液体的收集管管口粘贴塑料薄膜密封后, 放置于离心机中, 转速逐渐增加至 2500r/min, 离心分离液体 0.5h, 读记油、水及密闭液的体积数, 将油、水分别装入 20cm³ 容量的玻璃瓶中, 供原油密度及水中氯、溴离子含量分析用。

c) 擦拭液的分类: 样品在解冻释放流体的过程中, 粘附于样品室内壁的液体必须用已知质量的软纸巾轻轻擦拭净, 其增值可以按液体分离的油、水体积的比例, 确定出擦拭液的油、水体积。

d) 同一油层组的数块样品的油样, 可以合并装于同一瓶中, 进行原油密度测定。

7.2.1.4 结果计算

计算气体体积、气体质量、气油比的公式如下:

$$V_3 = \frac{293.15 \times (V_4 - V_5 - V_6) \times (p_a + p_{\text{sig}}) \times (1 - f_{\text{an}}) \cdot Z}{p_{\text{sc}} \cdot (273.15 + t)} \quad \dots\dots\dots(34)$$

$$m_{13} = V_3 \cdot \gamma_g \cdot \rho_{\text{sn}} \quad \dots\dots\dots(35)$$

$$R_{\text{go}} = \frac{V_3}{m_o} \quad \dots\dots\dots(36)$$

式中各符号意义及单位见附录 E (标准的附录)。

7.2.1.5 质量要求

- 液体收集管的量程 0~100cm³, 准确度 0.05cm³, 初次投入使用应检定。
- 真空压力表的量程 0.101~0.206MPa, 度 0.0034MPa, 每年检定一次。
- 温度计的量程 0~40℃, 准确度 1℃, 每年检定一次。
- 气体收集装置的样品室、辅助室标定容积的标准偏差不大于 10cm³。
- 分析天平的量程 0~6000g, 准确度 0.1g, 每年检定一次。
- 气体体积、气体质量、气油比的计算结果取四位有效位数。

7.2.1.6 试验结果

岩心样品释放流体的测定结果应含以下内容:

- 井号、层位或井深、岩心样品编号。
- 测定时的室温、大气压、气体压力、油、水体积。
- 通过气体分析提供的气体相对密度、空气、氮气组份的百分含量, 岩心样品中油的质量, 计算气体体积、气体质量及气油比。内容格式见表 C10。

7.2.2 保压全直径岩心样品的油水饱和度的测定

经过释放流体的保压全直径岩心样品与样品筒及圆盘经称重后, 及时装入饱和度仪中, 按 6.5 规定, 进行油水饱和度测定。

7.2.3 岩心样品清洗

按 3.5 进行。

7.3 保压全直径岩心样品孔隙度的测定

保压全直径岩心样品孔隙度的测定, 按 4.2 的规定执行。

7.4 保压全直径岩心样品气体渗透率的测定

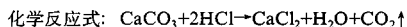
保压全直径岩心样品气体渗透率的测定, 按 5.2 的规定执行。

8 岩心碳酸盐含量的测定

8.1 体积法

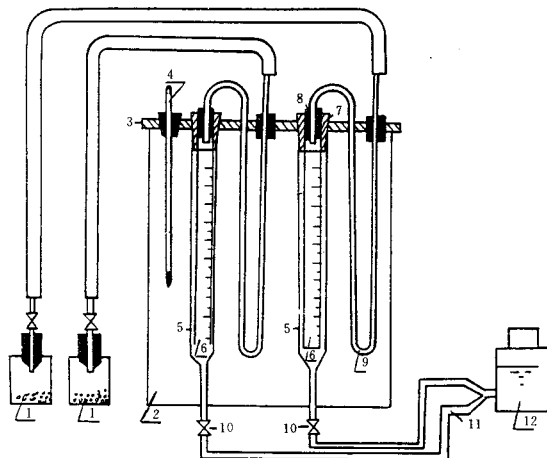
8.1.1 原理

利用盐酸与岩样中的碳酸盐的化学反应，计量所释放出的二氧化碳气体体积量即可计算出岩石中的碳酸盐含量。



8.1.2 仪器设备

测定碳酸盐含量的装置如图 19。



1—作用瓶；2—水槽；3—顶盖；4—温度计；5—刻度外管；6—刻度管；7—14号橡皮塞；
8—6号橡皮塞；9—U形管；10—玻璃三通；11—Y形三通；12—平衡瓶

图 19 体积法测定碳酸盐含量装置示意图

- a) 反应瓶。
- b) 刻度管。
- c) 平衡瓶。
- d) 恒温水浴。
- e) 温度计。
- f) 天平，感量 0.001g。
- g) 气压计。

8.1.3 操作步骤

8.1.3.1 恒温槽中装满蒸馏水。

8.1.3.2 平衡瓶和刻度管中装满滴有甲基橙的饱和盐水。

8.1.3.3 检查和校对仪器，用纯碳酸钙测定 2~3 次，每次测得的碳酸盐百分数含量均要达到 95% 以

上,要求相对误差不大于5%。

8.1.3.4 用研钵将5g除去油的岩样研碎,使之全部通过0.18mm孔径的分样筛,在105℃下恒温烘3h后置于干燥器中待测。

8.1.3.5 准确称取0.2~1.5g样品,放入小容器中,置于盛有15cm³浓度为10%的盐酸的反应瓶中,此时不要使岩样与盐酸接触。

8.1.3.6 塞紧反应瓶盖,首先将反应瓶中气体放空再关闭,然后使岩样和盐酸作用,从刻度管上计量二氧化碳气体体积,记录恒温槽的温度及当天大气压力。

8.1.4 质量要求

每批样品抽查10%,偏差要求见表7。

8.1.5 注意事项

8.1.5.1 室温、水温、酸温三者温度平衡后再做试验。

8.1.5.2 每操作一批,记录一次大气压力和温度。

8.2 压力法

8.2.1 原理

用标准碳酸钙与盐酸作用,测定放出二氧化碳气体产生的压力,以此作为标准,与岩样和盐酸作用后产生的二氧化碳气体的压力相比较,求出碳酸盐含量。

8.2.2 仪器设备及试剂

- 碳酸盐测定仪。
- 天平:感量0.001g,感量0.0001g各1台。
- 反应瓶。
- 盐酸:浓度为10%。
- 化学纯碳酸钙。

8.2.3 操作步骤

8.2.3.1 用研钵研碎去油岩样,使之全部通过0.18mm孔径的分样筛后,在105℃下恒温3h后放入干燥器中待测。

8.2.3.2 待水槽温度与盐酸、室温达到一致,温差不超过1℃。

8.2.3.3 将0.07~0.20g岩样放入小容器中,置于盛有浓度为10%的6cm³盐酸的反应瓶中,不要使岩样与盐酸接触。

8.2.3.4 盖紧反应瓶塞后,并对反应瓶内气体放空再关闭,使岩样与盐酸充分反应,1h后即可供测量用。

8.2.3.5 按8.2.3.3和8.2.3.4步骤称取一定量的碳酸钙与盐酸在反应瓶中反应,作为计算标准。

8.2.3.6 与仪器相接的针头,插入纯碳酸钙的作用瓶中,测量二氧化碳气体的压力,再依次插入各岩样的作用瓶中,测量二氧化碳气体压力,并记录所测得的压力值。

8.2.4 碳酸盐含量的计算

计算公式:

$$B_1 = \frac{C_a \cdot m_{14}}{P \cdot m} \quad \dots\dots\dots(37)$$

$$X = B_1 \cdot P' \quad \dots\dots\dots(38)$$

式中符号意义及单位见附录E(标准的附录)。

8.2.5 技术要求

8.2.5.1 标准碳酸钙用感量为0.0001g的天平称量,岩样用感量为0.001g的天平称量。

8.2.5.2 常数修约到 3 位有效数字。

8.2.5.3 岩样的碳酸盐含量取小数点后 1 位。

8.2.5.4 抽查 10% 的样品, 如有 10% 超过允许误差范围, 则该批样品需重测。

8.2.5.5 偏差按表 7 要求。

表 7 碳酸盐测定允许偏差

碳酸盐含量 / %	相对偏差 / %
< 5	0.6
> 5 ~ = 30	1.0
> 30 ~ = 50	1.5
> 50	2.0

8.2.6 注意事项

8.2.6.1 应防止水、其他脏物进入针头造成堵塞, 影响测定压力。

8.2.6.2 碳酸钙及岩样的用量应根据试样占反应瓶的容积多少而定。

9 编写报告

9.1 报告的幅面

岩心常规分析报告采用 880mm×1230mm 规格纸张的 16 开, 即 210mm×297mm 幅面, 允许偏差为 ±1mm。

9.2 报告封面格式和填写要求

9.2.1 报告封面格式

岩心常规分析报告封面格式见图 20。

9.2.2 报告封面填写要求

9.2.2.1 地区: 填写全称, 用 4 号宋体。

9.2.2.2 油田: 填写全称, 用 4 号宋体。

9.2.2.3 井号: 填写井号名称, 用 4 号宋体。

9.2.2.4 井段: 填写 ×××× ×× ~ ×××× ×× m, 用 4 号宋体。

9.2.2.5 送样单位: 填写送样单位全称, 用 4 号宋体。

9.2.2.6 测试单位: 填写测试单位全称, 用 4 号宋体, 并加盖检测专用章。

9.2.2.7 报告编号: 按实际填写, 用 4 号字。

9.2.2.8 报告日期: 根据签发报告实际日期, 用连字符分隔, 用 4 号字。

9.2.3 报告首页格式和填写要求

9.2.3.1 报告首页格式

报告首页格式见图 21。

9.2.3.2 报告首页填写要求

9.2.3.2.1 报告页数: 按实际填写, 不包括封面与首页, 用 4 号宋体。

9.2.3.2.2 样品块数: 按实际填写, 用 4 号宋体。

9.2.3.2.3 检测依据: 填写检测时依据的技术标准编号和标准名称, 用 4 号宋体。

9.2.3.2.4 检测主要设备及编号: 填写主要检测设备名称、型号及设备编号, 用 4 号宋体。

9.2.3.2.5 报告审核人、技术负责人签名。

9.2.4 报告格式和填写要求

9.2.4.1 报告格式

9.2.4.1.1 岩心常规分析报告可采用表 8 形式，填写检测结果。

9.2.4.2 报告填写规定

9.2.4.2.1 岩心常规分析报告用计算机打印，也可在固定表格中手写。使用手写时必须用黑色墨水或蓝黑墨水，禁止用铅笔或圆珠笔。

9.2.4.2.2 报告通用栏目：报告名称与封面一致，用 3 号宋体打印或手写；井号与封面井号一致，用 5 号宋体打印或手写；页码按顺序编号，封面与首页不编号，用 5 号宋体打印或手写；报告中必须有样品编号。

9.2.4.2.3 报告中的数据应符合检测方法技术标准要求。

9.2.4.2.4 报告中遇有上栏与下栏，左栏与右栏数据相同时不得使用同上、同左的符号或文字表示，必须填写数字或用通栏。某项参数未检测时，不能空格，应以短横线表示。

9.2.5 报告封底要求

报告封底要求见图 22 封底“说明（格式）”。

9.3 报告的内容**9.3.1 文字报告**

- a) 报告目录。
- b) 岩心数量和缺失情况。
- c) 实验数据的报告格式见表 8。
- d) 在检测过程中遇到的异常情况；有助于资料解释的附注以及使用不同于本标准规定所测得数据的注明。

9.3.2 图表报告

- a) 孔隙度直方图（见图 A2）。
- b) 渗透率直方图（见图 A3）。
- c) 孔隙度与渗透率关系曲线图（见图 A4）。
- d) 综合岩心分析剖面关系图（见图 A5）。

以上图表报告仅在参数较多的单层或整口井分析中应用。

No. x x x x x x x x x x x x x x x x

岩心常规分析报告

地 区 _____
 油 田 _____
 井 号 _____
 井 段 _____ ~ _____ m
 送样单位 _____
 报告日期 _____

(测试单位)

图 20 常规岩心分析报告封面格式

本 报 告 共 有 孔 隙 度	块、渗透率	块、饱和度	块、碳酸盐	块样品测试结果，报告共	页。
检测依据:					
检测项目、主要设备及编号:					
报告审核人:			技术负责人:		

图 21 报告首页格式

表 8 油层物性分析报告(格式)

[illegible]

审核人:

说 明

1. 委托检测只对来样负责。
2. 报告无“检测专用章”无效。
3. 报告无审核人、技术负责人签字无效。
4. 报告涂改无效。
5. 对分析报告若有异议，自收到报告之日起 30 天内提出，逾期不再受理。

室 主 任：
地 址：
电 话：
邮政编码：

电报挂号：
电 传：

图 22 封底“说明”（格式）

确定油层储能损失及产能界限的方法

A1 原理

本方法是应用数理统计方法，根据岩心测定的孔隙度和渗透率数据，分别编制出它们的分布曲线、频率累计分布曲线以及储量与产能百分数曲线，作出相应的直方图。根据这些直方图中的曲线来选择油层的界限值。当界限值确定以后，就可查出油层损失储量及产油能力的大小，并找出最佳界限值。

A2 孔隙度、渗透率的界限值

这两者的界限值是互有联系的，决不能片面选择其中之一，而不考虑另一个对它的影响。为此，编制了孔隙度与渗透率关系图。该图可用于：

- a) 反映孔隙度和渗透率两者变化的制约关系。
- b) 找出选定界限值的起始点。
- c) 结合考虑含油饱和度，选定界限值。

A3 计算公式

A3.1 计算公式中使用的参数符号和计量单位（见表 A1）。

A3.2 孔隙度算术平均值：

$$\phi_A = \sum_{i=1}^n \phi_i / n \dots\dots\dots(A1)$$

A3.3 渗透率算术平均值：

$$k_A = \sum_{i=1}^n k_i / n \dots\dots\dots(A2)$$

A3.4 孔隙度几何平均值：

$$\phi_G = 10^{J'}, J' = \sum_{i=1}^n \lg \phi_i / n \dots\dots\dots(A3)$$

A3.5 渗透率几何平均值：

$$k_G = 10^{J''}, J'' = \sum_{i=1}^n \lg k_i / n \dots\dots\dots(A4)$$

A3.6 孔隙度中值：

在孔隙度累计分布曲线上，累积百分数为 50%时对应的孔隙度值。

A3.7 渗透率中值：

在渗透率累计分布曲线上，累积百分数为 50%时对应的渗透率值。

A3.8 油层储能：

$$C_\phi = \phi_i \cdot L_i \dots\dots\dots(A5)$$

A3.9 油层产能：

$$C_k = k_i \cdot L_i \quad \dots\dots\dots(A6)$$

A3.10 油层累计储能:

$$C_{c\phi} = \sum_{i=1}^x (\phi_i \cdot L_i), (x < n) \quad \dots\dots\dots(A7)$$

A3.11 油层累计产能:

$$C_{CK} = \sum_{i=1}^x (k_i \cdot L_i), (x < n) \quad \dots\dots\dots(A8)$$

A3.12 油层总储能:

$$T_{c\phi} = \sum_{i=1}^n (\phi_i \cdot L_i) \quad \dots\dots\dots(A9)$$

A3.13 油层总产能:

$$T_{CK} = \sum_{i=1}^n (k_i \cdot L_i) \quad \dots\dots\dots(A10)$$

A3.14 油层储能损失量:

$$\text{油层储能损失量} = \sum_{i=1}^y (\phi_i \cdot L_i) / \sum_{i=1}^n (\phi_i \cdot L_i) \quad \dots\dots\dots(A11)$$

即孔隙度界限值以下油层累计储能 ($\phi_y \cdot L_y$)除以油层总储能, 以百分数表示, y 为与孔隙度界限值对应的累计块数。

A3.15 油层产能损失量:

$$\text{油层产能损失量} = \sum_{i=1}^y (k_i \cdot L_i) / \sum_{i=1}^n (k_i \cdot L_i) \quad \dots\dots\dots(A12)$$

即渗透率界限值以下油层累计产能 ($k_y \cdot L_y$)除以油层总产能以百分数表示, y 为与渗透率界限值对应的累计块数。

A4 操作程序 (见图 A1)

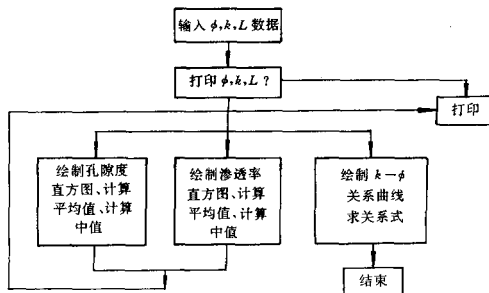


图 A1 操作程序

A5 计算实例

例 1: 必须先选出孔隙度或渗透率下限的起始点, 假设考虑用 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (毫达西) 作为油层的渗透率下限, 将此值引进孔隙度与渗透率关系曲线图 (图 A4) 中, 查到对应 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ (毫达西) 的孔隙度为 0.09。再找到 0.09 在孔隙度直方图 (图 A2) 中的位置, 向上垂直移动相交, 储量损失达 46% 以上, 再向上与频率曲线相交, 75% 的样品块数不能作为生产层, 看来选择这个下限不合适。

例 2: 又假设这个地区的经验指出, 孔隙度为 6% 可作为生产层。将 6% 引进孔隙度与渗透率关系曲线图 (图 A4) 中, 得到相应渗透率值为 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 将 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 引到渗透率直方图 (图 A3) 中, 垂直向上移动, 与累计产能线相交, 表明选择这个下限, 产能损失总量不到 1%, 继续向上与频率实线相交, 表明将近 30% 样品数不能作为生产层, 这下限可以考虑。再将 6% 引进孔隙度直方图 (图 A2) 中, 查得储量损失不到 20%, 再向上得到交点, 表明 36% 样品不能作为生产层, 这下限可能是一种可取的选择, 但还需进一步研究毛管压力曲线。如果在 6% 孔隙度、 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 渗透率的下限值时, 含水饱和度很高, 即含油饱和度很低, 那么可以选择这个值为下限。

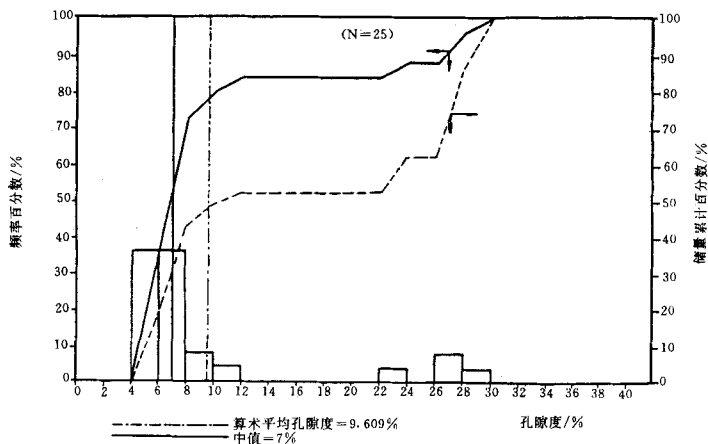


图 A2 孔隙度直方图

A6 图例

A6.1 孔隙度直方图见图 A2, 其中包括:

- 孔隙度分布曲线。
- 储量累计曲线。
- 孔隙度频率累计曲线。
- 孔隙度中值。
- 算术平均孔隙度线。

A6.2 渗透率直方图见图 A3, 其中包括:

- 渗透率分布曲线。
- 渗透率频率累计曲线。
- 产能累计曲线。

d) 几何平均渗透率线。

A6.3 孔隙度与渗透率关系曲线见图 A4。

A6.4 综合岩心分析剖面关系图见图 A5。

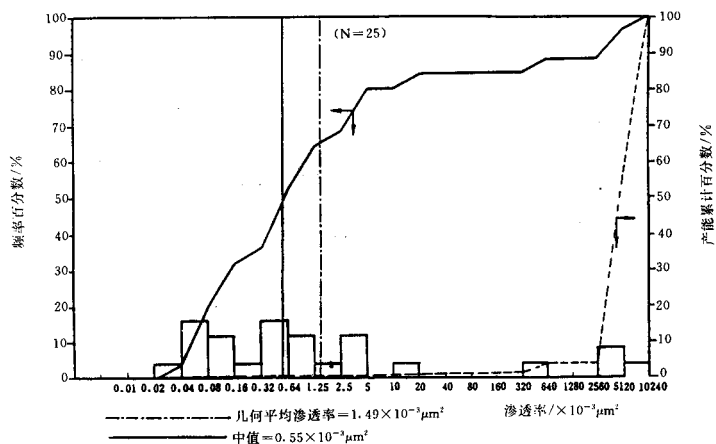


图 A3 渗透率直方图

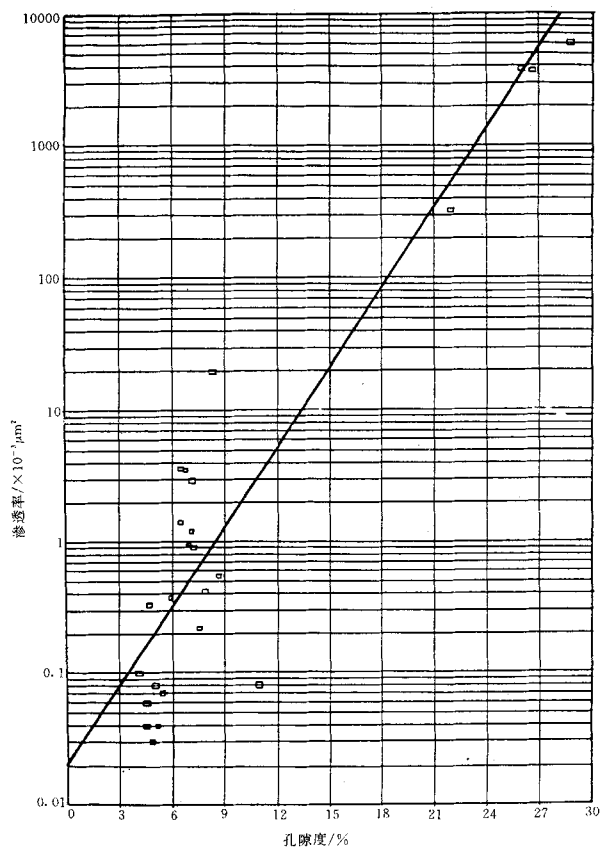


图 A4 孔隙度与渗透率关系曲线图

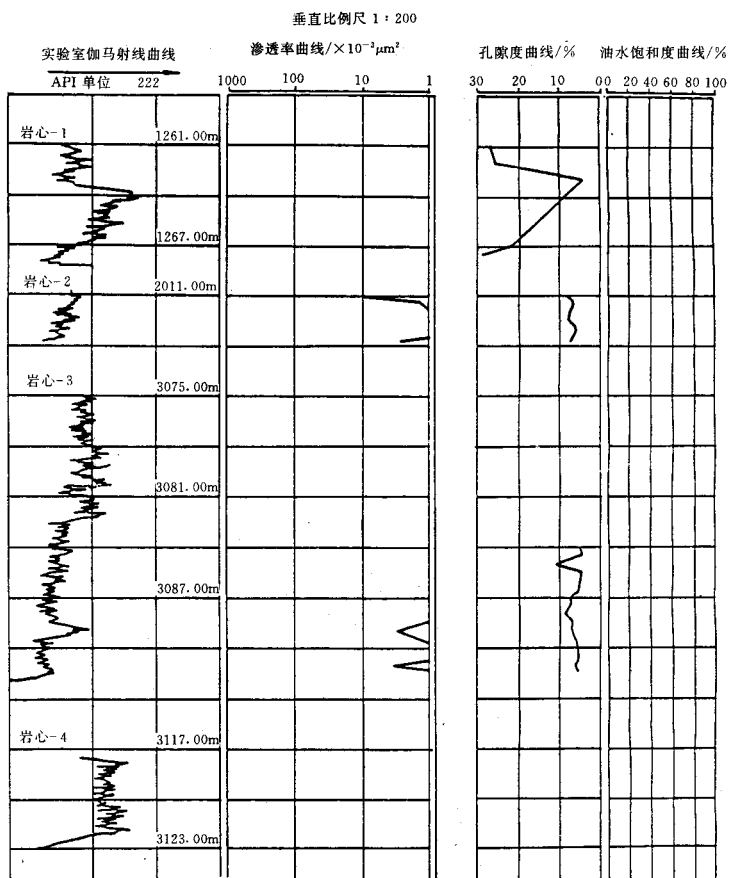


图 A5 综合岩心分析剖面关系图

负载水计算

B1 为了减少微波反射对磁控管的影响, 故需另加负载水, 其近似计算公式如式 (B1)。

$$m_{16} = \frac{3.6 \cdot 10^6 \cdot \eta \cdot P'_1 \cdot t_2 - Q_{wg} \cdot m_{15} - \Delta T_3 \cdot C_g \cdot m_{17} - \Delta T_r \cdot C_r \cdot m_r}{Q_{wg} + \Delta T_1 \cdot C_w} \quad \dots\dots(B1)$$

B2 在不同加热参数条件下, 玻璃样品盘和岩样温度变化情况见表 B1。

表 B1 样品盘和岩样的温度数据表

加热物品		砂岩	白云岩	膏质云岩	泥灰岩	致密灰岩	玻璃样品盘
功率电平 挡	加热时间 min	温度 ℃					
1	45	80~85	—	—	—	—	42
4	10	—		72	80		38
4	15				—		—
5	15	86~90	70	44			
8	15	—	78	50			
8	20~25		—	—	72~95	56	

资料表格格式

- C1 微波法测定气层岩石含水饱和度记录 and 计算表(水基泥浆取心)(格式)
- C2 微波法测定气层岩石含水饱和度记录表(油基钻井液取心) (格式)
- C3 微波法测定气层岩石含水饱和度计算表(水基钻井液取心)(格式)
- C4 致密岩渗透率测试记录表(格式)
- C5 孔隙度(氮气法)渗透率测试记录表(格式)
- C6 残余流体饱和度试验记录(干馏法)(格式)
- C7 保压岩心交接单(格式)
- C8 保压取心记录表(格式)
- C9 保压岩心选样记录表(格式)
- C10 保压岩心数据表(格式)
- C11 疏松砂岩孔隙度原始记录(格式)
- C12 疏松砂岩气体渗透率记录表(格式)

表 C1 微波法测定气层岩石含水饱和度记录 and 计算表(格式)
(水基泥浆取心)

井 号 _____
地 区 _____

测试仪器 _____

日期 _____ 年 _____ 月 _____ 日

[illegible]

审核人:

复算人:

分析人:

日期: 年 月 日

审核人: 复算人: 计算人: 分析人:

色谱法测定油水饱和度

本方法具有快速的优点,但得到的有些结果代表性稍差。本方法适于勘探阶段作快速定性评价油气储层。

D1 原理

利用水可以与乙醇无限量混溶的特点,将已知质量岩样中的水分溶解于一定量的乙醇中,然后用气相色谱仪分析溶有水分乙醇。混合后的水与乙醇进入色谱仪后,蒸发为蒸气,当通过热导池检测器时,由于导电性能不同,原来平衡的电桥产生电位差,电位差由电子电位差计记录下来,由于水蒸气和乙醇蒸气的保留时间不同,所以在记录纸上记录下来的峰值时间不同。通过与纯水和纯乙醇的空白试验对比找出水峰和乙醇峰,根据峰值比找出岩样的含水量。岩样经洗油、烘干后称量,利用差减法得出岩样的含油量,再根据孔隙体积算出岩样的油、水饱和度。

D2 仪器及试剂

试验用仪器及试剂包括热导气相色谱仪、分析天平、烘箱、研钵、干馏筒及无水乙醇。

D3 操作步骤

D3.1 作标准曲线

D3.1.1 以 0.2mL 的级差将蒸馏水加入 20mL 乙醇中,配成一系列标准溶液作空白试验,蒸馏水最高浓度为地区岩样最高含水量。

D3.1.2 峰值比对应含水量作标准曲线,见图 D1。

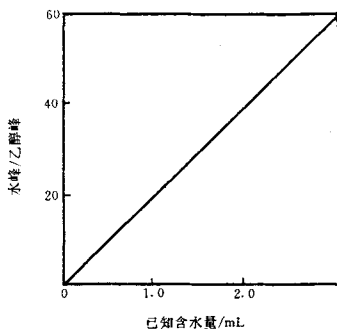


图 D1 峰值比与含水量标准曲线

D3.2 萃取水分

D3.2.1 整体萃取

用同一岩样测饱和度和孔隙体积(萃取水后的岩样经除油后测孔隙体积)。

迅速选取中心部位的岩样 20g 放入干馏筒中密封,在 150℃ 温度下恒温 4h,立即将干馏筒放入冷水中冷却 30min(冷却时,水不要浸至密封盖),取出干馏筒,擦干筒外水珠,迅速打开密封盖加入 20mL 乙醇,密封浸泡 24h 后取 4~6mL 溶液置于密封的小瓶中待测。

D3.2.2 碎样萃取

岩心出筒后，迅速选取中心部位的岩样约 40g 称量，分为 2 块，1 块测孔隙体积，1 块萃取水。
将萃取水用的岩样称量后，放入盛有 20mL 无水乙醇的研钵中，在 45s 内将岩样研碎至颗粒，待混合液澄清后取 4~6mL，置于密封小瓶内待测。

D3.3 含水量的测定

操作方法与空白试验（D3.1.1）相同。每个样品要求至少进 2 次样。

D3.4 计算含水体积

根据乙醇峰和水峰比值，在标准曲线上查出相应的含水量。

D3.5 计算含油体积

测得水体积后，将岩样洗油、烘干、称干样量，并根据差减法求得含油体积。

D3.6 计算饱和度

根据测得的岩样孔隙体积、密度及岩样内原油的密度，按下式计算：

$$V_0 = \frac{m_o}{\rho_o} \dots\dots\dots(F1)$$

$$V_p = \phi \times \frac{m}{\rho_a} \dots\dots\dots(F2)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100 \dots\dots\dots(F3)$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100 \dots\dots\dots(F4)$$

D4 技术要求

- D4.1 乙醇、水标准溶液配制要严格。水量的绝对误差不得超过 0.01mL，无水乙醇体积误差不得超过 0.25mL。
- D4.2 称量误差不得超过 0.01g。
- D4.3 重复 2 次进样，其峰值比的误差不得超过 1.5%。
- D4.4 油、水饱和度数据精确到 1 位小数。

D5 注意事项

- D5.1 严格遵守气相色谱仪的操作规程。
- D5.2 空白试验与岩样试验的仪器工作条件必须一致。
- D5.3 分析样品前必须作数次空白试验以检查仪器的稳定性，并作出校对值。
- D5.4 仪器要保持清洁、防尘、防震、防潮、防电磁干扰。

本标准各公式中符号的意义及单位
表 E1 本标准公式中符号的意义及单位

符号	意 义	单 位
A	岩样横截面积	cm^2
ACF	平均校正因子	小数
B	节流管某段常数	—
B_t	容器常数	—
C	仪器上直接读出的换算系数 $C = \frac{2000 \cdot \mu \cdot p_a}{p_1^2 - p_2^2}$	—
C_a	标准碳酸钙含量(99%以上)	%
C_g	玻璃的比热	$7.536 \times 10^3 \text{ J} / \text{kg} \cdot ^\circ\text{C}$
C_K	油层产能	$10^{-3} \mu\text{m}^3 \times \text{cm}$
C_r	岩石的比热	$9.002 \times 10^3 \text{ J} / \text{kg} \cdot ^\circ\text{C}$
C_w	水的比热	$4.187 \times 10^3 \text{ J} / \text{kg} \cdot ^\circ\text{C}$
C_ϕ	油层储能	cm
$C_{\phi\phi}$	油层累计储能	cm
C_{CK}	油层累计产能	$10^{-3} \mu\text{m}^2 \times \text{cm}$
D	岩样直径	cm
F	校正因子	小数
f_{a0}	空气及氮气的含量	—
G	形状系数,根据隔板遮挡角度由图 7 查得.当筛网面积为岩样侧面积 $1/4$ 时, $G=1$	—
G_b	单位岩石体积中的含气量	%

表 E1(续)

符号	意 义	单 位
h_w	节流器水柱高度	mm
k	渗透率	$10^{-3}\mu\text{m}^2$
\bar{K}	原油平均损失率	百分数
k_a	空气渗透率	$10^{-3}\mu\text{m}^2$
k_A	渗透率算数平均值	$10^{-3}\mu\text{m}^2$
k_i	渗透率值	$10^{-3}\mu\text{m}^2$
k_G	渗透率几何平均值	$10^{-3}\mu\text{m}^2$
L	岩样长度	cm
L_i	岩样代表的油层厚度	m
m	干岩样质量	g
m_1	封蜡后,岩样在空气中的质量	g
m_2	封蜡后,岩样在水中的质量	g
m_3	饱和液体后,岩样在液体中质量	g
m_4	擦干表面已饱和的岩样在空气中的质量	g
m_5	含油水的岩样质量(用于测饱和度的岩样质量)	g
m_6	饱和煤油的岩样和坩埚在煤油中的质量	g
m_7	去掉岩样,坩埚在煤油中的质量	g
m_8	岩心杯加被测饱和度和岩样质量	g
m_9	岩心杯加干岩样质量	g
m_{10}	岩心杯质量	g
m_{11}	测定含气饱和度的岩样质量	g
m_{12}	饱和酒精后,岩样在空气中的质量	g
m_{13}	标准条件下的气体质量	g

表 E1(续)

符号	意 义	单 位
m_{14}	标准条件下,碳酸钙的质量(一般为 0.030g)	g
m_{15}	每小时要求蒸发水的质量	kg
m_{16}	负载水质量	kg
m_{17}	玻璃样品盘质量	kg
m_{18}	岩样烘干后,失去的总质量	g
m_{19}	岩样抽提后,洗出油的质量	g
m_{20}	岩样净失水的质量	g
m_o	岩样中的总油量	g
m_r	岩样质量	kg
n	岩样块数	块
O_b	单位岩石体积中的含油量	%
p	标准碳酸钙与盐酸反应,释放的 CO_2 气体压力	Pa
p'	岩样与盐酸反应释放的 CO_2 气体压力	Pa
p_1	测岩样渗透率时的进口压力	MPa
p_2	测岩样渗透率时的出口压力	MPa
p_3	岩心样品释放气体时的绝对压力	MPa
p_a	大气压力	MPa
p_{ci}	气体混合物中组分 i 的绝对临界压力	MPa
p_{pr}	气体混合物的拟对比压力	—
p_{sc}	标准大气压	MPa
p_{sig}	表压	MPa
P'_1	微波炉输出功率	kW

表 E1(续)

符号	意 义	单 位
Δp	岩样两端的压差	Pa
q	在某压差作用下,通过岩样的气体流量	cm^3/s
Q	节流器的标定流量值	cm^3/s
Q_m	平均压力下,通过岩样的气体流量	cm^3/s
Q_o	绝对大气压时,空气流量	cm^3/s
Q_{wg}	水的气化潜热	$2.261 \times 10^6 \text{ J/kg}$
r_g	标准条件下的气体相对密度	—
R_{go}	岩样的气油比	m^3/t
S_o	含油饱和度	%
S_w	含水饱和度	%
S_{or}	残余油饱和度	%
t	水平面通过节流管某段上、下刻度线时的时间	s
t_1	试验温度	$^{\circ}\text{C}$
t_2	微波作用时间	h
T	岩样释放气体时的热力学温度	K
T_{ci}	气体混合物中组份 i 的绝对临界温度	K
T_{CK}	油层总产能	$10^{-3} \mu\text{m}^2 \times \text{cm}$
$T_{C\phi}$	油层总储能	cm
T_{pr}	气体混合物的拟对比温度	—
ΔT_1	水的温升	$^{\circ}\text{C}$
ΔT_3	样品盘的温升	$^{\circ}\text{C}$
ΔT_r	岩样的温升	$^{\circ}\text{C}$

表 E1(续)

符号	意 义	单 位
V_A	取出的标准块标准体积	cm^3
V_B	测得的读数	cm^3
V_C	测得的仪器空白体积	cm^3
V_g	测定含气饱和度样品的气体体积	cm^3
V_o	油的体积	cm^3
V_p	岩样孔隙体积	cm^3
V_s	岩样固体体积	cm^3
V_t	岩样总体积	cm^3
V_w	水的体积(蒸出水量的读数)	cm^3
V_{C1}	直接测岩样孔隙体积时,测得的仪器空白体积	cm^3
V_{fw}	升高温度后,干馏出来的水量	cm^3
V_{lw}	在蒸水温度下,干馏出来的水量	cm^3
V_{oc}	校正后的油量	cm^3
V_{or}	油量的读数	cm^3
V_1	测定含气饱和度的岩样总体积	cm^3
V_2	用以干馏的岩样总体积	cm^3
V_3	标准条件下岩样释放气体体积	cm^3
V_4	一定的真空压力和试验温度时的样品室或辅助室的容积	cm^3
V_5	样品筒体积	cm^3
V_6	岩样总体积	cm^3
W_b	单位岩样体积中的含水量	%

表 E1(完)

符号	意 义	单 位
X	碳酸盐含量	%
y_i	气体混合物中组份 i 的气体摩尔分数	小数
Z	气体偏差系数	—
μ	气体粘度	mPa · s
η	介质吸收效率,取 0.5	—
ρ_a	岩样视密度	g / cm ³
ρ_c	石蜡的密度	g / cm ³
ρ_G	岩石固体体积密度	g / cm ³
ρ_L	液体密度	g / cm ³
ρ_n	测定含气饱和度的岩样的自然密度	g / cm ³
ρ_o	测试条件下油的密度	g / cm ³
ρ_w	在测试温度下水的密度	g / cm ³
ρ_{AL}	乙醇密度	g / cm ³
ρ_{sn}	标准条件下的空气密度	g / cm ³
ρ_{ss}	被水充分饱和时,岩样的密度	g / cm ³
ϕ	岩样有效孔隙度	%
ϕ_A	孔隙度算术平均值	%
ϕ_i	孔隙度值	%
ϕ_G	孔隙度几何平均值	%

原油损失量校正方法

F1 校正原则

根据空白试验中，相同加热参数条件下，微波对原油烘出率的影响而得出校正关系。

F2 校正方法

对含原油和水的岩样进行烘干，其校正方法见式（F1）。其他油类和油基钻井液损失量的校正也可采用此式

$$m_{20} = m_{18} - \bar{K} \times \frac{m_{19}}{1 - \bar{K}} \quad \cdots \cdots \cdots (F1)$$

气体偏差系数 Z 的取值G1 计算拟对比参数确定气体偏差系数 Z 值

拟对比参数包含两项内容, 即: 拟对比压力和拟对比温度, 其计算公式为:

$$P_{pr} = \frac{P_3}{\sum_{i=1}^n Y_i \times P_{ci}} \quad \dots\dots\dots(G1)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{\sum_{i=1}^n Y_i \times T_{ci}} \quad \dots\dots\dots(G2)$$

根据求得的拟对比压力和拟对比温度查图 G1, 确定出气体偏差系数 Z 值。

G2 气体的临界常数

气体的临界常数见表 G1。

表 G1 气体的临界压力和临界温度

项 目		绝对临界压力 MPa	绝对临界温度 K
气 体 名 称	甲烷 CH_4	4.64	190.7
	乙烷 C_2H_6	4.88	305.43
	丙烷 C_3H_8	4.27	370.01
	丁烷 i- C_4H_{10}	3.65	408.14
	正丁烷 n- C_4H_{10}	3.80	425.17
	戊烷 i- C_5H_{12}	3.34	461.0
	正戊烷 n- C_5H_{12}	3.38	469.78
	己烷 C_6H_{14}	3.03	507.9
	正庚烷 C_7H_{16}	2.74	540.17
	辛烷 C_8H_{18}	2.50	569.4
	氧 O_2	5.08	154.78
	氮 N_2	3.40	126.2
	二氧化碳 CO_2	7.39	304.2
	硫化氢 H_2S	9.00	373.7
	水	22.11	647.27

(据杨通佑, 范尚炯, 陈元千, 吴奇之. 石油及天然气储量计算方法. 北京: 石油工业出版社, 1990)

G3 天然气偏差系数与拟对比压力和拟对比温度的关系

天然气偏差系数与拟对比压力和拟对比温度的关系见图 G1。

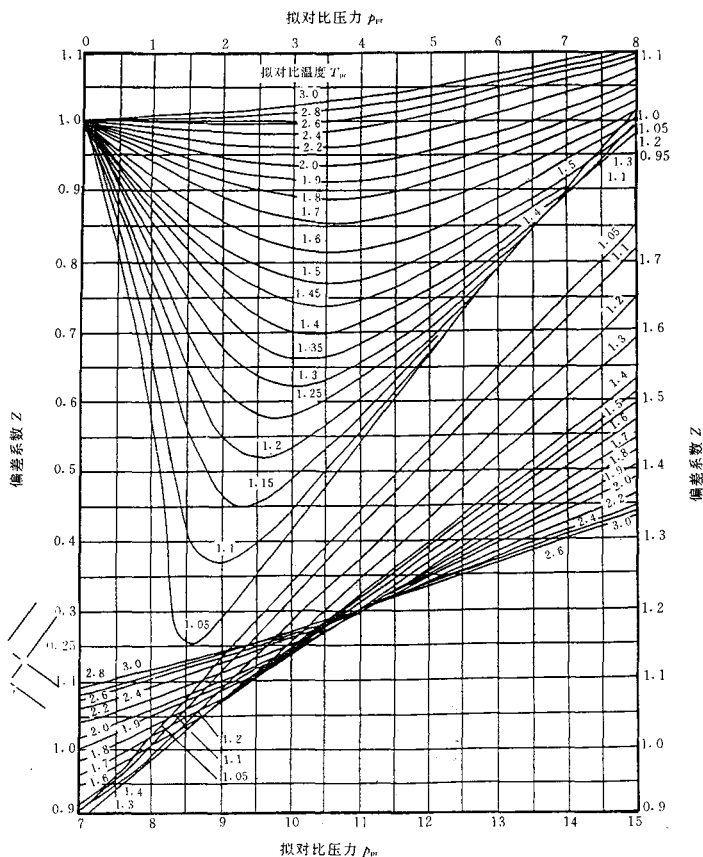


图 G1 天然气偏差分数与拟对比温度关系图

(据杨通佑,范尚炯,陈元千,吴奇之.石油及天然气储量计算方法.北京:石油工业出版社,1990)