

ICS 75.020
E 12
备案号：19102—2006

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 5336—2006
代替 SY/T 5336—1996

岩心分析方法

Practices for core analysis
(API RP 40: 1998, Recommended practices for core analysis, IDT)

2006-11-03 发布

2007-04-01 实施

国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	VIII
引言	X
1 设计取心程序	1
1.1 概述	1
1.1.1 范围	1
1.1.2 原理	1
1.1.3 目的	1
1.1.4 取心液	2
1.2 取心设备	2
1.2.1 范围	2
1.2.2 原理	2
1.2.3 设备	2
1.3 常规取心系统	2
1.3.1 常规岩心筒	2
1.3.2 重型常规岩心筒	2
1.3.3 岩心筒衬筒	3
1.3.4 一次性内岩心筒	3
1.3.5 大角度或水平井取心	4
1.4 特殊取心系统	4
1.4.1 概述	4
1.4.2 保压取心	4
1.4.3 海绵衬管取心系统	5
1.4.4 密闭取心系统	5
1.4.5 橡胶套筒岩心筒	5
1.4.6 电缆回收取心筒	5
1.5 电缆井壁取心	5
1.5.1 概述	5
1.5.2 冲击井壁取心	5
1.5.3 钻井井壁取心	6
1.5.4 井壁取心系统	6
1.6 定向取心	6
1.6.1 概述	6
1.7 取心钻头	6
1.7.1 概述	6
1.7.2 天然金刚石钻头	7
1.7.3 聚晶金刚石复合片钻头——PDC	7
1.7.4 热稳定金刚石钻头——TSP	7
1.7.5 牙轮钻头	7

1.8 钻头的流体排出特征	7
1.8.1 喉道排出	7
1.8.2 唇面排出	7
1.8.3 低侵入分布	7
1.9 岩心爪	8
1.9.1 概述	8
2 井场岩心处理规程及保存	8
2.1 概述	8
2.2 岩心处理规程	9
2.2.1 概述	9
2.2.2 从标准的可再用的钢制内筒中取出岩心	10
2.2.3 岩心标记和记录	10
2.2.4 岩心衬筒和一次性内筒的处理	11
2.2.5 保压取心	12
2.2.6 海绵取心	12
2.2.7 电缆井壁取心	13
2.2.8 电缆连续取心	13
2.2.9 定向岩心筒	14
2.3 现场取样及分析	14
2.3.1 概述	14
2.3.2 岩心运输和后勤保障	14
2.3.3 数据表	15
2.4 岩石类型及岩心处理的特殊注意事项	16
2.4.1 概述	16
2.4.2 胶结岩石	16
2.4.3 疏松岩石	17
2.4.4 含轻质油和气的疏松岩石	18
2.4.5 含稠油的疏松岩石	18
2.4.6 溶孔性碳酸盐岩	19
2.4.7 蒸发岩	19
2.4.8 裂缝性岩石	19
2.4.9 富含粘土矿物的岩石	19
2.4.10 页岩	19
2.4.11 低渗透性岩石	20
2.4.12 煤	20
2.4.13 硅藻土	20
2.5 岩心的保存	20
2.5.1 概述	20
2.5.2 保存岩心的方法	21
2.6 岩心处理过程中有关保持润湿性的建议	23
2.6.1 概述	23
2.7 注意事项	23
2.7.1 概述	23

2.8 参考书目	24
3 岩心筛选及制备	24
3.1 概述	24
3.2 岩心描述	24
3.2.1 原理	24
3.2.2 仪器及用品	24
3.2.3 注意事项	25
3.2.4 规程	25
3.3 岩心伽马测量与岩心光谱伽马测量	25
3.3.1 原理	25
3.3.2 设备	26
3.3.3 规程	26
3.3.4 优点	26
3.3.5 应用限制	26
3.3.6 校准	26
3.3.7 精度	26
3.4 岩心成像	26
3.4.1 照相方法	26
3.4.2 X射线技术	27
3.4.3 核磁共振（NMR）法	28
3.5 取样与岩心制备（基本的岩心分析）	28
3.5.1 原理	28
3.5.2 样品钻切、修整和包封	28
3.6 岩心清洗	30
3.6.1 概述	30
3.6.2 仪器和用品	30
3.6.3 注意事项	30
3.6.4 规程	31
3.6.5 优点	31
3.6.6 应用限制	31
3.7 烘干	32
3.7.1 注意事项	32
3.8 样品保存	32
4 流体饱和度的测定	32
4.1 概述	32
4.2 常压干馏法	33
4.2.1 基本操作步骤	33
4.2.2 冲击井壁取心	38
4.3 蒸馏抽提法（Dean Stark）	40
4.3.1 柱塞岩样	40
4.3.2 全直径岩心	46
4.3.3 保压取心的分析方法	46
4.3.4 海绵取心分析	52

4.3.5 产油页岩	55
4.3.6 焦油(油)砂分析	56
4.3.7 滤液侵入分析(保压取心的岩心)	57
4.4 溶剂冲洗法	60
4.4.1 Karl Fischer滴定法	60
4.5 扫描法	63
4.5.1 前言	63
4.5.2 分析原理	63
4.5.3 仪器	63
4.5.4 操作步骤/注意事项	64
4.5.5 计算	64
4.5.6 优点	64
4.5.7 应用局限性	64
4.5.8 准确度/精度	64
4.5.9 校准	65
4.6 煤样的分析	65
4.6.1 分析原理	65
4.6.2 仪器	65
4.6.3 操作步骤/注意事项	65
4.6.4 注意事项	66
4.6.5 计算	66
4.6.6 优点	66
4.6.7 应用局限性	66
4.6.8 准确度	66
4.6.9 注意事项	66
4.6.10 校准	66
4.7 油页岩	66
4.7.1 分析原理	66
4.7.2 仪器	66
4.7.3 操作步骤/注意事项	66
4.7.4 计算	67
4.7.5 优点	67
4.7.6 应用局限性	67
4.7.7 准确度/精度	68
4.7.8 校准	68
4.8 含石膏的岩心	68
4.8.1 分析原理	68
4.8.2 仪器	68
4.8.3 操作步骤	68
4.8.4 注意事项	69
4.8.5 计算	69
4.8.6 优点	70
4.8.7 应用局限性	70

4.8.8 准确度/精度	71
4.8.9 校准	71
4.9 以前做过的工作	71
4.9.1 真空干馏法	71
4.10 参考文献	71
4.11 参考书目	71
5 孔隙度测定	71
5.1 概述	71
5.1.1 简述/公式	71
5.1.2 疏松岩样的分析	73
5.2 总体积测量方法(柱塞样品)	74
5.2.1 阿基米德(浮力法)汞浸没法	75
5.2.2 汞驱替法(体积驱替泵)	77
5.2.3 卡尺测量法	78
5.2.4 用其他流体(如盐水、精制油或甲苯等)代替汞的阿基米德(浮力)法	79
5.2.5 将直接测量的颗粒体积和孔隙体积求和计算总体积	81
5.3 孔隙体积的测量	81
5.3.1 由分散岩样的颗粒密度得到总孔隙体积	81
5.3.2 致密岩样的有效孔隙体积	83
5.4 历史上使用过的方法	94
5.4.1 水银置换法	94
5.4.2 总体积测定仪	94
5.4.3 用科贝(kobe)孔隙度仪的波义尔定律单室法	94
5.4.4 Washburn-Bunting 法	95
5.4.5 干法测定颗粒密度和孔隙体积	95
5.4.6 湿法测定颗粒密度和孔隙体积	95
5.4.7 利用真空蒸馏的全直径流体求和法	95
5.5 富含有机物的岩石	95
5.5.1 煤	95
5.5.2 产气页岩	96
5.5.3 油页岩	97
5.6 参考文献	98
6 渗透率的测定	98
6.1 概述	98
6.1.1 定义	98
6.1.2 渗透率的单位	99
6.1.3 术语	103
6.2 理论	103
6.2.1 气体稳态渗透率方程	105
6.2.2 液测稳态渗透率方程	113
6.2.3 渗透率随净压力的增加而减小	114
6.3 稳态渗透率测定的实际应用	114
6.3.1 气体	117

6.3.2 液体	126
6.4 非稳态渗透率测定的理论和应用	129
6.4.1 气体的瞬时压力技术	129
6.4.2 液体瞬态压力法	135
6.5 准确度和精度	136
6.5.1 第一部分	136
6.5.2 第二部分	139
6.6 仪器的校准	140
6.6.1 压力传感器的校准	140
6.6.2 质量流量计的校准	141
6.6.3 参考体积校准	142
6.7 参考文献	143
6.8 附录	143
A.6.8.1 应用达西定律推导公式用于估算最大压差 Δp	143
B.6.8.2 气体轴向流压力降落法测量渗透率	147
C.6.8.3 根据压力降落法、探针测量气体流动法计算渗透率	151
D.6.8.4 由脉冲衰减法、测定气体轴向流计算渗透率	152
E.6.8.5 脉冲衰减法测定液体轴向流的渗透率的计算	157
7 补充试验	159
7.1 概述	159
7.2 岩石特性描述	159
7.3 粒度分布	159
7.3.1 筛分分析（机械振动筛）	160
7.3.2 筛分分析（声波振动筛）	163
7.3.3 筛分分析（湿法和湿/干结合法）	164
7.3.4 粒度分析（激光衍射）	164
7.3.5 粒度的薄片测定（目测法）	165
7.3.6 粒度的薄片测量（图像分析法）	166
7.3.7 斯托克斯（Stokes）定律粒度分析	167
7.4 原油密度	169
7.4.1 油滴法	169
7.4.2 折射率法	169
7.4.3 密度计法（微密度瓶法）	170
7.4.4 数字密度计法	171
7.4.5 核磁共振（NMR）法	171
7.5 原油性质	172
7.5.1 原油性质（色谱法/烃汽化法）	172
7.6 酸溶解度	174
7.6.1 原理	174
7.6.2 仪器和材料	174
7.6.3 分析过程（HCl 溶解度、方解石含量）	174
7.6.4 分析过程（HCl 溶解度、方解石加白云石总量）	174
7.6.5 分析过程（土酸溶解度、总酸溶解量）	174

7.6.6 注意事项	174
7.6.7 计算	174
7.6.8 优点	175
7.6.9 应用限制	175
7.6.10 准确度和精度	175
7.6.11 校准	175
7.7 地层水矿化度的测定	175
7.7.1 地层水萃取	175
7.7.2 岩心中盐分的水萃取	177
7.7.3 地层水矿化度的测定	178
7.8 参考文献	184
7.9 参考书目	184
7.9.1 粒度分布	184
7.9.2 原油密度	184
7.9.3 地层水矿化度测定	184
8 编写报告	184
8.1 概述	184
8.2 表格报告	184
8.3 图形报告	184
8.3.1 渗透率与孔隙度关系	184
8.3.2 岩心数据剖面图	187
8.4 数字报告	188
8.4.1 数字格式	189
8.5 质量保证	190
8.6 QA/QC 规约	191
8.6.1 步骤 1	191
8.6.2 步骤 2	191
8.6.3 步骤 3	191
8.6.4 步骤 4	191
附录 NA (资料性附录) 脚注	201
附录 NB (资料性附录) 气体定律偏差因子表	210

前　　言

本标准等同采用 API RP 40: 1998《岩心分析推荐作法》(英文版)。

本标准等同翻译 API RP 40: 1998《岩心分析推荐作法》。

为便于使用,本标准做了下列编辑性修改:

——将标准名称改为《岩心分析方法》。

——删除了 API RP 40: 1998 的封面、前言和政策性声明,删除了美国石油学会的环境、健康、安全使命及其指导原则。

——按照 GB/T 20000.2—2001 编写了本标准的前言。

——将 API RP 40: 1998 的“范围”转化为本标准的引言。

——“本出版物”一词改为“本标准”。

——将 API RP 40: 1998 第 2, 3, 4, 5, 6, 7 章中条文及参考文献、书目的脚注集中于附录 NA, 附录 NA 为资料性附录。

——将 API RP 40: 1998 第 6 章中参考用表 6-7、表 6-8、表 6-9 放到附录 NB 中, 附录 NB 为资料性附录。

——对英制的数据按国际单位进行了转换,并在括号内标注了原英制单位。

——删除了 API RP 40: 1998 目次中图、表的编排,删除了每章中的目次。

——删除了 API RP 40: 1998 中表 8-9 岩性描述的标准缩写(按术语的字母顺序)和表 8-10 岩性描述的标准缩写(按缩写的字母顺序)。

——按照 GB/T 1.1—2000 的规定作了如下修改:

- 1) 改写了 API RP 40: 1998 中层次编号,例如将“第×章”改写为“×”;
- 2) 改写了 API RP 40: 1998 中表、图、公式的编号,使用带圆括号的阿拉伯数字从 1 开始编号;
- 3) 为避免各章、条中的列项编号与章的编号相冲突,列项编号改为后带半圆括号的阿拉伯数字序号或进一步地采用后带半圆括号的小写拉丁字母序号。

——改正了 API RP 40: 1998 中出现的编辑性错误:

- 1) API RP 40: 1998 的 2.4.5 中 -40°F (-40°C) 更改为 -4.44°C (-40°F);
- 2) API RP 40: 1998 的 3.3.6 中 $\frac{3+\sqrt{\text{记数率}}}{\text{背景记数率}} > 1$ 更改为 $\frac{3\sqrt{\text{记数率}}}{\text{背景记数率}} > 1$;
- 3) API RP 40: 1998 的 4.2.1.3 中 6.4cm (1/4in) 更改为 6.4mm (1/4in); 图 4-2 (现图 3) 中的标注“●油的相对密度 34°API”应改为“○油的相对密度 34°API”;
- 4) API RP 40: 1998 的 4.3.7.3 f 中 240°F (117°C) 更改为 116°C (240°F);
- 5) API RP 40: 1998 的 4.6.2 e 中 2.33mm 更改为 2.38mm;
- 6) API RP 40: 1998 的 4.8.5 中 $\Delta_{w\text{WCORR}}$ 更改为 $V_{w\text{corr}}$;
- 7) API RP 40: 1998 的 5.3.1.1.7 中公式“b”更改为“式(17)”;
- 8) API RP 40: 1998 的 5.3.2.1.1.1 中公式 (20) $\frac{P_1 V_1}{z_1 T_1} = \frac{P_1 V_1}{z_2 T_2}$ 更改为 $\frac{P_1 V_1}{z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{z_2 T_2}$ 。
- 9) API RP 40: 1998 的 7.5.1.5.2 中公式 $a \cdot n - C_{15} + (\%) = [(>n - C_{15} \text{ 面积}) / A_t] \times 100$ 更改为 $a \cdot n - C_{15} + (\%) = [(>n - C_{15} \text{ 面积}) / A_t] \times 100$;
- 10) API RP 40: 1998 的 7.7.3.1.3 中公式 $V_b = [(W/D_g) / (1 - \phi)]$ 更改为

$$V_b = [(W/D_g) / (1 - \phi)];$$

11) API RP 40: 1998 的 8.6.4 表 8-7 中孔隙度的表示形式 %PV 更改为 %BV, 见表 31。

本标准自实施之日起, 同时代替 SY/T 5336—1996《岩心常规分析方法》。

本标准由油气田开发专业标准化委员会提出并归口。

本标准起草单位: 中国石化股份胜利油田分公司地质科学研究院, 中国石油勘探开发研究院。

本标准主要起草人: 曲岩涛、戴志坚、李桂梅、王胜、贾丽华、张泉。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为:

—SY/T 5336—86, SY/T 5336—1996。

引　　言

原标准所推荐的岩心分析方法可取代 1960 年制定的 API RP 40《岩心分析推荐作法》和 1952 年制定的（1956 年重新颁布）确定多孔介质渗透率的推荐作法 API RP 27。在新标准的第 1 章“设计取心程序”中，介绍了在取心过程中需要考虑的关键因素，阐述了不同取心方法的优点。第 2 章“井场岩心处理过程及保存”介绍了取心条件以及在地面快速处理岩心（包括给岩心做标记和保存岩心）的作法。在第 3 章“岩心的筛选及制备”中，描述了如何通过岩心自然伽马测量和各种成像技术来确定岩样的状态和性质以及如何为岩心基本分析选择和制备岩样，第 3 章也介绍了在进行岩心分析之前的岩样保存方法以及岩样清洗和干燥的程序。第 4 章“流体饱和度的测定”介绍了确定不同类型岩样的流体饱和度的方法以及各种测定方法的局限性。第 5 章“孔隙度测定”定义了各种类型的孔隙度并介绍了测定孔隙度的方法。第 6 章“渗透率的测定”介绍了测量多孔介质的单相流体渗透率的理论和方法，没有涉及两相或三相流体的相对渗透率测定。第 7 章“补充试验”包括岩石粒度、地层水矿化度、原油密度和酸溶解度的测定。第 8 章“编写报告”提供了几种不同方式来记录岩心处理和岩心分析的详细资料，这对于解释岩心分析资料是非常重要的。

就像其他技术领域一样，岩心分析技术也在不断地发展，其分析方法和分析费用也在不断变化。原标准提供的岩心分析推荐作法代表了多数国际委员的意见和建议。

地质物质由各种化学组分构成，以不同的物理状态存在。对于特殊岩样的分析或者希望得到非常精确的数据，有必要开发专门的岩心分析程序。

岩心分析方法

1 设计取心程序

1.1 概述

1.1.1 范围

这部分阐述设计一个取心程序的复杂性、决策制定及影响选择的因素。

1.1.2 原理

一个取心程序同很多工程项目一样，是以投资回报为前提的。它是通过资源勘探阶段的资料、试井、测井、以前的岩心以及岩屑或井壁取心等而进行的。

设计从列出取心程序的目的开始。这项工作最好由一组油层物性、油藏、地质、钻井和采油等技术人员来完成。在讨论目的时，每项预算最终都应以较低的单位成本产出更多的油气产量为目的。取心程序中应该考虑预算、地理位置以及时间因素的制约。井眼大小、井斜角度、温度、压力以及岩石类型等都影响取心工具的选择。当形成一致意见，一个详细的取心程序形成的时候，做取心设计就成为一种互动过程。

成功取心的关键是作好设计和沟通。

1.1.3 目的

取心的目的是收集资料，利用这些资料可以提高油气开采效率。具体包括以下内容：

a) 地质方面：

- 1) 岩性资料：
 - 岩石类型；
 - 沉积环境；
 - 孔隙类型；
 - 矿物成分/地球化学。

2) 地质图。

3) 裂缝走向。

b) 油层物性和油藏工程：

- 1) 渗透率资料：
 - 渗透率与孔隙度关系；
 - 相对渗透率。
- 2) 毛管压力数据。
- 3) 精确测井计算资料：
 - 电性资料；
 - 颗粒密度；
 - 岩心伽马测井；
 - 矿物成分和阳离子交换能力。

4) 提高采收率研究。

- 5) 储量估算：
 - 孔隙度；
 - 流体饱和度；

——钻井与完井：

- 流体/储层配伍性研究；
- 砂石充填所需的颗粒大小；
- 岩石力学资料。

1.1.4 取心液

1.1.4.1 取心液的选择应基于以下四点：

- a) 安全性；
- b) 取心的主要目的；
- c) 环境因素；
- d) 费用。

1.1.4.2 应该优先考虑安全因素。设计的钻井液必须既能保持预测的地层压力，又能够起到清洁、润滑以及保持井眼稳定的作用。取心程序的目的影响取心液或钻井液的选择。所有的取心液应该设计成具有较低的静态相对密度滤失量和很低的动态瞬时失水，这样对岩心的冲洗可以减到最低程度。

1.1.4.3 还应该考虑环境因素并作出相应预算。这也许意味着要使用价格更高的钻井液来满足环境的需求，或者使用附加的钻井液处理设备来确保环境的需要。

1.1.4.4 费用也是需要考虑的重要因素。在确定钻井液的价格时最好浏览一下整个岩心分析所需的费用，并且估算一下岩心分析带来的收益。节省钻井液成本可能会增加岩心分析的费用，影响岩心分析的准确性。

1.1.4.5 到底选择哪种钻井液来取心最好，很难直接找到这一问题的答案。水基、油基、泡沫以及空气/喷雾钻井液都曾成功地应用于取心。建议最好按照上述标准来选择钻井液。对钻井和岩心分析程序进行评估，最终将会得出适当的选择。

1.2 取心设备

1.2.1 范围

这部分是对取心设备的综述，包括选择特殊取心工具的指导原则。有关特殊取心的详细内容以及对取心工作的具体规定，应由相关部门告知。

1.2.2 原理

取心设备是为了把岩石样品从地下取到地面，以便进行地质和工程研究而设计的。取心工具在取心过程中发挥了良好的作用，目前已经研制出了采集油藏流体和地层压力下处于密封状态的专用取心设备。

1.2.3 设备

取心系统由连接在钻杆上的外筒和悬挂在外筒里一个旋转头总成上的内筒组成。取心钻头与外岩心筒的底部相连，岩心爪与内岩心筒的底部相连。钻井液由泵沿着钻柱、通过旋转头总成和内外筒之间的环形空间向下打到取心钻头。

1.3 常规取心系统

1.3.1 常规岩心筒

常规取心工具的取心外径为 44.5mm~133.4mm (1.75in~5.25in)。对于短半径的水平井，取心的长度可为 0.46m (1.5ft)，对于均质、胶结的厚层，取心的长度可以超过 121.9m (400ft)。井眼大小、井斜角、岩石强度以及岩性决定起下钻一次所取的岩心长度和直径。特殊取心系统的最终选择取决于储层、地理位置以及取心程序的目的。表 1 汇总了常规取心的一些常用选项。

1.3.2 重型常规岩心筒

目前已经研制出了专门用于坚硬储层取心的重型取心工具，该工具加大了取心长度。重型螺纹可以给钻头施加更大的扭矩，增大了取心工具的安全系数。设计的取心工具的取心直径为 133.4mm (5.25in)，最适合于钻井时间成本占取心费用的比例最高的情况下使用。当均质储层的取心长度较长

或预测扭矩高于正常扭矩载荷时，重型取心工具的优势最明显。

表 1 常规取心系统

内筒	岩心长度	特征
低碳钢	9. 14m~36. 58m (30ft~120ft)	现成的岩心保存系统，适用于高温
低碳钢	0. 46m (1. 5ft)	为小半径取心装置设计
高强度钢	36. 38m~>121. 9m (120ft~>400ft)	增加岩心筒的强度，包括额外的内筒和使外岩心筒稳定的装置
玻璃纤维	9. 14m~27. 43m (30ft~90ft)	现成的岩心保存系统。可用于胶结储层，也可用于疏松储层。最高操作温度：普通树脂 121°C (250 °F)，高温树脂 176. 7°C (350 °F)
铝	9. 14m~27. 43m (30ft~90ft)	现成的岩心保存系统。使用的最高温度：176. 7°C (350 °F)
带有塑料衬管的钢筒	9. 14m (30ft)	现成的岩心保存系统。使用的最高温度：82. 2°C (180 °F)，取心直径减少了 12. 7mm (0. 5in)
带有玻璃纤维衬管的钢筒	9. 14m (30ft)	现成的岩心保存系统。最高温度：121°C (250 °F)，取心直径减少了 12. 7mm (0. 5in)
带有铝制衬管的钢筒	9. 14m (30ft)	现成的岩心保存系统。最高温度：176. 7°C (350°C)，取心直径减少了 12. 7mm (0. 5in)

目前的重型取心筒是由海上取心筒演变而来的。已经研制出的重型取心工具比现有的取心设备更牢固，主要用于海上取心。海上取心筒虽然增加了工具的安全系数，但是取心直径仅限 76. 2mm (3in)。

1.3.3 岩心筒衬筒

在钢制的内岩心筒中使用岩心筒衬筒有两个主要功能：一是在取心过程中增加一个支撑岩心的装置，可以改进取心的质量，二是提供一个岩心保存系统。PVC 和 ABS 塑料、玻璃纤维以及铝制衬筒都可以用来作为内岩心筒衬筒。衬筒滑进常规内岩心筒内，并且依靠岩心爪和摩擦力支撑在合适的位置。衬筒一般为 9. 14m (30ft)，某些特殊用途的衬筒可以稍短一些。但是由于加工及材料处理的限制，衬筒的最大长度几乎没有超过 9. 14m (30ft) 的。

衬筒最适合疏松或裂缝性储层的取心。当在遥控的情况下对坚硬储层取心或者海上定位取心需要对岩心立即封存时，衬筒也能发挥适当的作用。塑料衬筒适合的温度高达 82. 2°C (180 °F)；玻璃纤维的衬筒的适用温度高达 121°C (250 °F)；特殊耐高温的树脂能在 176. 7°C (350 °F) 的高温下工作。一般建议在超过 121°C (250 °F) 的情况下使用铝制衬筒。岩心筒衬筒的缺点是使内岩心筒的有效直径减少了 12. 7mm (0. 5in) 左右。

1.3.4 一次性内岩心筒

一次性内岩心筒所起的作用和岩心筒衬筒的作用相同，它在取心过程中支撑岩心，起到了改进取心质量的作用，同时可以作为岩心保存系统。另外，它不象岩心筒衬筒那样，使岩心的外径减小。一次性内岩心筒有铝、玻璃纤维以及低碳钢制成的，各种尺寸的都有，适合多种常规取心系统。另外，玻璃纤维制的内岩心筒的摩擦系数小，使岩心容易进入岩心筒，减少了岩心卡住的现象。

1.3.5 大角度或水平井取心

由转盘或井底动力钻具驱动的常规岩心筒可用于中等半径〔88.4m~213.4m (290ft~700ft)〕和加长井的取心。大多数情况下都不用井底动力钻具来取心，但是当利用钻井泵调整时情况就会发生变化。利用井底动力钻具能够在钻柱不转的情况下进行取心。通常将9.14m (30ft) 长的常规岩心筒放置在井下钻井泵的前面，在最佳取心动力配置下，钻井泵在低转速下能产生很高的扭矩。根据钻进的情况调节岩心筒的长度和岩心直径，通过调整轴承或轴承套可使内岩心筒居中而实现稳定。在钻井泵和岩心筒之间放置一个特制的落球接头，可以使钻井液流过内岩心筒，以便在取心前将内岩心筒内的岩屑清理干净，启动落球接头使流过内外岩心筒间的钻井液旋转进行取心。

某些情况下，在取心过程中有必要严格控制井斜角度。如果取心时不使用井底动力钻具，井斜角会相对容易控制一些。

1.4 特殊取心系统

1.4.1 概述

特殊取心系统满足了不同的取心需要。保压和海绵取心筒满足了获取更准确的含油饱和度资料的需求，橡胶套筒和全密闭取心系统专门用于改进疏松储层的取心质量。其他的一些特殊取心系统，当工程师和地质师使用时，它们都能发挥各自的特殊性能。表2中归纳了一些特殊的取心方法。

表2 特殊取心系统

取心系统	最大岩心尺寸	特殊应用
保压取心	95.3mm×3.05m (34.5MPa) [3.75in×10ft (5000psi)] 63.5mm×6.1m (69MPa) [2.5in×20ft (10000psi)]	保压分析、流体饱和度、气体体积以及组分分析
海绵衬管取心	88.9mm×9.1m (3.5in×30ft)	流体饱和度分析
密闭取心	101.6mm×18.3m (4.0in×60ft)	疏松地层取心
橡胶套筒取心	76.2mm×6.1m (3.0in×20ft)	疏松地层、裂缝地层以及砾岩地层取心
电缆回收取心	69.9mm×9.1m (2.75in×30ft)	不用起下钻柱的取心
电缆冲击井壁取心	25.4mm×44.5mm (1in×1.75in)	钻井和测井后的取心
电缆钻井井壁取心	23.9mm×44.5mm (0.94in×1.75in)	钻井和测井后的取心
井壁取心器	63.5mm×3.05m (2.5in×10ft)	钻井和测井后获得的岩心

1.4.2 保压取心

保压岩心筒能够在保持油藏压力的情况下取心，是公认的获得岩心含油饱和度资料的最好方法，在取心的同时，也采集了油藏气体。保压取心特别适用于提高采收率方案的可行性评价及煤田甲烷气含量的估算。

保压岩心筒有两种尺寸：外径152.4mm (6in) 和203.2mm (8in)，其取心外径分别为63.5mm (2.50in) 和95.3mm (3.75in)。外径为152.4mm (6in) 的岩心筒取心直径为63.5mm (2.50in)、取心长度可达6.1m (20ft)，保持的最大压力为69MPa (10000psi)。外径为203.2mm (8in) 的岩心筒取心直径为95.3mm (3.75in)、取心长度达3.05m (10ft)，保持的最大压力为34.5MPa (5000psi)。建议工作温度最高为82℃ (180°F)。

保压岩心筒是一种复杂的取心工具，需要现场工作人员技术熟练地来维护和使用保压取心筒。保压取心的操作规程将在2.2.5中介绍。

1.4.3 海绵衬管取心系统

海绵衬管取心系统是为了提高岩心含油饱和度的测量精度而发展起来的。海绵取心系统不采集油藏气体，只采集岩心提到地面时排出的油。

海绵取心系统的优点是提高了岩心含油饱和度的精度，且操作费用比保压取心低。在温度达到176.7°C (350°F) 时，海绵达到稳定。海绵取心系统每次取心只限于取最大长度为9.14m (30ft)、直径为88.9mm (3.5in) 的岩心。

1.4.4 密闭取心系统

密闭取心系统是为了提高疏松地层的收获率而研制的。该系统采用岩心筒衬筒或一次性内岩心筒，并且利用一个特殊的岩心爪系统来取易出故障的岩石。

密闭取心技术使内岩心筒轻轻地滑过疏松岩心，对岩心的伤害降至最低，然后用密封圈把岩心密封在取心筒内。该技术采用一个密闭岩心爪使岩心自由进入内岩心筒，随后把内岩心筒底部密封，完成取心。目前密闭取心系统只限于取直径为88.9mm (3.5in) 或101.6mm (4in) 的岩心，建议取心长度为9.14m (30ft)。在密闭岩心爪开始工作之前，如果上提取心工具离开井底，那么光滑的井眼和外露的岩心爪可能会导致岩心丢失。

1.4.5 橡胶套筒岩心筒

橡胶套筒取心系统最早用于提高疏松砂岩、砾石以及坚硬裂缝地层的取心。橡胶套筒岩心筒的独特之处在于取心过程中，其内筒顶部相对于岩心没有运动，外筒绕着岩心柱向下钻进。在钻进过程中，橡胶套筒逐渐把岩心柱包裹住。橡胶套筒的直径小于岩心直径，紧紧地裹住岩心，使其免受钻井液的冲刷。岩心由橡胶套筒支撑，因而有助于提高疏松地层的收获率。

橡胶套筒岩心筒只有一种尺寸规格，即每起下一次岩心筒取得的岩心直径为76.2mm (3in)、长度6.1m (20ft)。橡胶套筒本身的使用温度不能超过93°C (200°F)。建议不要在井斜角大于45°的井中使用该取心工具。另外，为了使设备复位，取心操作每隔0.61m (2ft) 必须停下来一次，但是在对裂缝地层取心时这种作法可能会导致岩心堵塞。当采用固定式钻探装置时，橡胶套筒取心系统的工作性能最好，该取心系统也适用于只发生微小移动的浮动钻探装置。

1.4.6 电缆回收取心筒

电缆回收取心工具的操作与常规取心系统基本相同，不同之处在于内岩心筒是由电缆提升到地面的。该取心工具省去了每取一次岩心都要把全部钻柱起下一次的作法，因而加速了取心进度。利用泵把一个新的内岩心筒沿着钻柱下放到合适位置取另外一筒岩心。

与常规取心工具相比，电缆回收取心工具一般体积小、重量轻。当需要远距离运输或用直升飞机运输时，体积小、重量轻就是优点。然而，由于整个内筒必须通过钻柱，取心直径的大小受到了限制。另外，当内筒提出时，必须小心操作，以防把油气抽入井眼。

1.5 电缆井壁取心

1.5.1 概述

电缆井壁取心系统用于井眼完钻和测井后、下套管之前的取心。根据伽马射线测井或自然电位测井资料来确定取心工具的下放位置。这种取心提供地层小块岩样，适合于进行地质和工程研究。

1.5.2 冲击井壁取心

大多数电缆井壁取心都是通过冲击井壁取心系统进行的。冲击井壁取心工具把空心的、可回收的圆柱子弹射进裸眼井壁。电缆上的工具枪被下放到预定深度后，由地面控制的电脉冲点火发射，射出的子弹通过电缆仍然与工具枪相连，移动工具枪可将含有岩样的子弹从井壁上拉回。下井一次，可以取直径为25.4mm (1in)、长度为44.5mm (1.75in) 的岩心66块。对于疏松以及中等硬度的地层设计有不同的子弹。最好在同一位置上使用子弹类型不同的岩心筒，直到取心收获率满意为止。

冲击井壁取心的优点是取心速度快，成本低以及在裸眼测井后能够在所希望的位置取心。缺点是子弹经常改变地层性质、击碎坚硬岩石或压实松软地层，导致井壁岩心分析资料的价值大大降低。在

异常坚硬或破碎岩石、以及高渗透疏松砂岩，冲击井壁取心的收获率可能会很低。

1.5.3 钻井井壁取心

旋转或钻井井壁取心工具是为了改善因冲击作用造成电缆井壁岩样破碎而建立起来的。旋转井壁取心工具利用一个金刚石钻头来钻取每块样品，适宜于坚硬和松散岩石。钻具上附加的杠杆伸出从井壁采集样品，然后钻具和样品缩回工具包，样品存储在工具包内，取心工具移到一个新的位置再取样品。每次最多能取 30 块直径为 23.9mm (15/16in)，长度为 44.5mm (1.75in) 的样品。

旋转井壁取心系统的优点在于可取到坚硬岩石的样品，适合做定量岩心分析。缺点是就钻井时间的费用而言，比冲击井壁取心高的多，同时对于疏松地层，取心收获率偏低。

1.5.4 井壁取心系统

目前出现了一些新型的井壁取心系统，基于两点原因在这里进行讨论。首先，与现有的井壁取心系统相比，这些取心方法可以在完钻测井后进行大量的、连续井壁取心；其次是这些新的取心工具的出现说明对于改进取心质量、降低取心费用仍然存在很大的空间。

第一个系统与常规岩心筒相似，这套系统的取心直径为 63.5mm (2.5in)、取心长度达 3.05m (10ft)。取心工具与常规钻柱连接在一起下到预定位置，利用固定把手将岩心筒推向井眼一侧。然后，取心装置的操作就同常规岩心筒一样了。第二套系统利用一个可移动的造斜器引导常规岩心筒进入地层。两套系统都可在测井后获取高质量的岩样。

1.6 定向取心

1.6.1 概述

定向岩心用于确定裂缝、应力场以及渗透率的方向。勘探、开发和钻井作业都利用这些资料进行裂缝油藏勘探、设计注水开发以及水平井的设计。

一般采用一个配有特殊划痕器的常规岩心筒，与一个记录初始划痕与磁场北极之间的相对位置的装置来进行定向取心。实验室中通过岩心与裸眼成象测井和古地磁方法的对比来定向岩心。表 3 列出了一些常用的岩心定向方法。

表 3 岩心定向方法

方 法	位 置	注 释
多点测斜	井	必须停钻获取记录
电子测量	井	记录时间与方位的关系
古地磁法	实验室	连续记录每一间隔的方向
测井对比	实验室	需要岩心与井眼的可对比特征

1.7 取心钻头

1.7.1 概述

取心钻头是取心系统的基本组成部分。选择钻头、确定切削齿类型可根据钻头生产厂家提供的资料及在预计的取心情况下的水力学特征。最终还应该在取心目的的指导下结合钻头在现场的应用情况来看选择钻头。

待钻岩石的硬度（压缩强度）、磨蚀度及岩性变化是影响切削齿选择的重要因素。当钻遇较硬地层时，一般建议使用抗冲击力强的小型切削齿。

为疏松地层或中等硬度地层的设计的低侵入、唇面排水孔钻头，也可以用于坚硬地层或磨蚀性岩石，但是钻头的寿命可能会缩短。

表 4 是各种钻头资料的一览表。有关取心钻头的一些特殊细节和使用建议可由相关的钻头服务公司告之。

1.7.2 天然金刚石钻头

当地层异常坚硬（高压缩强度），对其他类型的钻头造成严重磨损时，可以使用天然金刚石取心钻头。大粒天然金刚石可以镶嵌在硬质合金表面，细粒金刚石可以侵入载体中形成潜铸式金刚石钻头。潜铸式金刚石钻头适用于超硬地层。

表 4 通用的取心钻头指南

岩石性质	岩石类型	取心钻头
超硬、磨蚀性岩石	石英、火成岩	天然金刚石
坚硬、磨蚀性岩石	砂岩、页岩、粉砂岩	表面镶有天然金刚石或 TSP 切削齿
坚硬、非磨蚀性岩石	石灰岩、白云岩、硬石膏	TSP 切削齿
有耐磨夹层的中等至坚硬岩石	砂岩、石灰岩、页岩	TSP 或表面镶有天然金刚石的切削齿
软至中等强度岩石	砂岩、白垩岩、页岩	PDC 切削齿，低流体侵入设计
无粘性层的软岩石	盐、硬石膏、页岩	PDC 或牙轮切削齿
软、粘性岩石	粘性土	PDC 切削齿，唇面排水孔

1.7.3 聚晶金刚石复合片钻头——PDC

聚晶金刚石复合片钻头切削齿由人造金刚石制成，是由喷涂在硬质合金上微米级的一层金刚石砂粒烧结在一起而成的。聚晶金刚石层的厚度只有 0.51mm~1.52mm (0.020in~0.060in)。PDC 可有效地用于松软到中等硬度地层的取心。这种钻头依靠剪切作用快速钻穿地层。由于 PDC 切削齿的几何形状所限，PDC 很容易受到冲击伤害，因此不适于异常坚硬地层、裂缝发育地层或燧石地层。

1.7.4 热稳定金刚石钻头——TSP

热稳定金刚石产品与 PDC 相似，也是一种人造金刚石材料。主要区别是在制造 TSP 的过程中对金属催化剂的浸提，使得 TSP 的热稳定性较好。对于 PDC 来说太硬或磨蚀性太强的地层，适于采用 TSP；而对于松软地层，一般不建议使用 TSP。

1.7.5 牙轮钻头

牙轮钻头是由安装在硬质合金齿或表面硬化的锯齿上的 4 个旋转的锥面组成。锥面上的切削齿旋转冲击井底，通过切削作用使地层破碎。由于钻进速度慢（切削——压缩破裂）以及运动部件多，一般不使用这种牙轮钻头。

1.8 钻头的流体排出特征

1.8.1 喉道排出

喉道排出钻头使流体百分之百地通过取心筒鞋和钻头内径（喉道），带走钻头内部的岩屑，清洗钻头内部，确保岩心顺利进入岩心筒。

1.8.2 唇面排出

唇面排出的钻头把可能会通过钻头喉道的部分流体分流到钻头端面上，从而清洗钻头端面，减少岩心入筒时流体对岩心的冲刷作用。建议在松软地层和易碎地层使用唇面排出钻头。

1.8.3 低侵入分布

低侵入分布钻头使穿透速度达到最大，且把滤失侵入岩心的钻井液量降到最少。这种钻头设计有端面排液孔，减少了一定数量的切削齿，缩小了内岩心筒与钻头端面间的间隙。建议低侵入分布取心钻头用于松软至中等强度地层。若低侵入分布取心钻头用于较硬地层，可能会降低钻进速度，也可能损坏切削齿。

1.9 岩心爪

1.9.1 概述

取心系统最关键的部分是岩心爪，岩心爪抓住岩心筒内的岩心并将其提升到地面。表 5 列出了岩心爪并给出了最适合的岩石类型。

很多情况下为了保证取心成功，需要利用两个或以上的岩心爪。含有页岩夹层的易碎砂岩需要用滑动的、片状岩心爪；为确保疏松砂岩地层取心成功，需要采用全密闭的岩心爪，也可以与开口环或卡瓦式的岩心爪配合使用以防钻遇坚硬岩石，提高岩心收获率。

表 5 岩心爪

类型	建议用处
开口环、弹簧型	胶结地层
套筒型	未知地层类型
卡瓦式	胶结储层，一般用活瓣型岩心爪或定向刀具
止动器或活瓣型	地质情况未知的胶结地层、裂缝地层及疏松地层等
筐型	疏松地层，通常与另一种岩心爪联合使用
全密闭型	易碎的疏松地层

2 井场岩心处理规程及保存

2.1 概述

2.1.1 该建议涉及有害物质和设备的使用与操作，但没有提到与使用有关的安全问题。用户在使用之前，应建立适当的安全、健康保证措施，确定规则的适用范围。

2.1.2 由于岩心分析的价值受到初次岩心处理的限制，因此应遵循最有效的途径进行井场岩心处理和保存。岩心处理的目的如下：

- a) 获得能够代表地层的岩心；
- b) 在岩心处理和保存期间，最大程度地减少岩心物性的改变。

岩心处理和保存主要面临以下问题：

- a) 选择的保存材料与岩心不产生反应，选择保存岩心的方法要防止流体漏失和污染物吸附；
- b) 根据岩石类型、胶结程度及流体类型选择合适的岩心处理和保存方法。

由于岩石的类型不同，要得到具有代表性的岩心数据时，需要增加其他的注意事项（见 2.4）。岩心在提出井口后都应该尽快保存，尽可能减少与大气的接触。

2.1.3 用来描述岩心保存状态的术语是很重要的，但有时会因为应用时的不统一而引起混淆。例如术语“原始状态”常用来描述为了获得准确的含水饱和度值而用油基钻井液或地层原油钻取的岩心。“新鲜状态”则表示用水基钻井液钻取的、在井场立即保存以防流体蒸发的岩心。“新鲜状态”这个词也可用来描述油基钻井液钻取的岩心。为了保持一致，建议使用下列术语。

2.1.3.1 新鲜岩心：新取的、在井场快速保存以防流体蒸发、避免与氧气接触的岩心。应该注明取心液的类型，即新鲜状态（油基钻井液）或者新鲜状态（水基钻井液）。

2.1.3.2 保存的岩心：与新鲜岩心相似，区别在于保存了一段时间。不得用任何方法改变保存的岩心的物性（见 2.5）。

2.1.3.3 清洗的岩心：已经用溶剂清洗过的岩心。应该注明清洗过程（包括使用的溶剂顺序、温

度等)。

2.1.3.4 复原岩心: 将已清洗过的岩心重新放在储层流体中, 重新恢复储层条件下的润湿性。这是通常选用的一种方法, 但不能保证岩心一定能恢复到储层条件下的润湿性。与原油接触的条件, 特别是原始含水饱和度、温度、时间都会影响最终的润湿性。

2.1.3.5 保压取心岩心: 为了避免取心过程中流体饱和度的变化, 在取心过程中应尽量保持储层压力。

单独用这些术语不足以描述岩心状态时, 需要对钻井液的类型、岩心处理、岩心保存及岩心的后续处理做一全面描述。

2.1.4 对于要测定的岩心, 必须进行选样。为了获得有代表性的地层岩心的分析结果, 建议选择完整的岩心样品, 保留整个岩心段。由于各种原因(见2.3.1), 在井场对岩心选样是非常重要的。如果需要在井场选样, 在选样过程中要切记, 选样过程可能会影响将来的岩心分析工作及分析结果。为了保持岩心的完整性, 应尽可能减少井场选样的几率。例如对于进行岩性描述的样品, 可以从岩心碎块上选样, 这样不破坏整块岩心的完整性。如果从整块岩心上选样, 应该在取走岩样的位置作一标记, 标明取走岩样的长度、岩性及取样原因或其他相关信息。在完整的岩心段取样应采用不剧烈的碰撞方法取样。标准的取样应该是均匀的过程, 这样可以避免人为的偏差。对于均质地层, 其样品的选择非常简单; 对于岩性变化很大, 非均质孔隙型地层(例如砾岩、燧石、溶洞或裂缝性储层、薄层相间的页岩或砂岩等), 选样应该特别谨慎。需要经验丰富的人员(如工程师、地质师等)按照建立的选样程序选择岩样, 这样可将统计学偏差降至最小。

2.1.5 前面所述的岩心处理和保存过程适用于所有的常规取心岩心, 其中很多作法可以用于井壁岩心或岩屑的处理和保存。这些作法被认为是最可靠最具有代表性的岩心分析方法。任何一种推荐作法都与岩心性质有直接关系。岩心处理过程以岩石类型和取心的目的为基础, 全面了解岩心保存材料, 在设计井场岩心处理以及保存程序之前, 需仔细分析每项取心工作以及储层性质。

2.2 岩心处理规程

2.2.1 概述

获得岩心的方法有多种, 可以将常规取心、全直径取心、连续取心方法分为两组, 即使用标准钢内筒取心方法和利用一次性内筒(或衬筒)的取心方法。其他的取心方法, 比如井壁取心和电缆取心方法, 利用了特殊的设备来取心。一些特殊的取心过程, 包括利用保压取心和海绵取心获得的岩心, 其流体分析结果更能代表原始的地层条件。

为了减少钻井液的侵入, 用标准内岩心筒取上来的胶结岩心一提到地面就应立即从岩心筒内取出。流体侵入可能会带来的不良影响如下:

- a) 流体饱和度、地球化学性质以及溶解气平衡状态的改变;
- b) 润湿性的改变;
- c) 细小矿物以及隙间粘土的移动;
- d) 粘土膨胀以及相关的机械性能的降低。

如果延误了岩心出筒, 不管什么原因都必须报告。岩石类型不同则取心方法不同, 操作注意事项不同, 主要分为两类:

- a) 基本处理过程——只需要简单的培训和一般经验, 包括:
 - 1) 获得非常均质胶结岩心的可再用的标准钢制内岩心筒;
 - 2) 冲击或旋转取心得到的电缆井壁岩心。
- b) 特殊处理过程——需要全面的培训及大量的设备, 包括:
 - 1) 一次性内筒以及定向岩心筒。用于裂缝地层或疏松地层取心时, 可保持力学稳定(Skopec等人, 1992);
 - 2) 保压岩心筒。保持储层压力, 当岩心提到地面时, 使由于压力降低而产生的流体膨胀及流

体排出量降至最低 (Sattler 等人, 1988);

- 3) 带有海绵衬筒的铝制岩心筒, 位于标准钢制内筒内部。用来收集提升过程由于压力降低而排出的流体 (Park, 1983)。

使用任何内筒、衬筒都会导致取心直径减小。

2.2.2 从标准的可再用的钢制内筒中取出岩心

在一般情况下总是将岩心内筒置于水平位置, 将岩心从中取出。需要注意的是在出筒的过程中应尽量减少机械震动。把岩心筒的一端稍微抬起, 岩心就能够从岩心筒中滑出。如果岩心不能滑出, 可以用一棍子从岩心筒的一端推一下岩心。也可以用锤子轻轻敲打使岩心运动, 但是不要用锤子使劲敲打, 以免岩心受到太大的震动。无论采用什么方法, 都要力图使岩心承受最小的外来压力。如果上述方法都不能使岩心移动, 就需要用流体将岩心推出岩心筒。如果需要这样做, 那么就需要一个活塞装置来阻止流体直接与岩心接触及污染岩心。如果需要流体抽, 应使用取心液, 避免使用清水或其他外来的流体与岩心接触。如果使水通过活塞而接触了岩心, 那么会在后来的岩心分析中将错误地得到较高的含水饱和度, 这是由于过高的筒内压力使得流体渗入岩心造成的。在岩心出筒的过程中所遇到的任何故障、产生的任何反常现象, 例如用液体推岩心过程中的压力、岩心丢失等都应该记录下来。

2.2.3 岩心标记和记录

如果场地允许, 可在钻台上将岩心出筒并装入箱中, 岩心标记和记录不应该影响钻井或取心操作的进行。如果决定在钻台上处理岩心, 那么在岩心筒附近的合适位置放置作有记号的盘子、箱子或者木钵。如果岩心放在钻杆堆放区, 那么应该预先留出一块两根钻杆长度的清洁区域放置岩心。

必须注意的是要保持岩心的放置方向及排列顺序正确。对岩心进行标记和记录, 以便将来能够重新组合成完整的岩心段。保存岩心时应防高温、防潮及防脱水, 即应避免日光直射、远离高温发动机、避雨、大风以及相对湿度较低的环境等。应该将保存岩心的材料和设备置于靠近处理岩心的地点, 以便迅速进行岩心处理操作。准确计算和记录岩心收获率, 任何超额岩心收获率和缺失岩心收获率都应记录, 如果没有特殊现象表明有例外情况出现, 就应把超额收获岩心或缺失岩心从每次取心的底部对上, 所有的特殊情况都应该有记录。下列资料及现象有助于确定造成岩心超额收获或岩心缺失的原因:

- a) 钻井参数——钻进时间、扭矩、钻时、泵压等;
- b) 岩心情况——连续性、岩心碎块、诱导裂缝等;
- c) 井下取心装置状况。

从顶部到底部为岩心标上深度, 将超额收获岩心和缺失岩心分配给岩心底部。应该在相邻岩心的顶部标出钻井深度。在超出收获率的情况下, 会有两块岩心的深度相同, 但是这两块岩心具有不同的编号。在测井数据与岩心数据对比之前, 以及取心井与非取心井对比之前, 必须将取心深度校准到测井深度, 利用详细的岩心描述或岩心扫描可实现取心深度的校准。

建议在岩心出筒之前, 将所有的岩心筒都放置在钻杆堆放区或钻台上。岩心摆放和做标记应遵循如下规则:

- a) 岩心底部首先出筒, 第一块岩心应放在岩心盘、箱或钵的底部, 以后出筒的岩心依次往顶部排列。
- b) 必须注意保持岩心的排列顺序和放置方向, 确保每一块岩心都在合适的位置上并且方向没有倒置。对于严重碎裂的岩心必须装进厚的塑料袋, 并置于合适位置。
- c) 把端部不规则的岩心进行合理搭配, 然后测量岩心收获率。
- d) 不要清洗岩心 (见 2.4, 3.5 和 3.6)。如果岩心表面有多余的钻井液, 可以用饱和了清洁钻井液的棉布来擦拭。
- e) 用胶带将两支擦不掉颜色的红黑标记笔绑住, 从上到下画平行线 (见图 1)。当划线操作者从

底部向上面对岩心时，红线应该在右侧。为了避免混淆，应该用一箭头指向岩心的顶部。

- f) 用擦不掉颜色的笔沿横向从岩心顶部开始每隔 0.30m (1ft) 画一条线，并对每条线标以恰当的深度。
- g) 为了得到可靠的岩心分析结果，要求尽量缩短岩心暴露在空气里的时间，在移动、摆放、做标记、保存岩心时，速度是十分关键的（见 2.5）。
- h) 岩心应保护并且放置在有标号的集装箱内，以便运送到实验室（见 2.5）。建议将整个岩心段都在井场保护好，包括为实验室选取的岩样。

岩心即使在空气中暴露几分钟，也会造成严重失水及轻烃组分的大量挥发（与大气条件有关）。如果岩心不小心用水洗了，那么岩心应该保存在岩心筒里，或者在保存之前保持原样放在那里，并将情况记录下来。

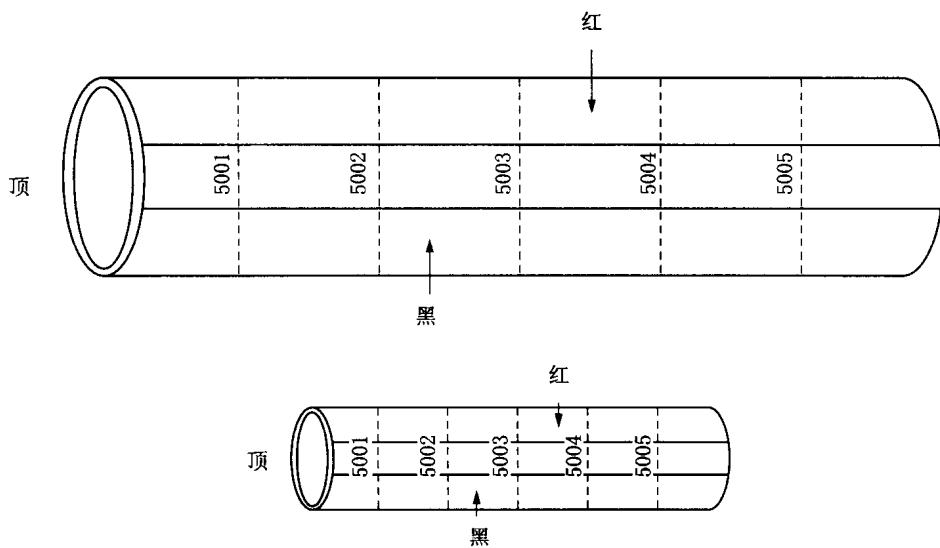


图 1 岩心标记

2.2.4 岩心衬筒和一次性内筒的处理

内岩心筒衬筒与一次性内岩心筒能够提高疏松地层和裂缝地层的取心收获率。它们是由塑料、玻璃纤维或者铝制成的，能够承受各种不同的温度。当在疏松地层取心时，应该用衬筒或一次性内筒，以承受循环变化温度。坚硬地层如页岩，最好用玻璃纤维或铝制内筒来取心以防出现卡钻和低收获率。某些取心液的添加剂，如腐蚀铝筒的添加剂能够释放出铝离子，可能会与岩心产生反应，改变岩心表面性质。

在疏松地层取心时，为了避免对岩石的压实，建议取心长度为 9.1m (30ft) 或稍短点。若取心长度较长，则由于岩心上部材料的重压，使岩心底部产生过度压实而损坏岩心。岩心损坏后，其分析价值就受到限制。裂缝地层的取心长度也应该短一些，这样可以避免卡钻。

应该平滑无阻地将岩心筒提升到地面。在距地面 152.4m (500ft) 时，应该缓慢提升岩心筒，这样可将因压力降低太快引起的气体膨胀降到最小，避免对疏松岩心造成严重损坏。如果预计气体膨胀可能会带来损坏时，可以用便于气体漏出的带孔衬筒或带孔一次性内筒来取心。如果用带孔衬筒或带孔一次性内筒来保存岩心，那么应将所有的孔密封。也可以把整个带孔岩心筒段放到塑料带里以阻止流体的流失。

所有装满岩心的衬筒都可以放在钻台坡道上，用滑轮系统固定到钻台坡道的一端。岩心筒不要与井架碰撞，并且轻轻地下放到钻台坡道上。装满岩心的内岩心筒连接处，特别是玻璃纤维或塑料制的，应该用一块夹板支撑。当岩心筒吊在井架上时，夹板应该附着在内筒上。

- a) 夹住岩心筒以防岩心筒旋转和移动，取下岩心爪放到衬筒或一次性内筒长度的适当位置。岩心爪部件通常会影响定量岩心分析。
- b) 可以用钻台坡道的加长部分将充满岩心的衬筒从内筒中整体取出，在取的过程中不能弯曲。
 - 1) 如果要取出整个衬筒，或处理整个一次性内筒，必须确定筒内岩心的顶部位置，并在该位置切断衬筒。将岩心标明方向（红线在右，黑线在左）、深度及其他的信息（见 2.2.3）。从岩心顶部开始，每隔 0.30m (1ft) 做一深度标记；
 - 2) (首选方法) 如果没有地方来移动整个岩心内筒，应给内筒足够的支撑以防弯曲，每次拉出稍长于 0.91m (3ft) 的衬筒，每隔 0.91m (3ft) 做一个深度标记并切断岩心，且按照切断的顺序编号。当整段岩心都标完了深度时，就到达了岩心的顶部。
- c) 用气动或电动圆锯把衬筒和岩心切断，每段长为 0.91m (3ft)。应该用固定的圆锯来切割玻璃纤维衬筒和铝制衬筒，要注意避免岩心产生震动与转动，使用夹子夹岩心筒时要小心操作以免损坏岩心。也可以用装在衬筒或内筒上的夹板将 9.1m (30ft) 长的整个岩心段固定以防弯曲，密封后运送到实验室，在实验室里可把岩心切成任意指定长度的岩样。这么做虽然大大减小了井场岩心处理的工作量，却增大了保存、选样以及运输岩心的难度。
- d) 将与岩心不产生任何反应的浇铸材料（如环氧树脂）充满岩心与衬筒间的环型空间，将 0.91m (3ft) 长的岩心固定。同样，也可以用与岩心不产生任何反应的流体充填环型空间来阻止蒸发。需要注意的是，密封长 0.91m (3ft) 的岩心时应该采用标准封盖。
- e) 把 0.91m (3ft) 长的岩心放到贴有标号的盒子里，垫上衬垫准备运送到实验室。用螺丝刀将木盖固定在木制岩心盒上，以避免用锤子敲打岩心盒导致岩心损坏。

2.2.5 保压取心

保压取心筒是获取原始流体饱和度的最有效的取心工具。当岩心从井底提到地面时，采用常规取心方法会导致压力降低，因此可用保压取心法取代常规取心方法。为了确保在实验室里得到准确的饱和度，必须对岩心进行一系列的处理。首先把岩心筒放到一个特殊的岩心处理装置上，使整个系统保持回压，用与岩心不发生任何反应的流体将内筒与外筒环型空间的钻井液排出，然后把整个岩心筒都放到装满干冰的冷冻箱里（见 2.5.2.2）。

保压取心处理应由受过专门培训的技术人员来操作。

以下对冷冻岩心的处理过程应该在专业人员的指导下进行：

- a) 从干冰里取出保压取心内筒，置于安全罩内，切出指定长度的岩心。
- b) 把切好的岩心段放回干冰里。应注意岩心段的放置方式，确保岩心顶部、底部和位置容易辨认（见 2.2.3）。
- c) 抬起岩心的一端，同时放置带标签的岩心帽，用软管夹夹紧（见 2.2.4）。
- d) 标签上应标明公司的名称、取心压力、取心地点、取心的深度范围以及所处理岩心的长度。
- e) 把处理的岩心段装入有干冰的密闭的岩心盒里。在岩心盒上标明取心次数、取心深度、公司名称、取心地点以及运输的相关信息。如果运输密闭岩心盒的时间超过 24h，就必须准备更多的干冰。

2.2.6 海绵取心

海绵取心装置可以提高储层流体饱和度的测量精度。当岩心从地下提到地面时，由于压力降低而产生的流体膨胀，会产生流体丢失，而海绵取心装置用海绵把岩心包裹起来，排出的流体都被海绵吸收。海绵取心装置由装在标准钢制内筒内的 6 片 1.52m (5ft) 长的铝衬管组成。海绵取心处理按照 2.2.4 建立的程序进行。在大多数情况下，必须用泵将衬管从取心装置中抽出来。铝衬管保存在 PVC 输送管里，输送管内充满了与岩石不发生反应的流体。PVC 输送管用刚性帽和胶皮气体膨胀帽密封端部。为了确定方向，每根海绵衬管都有一个端面被加工成斜面。

海绵取心筒一送到实验室就把它磨开，然后将岩心和海绵里的储层流体萃取出来（见 4.3.4）。

2.2.7 电缆井壁取心

电缆井壁取心可通过多种途径实现。冲击井壁取心利用爆炸使空心子弹射进地层，由于子弹进入地层时产生的作用力，会造成地层压实、压裂及岩石颗粒的重新排列，因此在处理这类岩心时应该特别谨慎。

电缆井壁取心也可以利用钻头的旋转钻进实现，虽然这种方法对地层的伤害程度最小，但是并非每种岩石都能用该方法取心。如果岩心在从取心工具中取出时弄碎了，应该把碎岩心归拢到一起，且岩心受到的任何损害都应该做记录。也可使用其他的井壁取心设备包括压力驱动的取心容器取样。

当使用井壁取心方法时，应将易碎岩样放在带有金属盖子的塑料容器或者玻璃容器里。容器中不要采用易吸收液体的纸或其他材料作为减震材料，受热密封的塑料垫片对于钻井井壁取心来说是一种不错的岩心保存方法。在运送到实验室的过程中，所有的样品都要放稳减震（见 2.5.2.1），贴好标签（见 2.2.3）。

2.2.8 电缆连续取心

在电缆连续取心过程中，钻柱在井下时，岩心筒就可以提上来。节省了起下钻时间，进而节约了取心费用。电缆连续取心可适用于较长的垂直井段的取心，对于某些直井可以从地面一直取到井底。

2.2.8.1 电缆连续取心的深度标定

为了准确的标记电缆连续取心的深度，井场取心人员与钻井人员必须进行良好的沟通。在常规取心过程中，钻井人员提供了取心段的上下深度。在标注取心深度时这可能会引起某些混淆，因为常规取心方法把取心段的顶部作为参照点来测量深度。而电缆连续取心是连续的，最好将前一段岩心的底部作为下一块岩心的顶部。通过监测相邻岩心之间的间隙可以减小岩心顶部深度的标注误差。按照电子表格的格式保持正确的计算步骤，可将岩心顶部深度的标注误差降至最低。电子表格记录的内容应该包括取心次数、岩心段的顶、底深度、岩心收获率，并注明从哪个位置开始对岩心进行标记的。

除了需要按照下列程序校准深度外，所有的电缆连续取心都应按照 2.2.3 的说明来标注和标记。常规取心的岩心深度标记办法，不适用于电缆连续取心。电缆连续取心时，上一次掉下的岩心，可在下一次取上来。所以目前所取岩心的实际深度可能位于前一个取心段。同时，掉了岩心又取上来了，这就意味着取上来的岩心数多于常规取心。利用给岩心定取心号的程序来标出多余的岩心，防止把多块岩心定为相同深度。如果出现了超额岩心收获率，可以从岩心底部开始记录每块岩心的深度，以钻井人员给定的岩心底部作为记录岩心块的深度的起点，从岩心底部一直标到顶部。如果收获率为 100% 或者大于 100%，那么应该按照常规方法标记深度，即从岩心顶部开始记录深度。

对于岩心缺失的情况，可以用式（1）来确定缺失的岩心：

$$\text{缺失的岩心} = \text{钻井深度} - \text{岩心长度}$$

$$MC = (CDD - PDD) - (CBL + PC - VOLD) \quad \dots \dots \dots \quad (1)$$

式中：

MC ——缺失的岩心长度，m (ft)；

CDD ——当前的钻井深度，m (ft)；

PDD ——前一次的钻井深度，m (ft)；

CBL ——岩心筒长度，m (ft)；

PC ——突出的岩心长度，m (ft)；

$VOLD$ ——空岩心筒部分的长度，m (ft)。

当出现岩心缺失时，岩心深度应该从顶向底标，把缺失的岩心指定为底部的岩心。

2.2.8.2 电缆连续取心深度标定的另一种方法

也可用常规取心确定深度的方法来确定电缆连续取心的深度（见 2.2.3）。常规取心也可能存在收获率不足或者超出 100% 的现象。此时应该从顶部开始，每隔 0.30m（1ft）做一深度标记，一直标到岩心最底部。要解决取心收获率不足或收获率超百的问题，必须首先将取心深度校准到测井深度。如果从顶部开始，每块岩心的深度标记都准确无误，而且每一块岩心都有唯一的岩心号，也可能出现同一深度有两块岩心的问题，但是这两块岩心能够被取心次数区分开。如果在井场对岩心收获率超百进行调整，则由于多次重新给岩心标号，可能会引起很大的混乱。

2.2.8.3 电缆连续取心岩心的冲洗

对于常规取心，应该注意避免岩心受损，例如用不合适的流体来清洗岩心。如果对岩心存在潜在的伤害作用，例如水洗可能会损害岩心，那就应该尽量不要用水清洗岩心。

2.2.8.4 电缆连续取心的分析

电缆连续井壁取心岩心的分析内容随操作者的不同而差异很大。电缆连续取心的岩心分析程序与常规取心有很大不同。对于常规取心，岩心送到实验室进行分析后，将分析结果调整到测井深度。而电缆连续取心的很多分析是在现场完成的，且有时岩心不存档。一个现场地质工作者应该详细地描述岩性，将取心深度校准为测井深度。地质工作者还应注意烃类显示、孔隙变化及岩相变化情况。有些取心操作人员使用活动实验室来完成复杂的井壁电缆连续取心分析，其中包括岩心伽马射线扫描、紫外线照相、气相色谱以及孔隙度、密度、磁敏感性、矿物学和声学性质等。

2.2.9 定向岩心筒

利用电子多点测斜仪和特殊的岩心划痕设备来完成取心筒的定位。另外，古地磁岩石波形特征也可以用于取心定向。为了保证定向数据与深度成一定的比例关系，必须遵循严格的操作程序。当一次性内筒与衬筒共同用于裂缝岩石取心时，更是如此。

2.3 现场取样及分析

2.3.1 概述

一般来说，不建议在井场选样。如果必须在井场选样，那么必须注意要尽量缩短岩心暴露在空气里的时间。应该采用最安全的方法快速有效地完成选样，且选样方法对岩心的损害程度最小。整个岩心块都应该保存在岩心盒里。

在井场进行选样的原因包括：a) 取一小块作岩心描述或矿物学分析；b) 岩心基本性质的测定；c) 完井流体配伍性测定；d) 润湿性研究；e) 含油荧光检测；f) 滞弹性应变恢复测量；g) 煤炭分析的甲烷吸收研究。从取心段取走的所有岩心都应该记录在现场数据表中（见 2.3.3），在取走岩心的空位置上，放置一块硬块以代表岩心。应该根据测试需求对选取的岩样进行保存、标记和包装，任何与取样相关的数据也应该与岩样一同送到实验室。在适当的控制条件下，可以采用合适的移动实验设备现场进行样品测试。

锤子敲打可能会损坏岩心并影响分析结果。如果可能，选样时应尽量收集自然破裂的或细齿锯切掉的岩心碎片，尽量减小岩样尺寸来完成所需分析。把岩心单独包装，并且采用特殊的方法保存流体饱和度样品（见 2.5）。

如果需要在现场详细观察岩心，那么岩样的处理和选样应该尽量快，而且只有当观察岩心是十分必要时，才这么做。

2.3.2 岩心运输和后勤保障

运输方法应该方便且能够避免环境变化、机械震动以及误操作等带来的损坏。选择运输方式需要考虑的重要因素包括：a) 实验室距井场距离；b) 海上或陆上地理环境的变化；c) 岩心的承受能力；d) 天气情况；e) 岩心的保存或包装方式；f) 运费。

任何情况下，都应该注意确保岩心在运输过程中能够保持固定。空运时，储存岩心的箱子不能受压，这是岩心保存中需要考虑的因素之一。不要把岩心堆积在一起，这样会造成岩心损坏。应谨慎使用不适于运输易碎物品的商用货车来运输岩心。从安全的角度考虑，用干冰冷冻的岩心，在运输过程中，应该像运送化学试剂那样来对待。

在所有的运输方式中，运输清单应该和岩心装在一起，清单的复印件邮寄或传真给收样人。运送岩心应该遵循运输部门的有关规定。当使用标准岩心盒时，这些岩心盒可以堆积码放，也可用带子捆绑。对于疏松岩心，为了运输中的存放和保存，在井场必须进行了冷冻或冷藏保存。如果要进行冷冻，必须在运输之前将整个岩心冷冻以避免机械损坏。冷冻的岩心一般都置于隔热容器里，用干冰封存，用设备齐全的冷藏设备来运输。为了保证在运输过程中达到理想的状态，运输工具上必须有温度监控设备以及记录装置（见 2.5.2.2）。

2.3.3 数据表

现场工程师或地质师应该提供完整的数据表，这些数据表包括取心过程的完整记录，数据表中提供的信息有助于评价岩心分析数据。记录表还需要其他测试来对基本测试做一补充。这种作法将在时间最短、花费最少的条件下，获得最有用的结果。表 6 和表 7 给出了数据表的示例。

有关岩心的资料要尽量多，下面列出了所需要得到的资料：

- a) 井别、井号、海拔高度以及卖方名称与合同号、电话、传真、地址等。
- b) 钻井液的类型、成分以及测定的数据。
- c) 岩心类型及所用设备。
- d) 取心层位、取心层的顶部和底部深度。
- e) 重要取心信息的标注及取心过程中的其他相关记录，如总取心时间、遇到的问题以及收获率。
- f) 地层水的矿化度及产液数据。
- g) 岩心保存指导及与空气接触的时间。
- h) 分析要求。
- i) 取心日志以及钻井记录。
- j) 岩心描述。
- k) 测井及泥浆测井（如果可能）。

表 6 岩心分析井场数据

准备人：	日期：	岩心编号：
操作人_____	取心公司_____	岩心分析公司_____
	联系方式/电话_____	联系方式/电话_____
井别_____	油田/储层_____	地址_____
井号_____	<input type="checkbox"/> 垂直井 <input type="checkbox"/> 斜井 <input type="checkbox"/> 侧钻井	
国家/省/县_____	合法井位/区块_____	海拔_____地面/平均海平面/钻台_____ 补心高度_____
人员要求_____	电话_____ 传真_____	地址_____
发报告至_____	电话_____ 传真_____	地址_____
代理人_____	电话_____ 传真_____	地址_____
钻井合同_____	电话_____ 传真_____	地址_____
取心液/钻井液：		
类型/成分_____	密度_____ g/cm ³	漏斗粘度_____ s
失水速度_____ cm ³ /30min	氯化物含量_____ mg/L	pH 值_____ 示踪剂_____

表 6 (续)

准备人:	日期:	岩心编号:	
岩心类型 <input type="checkbox"/> 常规 _____ <input type="checkbox"/> 海绵 _____ <input type="checkbox"/> 保压 _____ 井壁取心: <input type="checkbox"/> 冲击 或 <input type="checkbox"/> 机械钻取 设计的取心数量 _____ 获得的取心数量 _____	内筒类型: <input type="checkbox"/> 定向桶 <input type="checkbox"/> 其他 _____	地层 预计的岩心位置 _____ 预计的岩心位置 _____ 预计的岩心位置 _____ 并斜 _____ 总的取心收获率 _____ 取心长度 _____ 单位 _____ 取心时间 _____	深度 (钻机) 取心时段 _____ 岩心段收获率 _____ 取心时段 _____ 岩心段收获率 _____ 取心时段 _____ 岩心段收获率 _____ 岩心直径 _____ 单位 _____ 钻头类型 _____ 收获率 _____ 起下钻时间 _____
分析计划 <input type="checkbox"/> 柱塞样品或 <input type="checkbox"/> 全直径 方法 <input type="checkbox"/> 流体饱和度 _____ <input type="checkbox"/> 孔隙度 _____ <input type="checkbox"/> 颗粒密度 _____ <input type="checkbox"/> 渗透率 _____ <input type="checkbox"/> 地面伽马测井 _____ <input type="checkbox"/> 特殊说明 _____	运输方式 <input type="checkbox"/> 运输公司 _____ <input type="checkbox"/> 陆运 _____ <input type="checkbox"/> 空运 _____ <input type="checkbox"/> 其他 _____ 运输工具 _____ 运出日期 _____		估计原生水的矿化度 _____ mg/L 氯化物含量或估计的地层水电阻率 _____ 在 _____ °C 预计的产能: <input type="checkbox"/> 油 <input type="checkbox"/> 凝析油 <input type="checkbox"/> 干气
岩心保存 暴露时间/气候 _____ 备注 _____ 方法 <input type="checkbox"/> 塑料薄膜/类型 _____ <input type="checkbox"/> 冷冻 <input type="checkbox"/> 干冰或 <input type="checkbox"/> 液氮 <input type="checkbox"/> 冷藏 _____ °C <input type="checkbox"/> 岩心内筒 <input type="checkbox"/> 岩心包裹和/或 <input type="checkbox"/> 浸入 (类型) <input type="checkbox"/> 树脂处理 <input type="checkbox"/> 其他 实验室及长期保存 _____ 特殊说明 _____ 岩心邮寄及岩心的发送 _____		备注 _____ 附取心测井曲线和岩心描述	

2.4 岩石类型及岩心处理的特殊注意事项

2.4.1 概述

“岩石类型”一词用来描述岩心的主要特征，主要是指胶结程度、是否有裂缝或溶洞存在、岩石成分（如页岩）和物理性质（如低渗透率）等。岩石的地质描述更加复杂，可以按照特定的岩石类型、结构、胶结类型、颗粒大小等分类。在设计井场岩心处理程序时，需要考虑很多因素。2.4.2~2.4.13 给出了各种岩石的常用操作指南。

2.4.2 胶结岩石

由于胶结作用，胶结岩石比较坚硬，这类岩石在井场无需作特殊处理。岩石的胶结作用定义为胶结物质在固体颗粒表面的沉淀过程。根据压实和胶结程度，可以把岩石描述为胶结的、弱胶结的和疏松的。胶结岩石一般包括石灰岩、白云岩、砂岩和燧石。

表 7 基本岩心分析实验室数据

委托分析基本信息		分析方法与条件		
日期: ____年____月____日 井名: _____文件名: _____ 委托方: _____ <input type="checkbox"/> 全直径或 <input type="checkbox"/> 柱塞岩心: 尺寸_____单位_____		岩心清洗: 方法 <input type="checkbox"/> 未清洗 <input type="checkbox"/> 蒸馏抽提 <input type="checkbox"/> 索氏抽提 <input type="checkbox"/> CO ₂ /溶剂 <input type="checkbox"/> 溶剂流动 <input type="checkbox"/> 其他 烘干 <input type="checkbox"/> 方法 <input type="checkbox"/> 常规烘箱 <input type="checkbox"/> 真空烘箱 <input type="checkbox"/> 湿度烘箱 <input type="checkbox"/> 其他 孔隙度: <input type="checkbox"/> 孔隙体积法 <input type="checkbox"/> 波义耳定律 <input type="checkbox"/> 饱和法 <input type="checkbox"/> 流体加和法 <input type="checkbox"/> BV-GV 法 <input type="checkbox"/> 其他 条件及流体 气压(压力梯度与类型)_____单位_____ 气体_____液体_____ 压力_____ 渗透率: <input type="checkbox"/> 方法 <input type="checkbox"/> 条件 <input type="checkbox"/> 稳态法 <input type="checkbox"/> 非稳态法 <input type="checkbox"/> 探针法 <input type="checkbox"/> 经验法 <input type="checkbox"/> 没测定 <input type="checkbox"/> 其他 饱和度: <input type="checkbox"/> 方法 <input type="checkbox"/> 条件 <input type="checkbox"/> 蒸馏抽提(DS) <input type="checkbox"/> 高温干馏 <input type="checkbox"/> 其他 含盐量校正 质量保证(分析报告的页码)_____ 说明/备注_____ 异常数据_____		
分析方法		特殊说明		
<input type="checkbox"/> 饱和度_____ <input type="checkbox"/> 孔隙度_____ <input type="checkbox"/> 渗透率_____ <input type="checkbox"/> 其他_____				
各方同意的实验目的: _____				
运输详细清单				
运输工具____装货日期____岩心到达日期____				
岩心到达时的状况:				
<input type="checkbox"/> 保存完好 <input type="checkbox"/> 冷冻状态 <input type="checkbox"/> 岩心有损坏 <input type="checkbox"/> 已清洗 <input type="checkbox"/> 其他				
相关深度: 钻井深度_____测井深度_____ 真实垂直深度_____单位_____				
岩心缺失段的位置: <input type="checkbox"/> 底部 <input type="checkbox"/> 中部 <input type="checkbox"/> 顶部				
扫描方法:				
<input type="checkbox"/> CT <input type="checkbox"/> X-射线 <input type="checkbox"/> 核磁共振 <input type="checkbox"/> 荧光 <input type="checkbox"/> 其他				
岩心样品处理				
伽马射线处理(是/否) 处理类型_____				
分析之前的实验室保存方法_____				
选择方法_____				
样品套筒使用情况 <input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否, 套筒类型_____				
正常岩心样品的直径_____长度_____单位_____				
钻取柱塞及刨平所用的流体_____				
分析之前的处理情况(冲洗、评估、重新饱和等)				
岩心储存情况(取走的岩心、储存位置、保存方式等)				
实验室分析人_____				
其他的服务				
<input type="checkbox"/> 切片 <input type="checkbox"/> 树脂处理 <input type="checkbox"/> 照相: <input type="checkbox"/> 黑白 <input type="checkbox"/> 彩色 <input type="checkbox"/> 紫外线 <input type="checkbox"/> 其他				
辅助实验_____				

2.4.3 疏松岩石

疏松岩石几乎不含胶结物, 基本上是压实在一起的沉积物。弱胶结岩石含少量胶结物, 不足以使

岩石坚硬。疏松岩石和弱胶结岩石最好用内岩心筒衬筒或者一次性岩心内筒来取心（见 2.2.4）。为了防止岩心破碎，取心时必须十分小心，确保光滑无阻地将岩心提到地面并取出保存在合适的地方，以便运输（见 2.5.2）。

2.4.4 含轻质油和气的疏松岩石

采用便捷有效的方式保存含有轻质油的岩心是十分重要的，应该避免任何无谓的岩心移动。对含轻质油和气的疏松岩心常用的保护方法有两种，一是改变周围环境的方法，如冷冻法或冷却法；二是注环氧树脂、泡沫树脂等的力学固定法。在地面上处理这类岩心时，容易发生流体损失。对于大多数岩心来说，被提到地面后，由于消除了上覆压力，机械应力得以释放，当孔隙内压消失后，会有不同程度的气体膨胀。这些影响会改变岩心，改变程度取决于深度、储层压力、油的密度、流体性质、沉积类型以及取心过程等。取心操作必须仔细进行以防岩心筒内压力恢复。为了防止压力恢复，可以在内岩心衬筒或在一次性内岩心筒上预先钻孔〔直径 3.18mm (1/8in)〕。应该限制取心段的长度，这样可以防止由于岩心自身的质量太大而损坏岩心。当岩心提到距井口 152m (500ft) 时，为了防止对岩心造成损坏，应该降低上提速度。如果使用了冷冻方法来固结疏松岩心，在岩心没有全部冻结之前，不能运输，因为只冻结了一部分，容易造成岩心结构的损坏（见 2.5.2.2）。

当不使用环氧树脂或固定装置来固定岩心时，应该在一次性内筒或衬筒与岩心之间的环型空间充满取心液，但是这种作法会改变流体饱和度和岩心表面的润湿特征。当使用环氧树脂或者泡沫时，必须把环型空间的钻井液全部排净，填充的材料必须恰好将岩心表面包裹住。

2.4.5 含稠油的疏松岩石

对含稠油疏松岩石的处理遇到的最大困难是如何防止或减少岩石中的油气膨胀。膨胀是气体从稠油中缓慢释放的结果，由于气体的低密度，气体不可能在短期内排出。岩石继续膨胀才能使分散气体变为连续的气相，至少需要岩石体积膨胀率在 6%~8% 以上。在衬管中，含稠油的疏松砂岩岩心会迅速膨胀充满空的环型空间。一旦岩心充满衬管后，气体的进一步释放，可能会产生活塞作用，使岩心从衬管的一端伸出，导致岩心超出 5% 的长度。严禁将伸出的岩心头随意切掉。伸出的岩心应该在衬管一端保持原位，可以轻轻地加一塑料端帽来保护伸出的岩心。

为了改善含稠油疏松砂岩的取心质量，需要考虑的事项如下：

- a) 实行机械约束限制膨胀；
- b) 想办法将气体排出；
- c) 增加岩心强度。

a) 项涉及到使用内径比取心钻头稍大的衬管〔3.18mm (1/8in)〕来减少岩心的径向膨胀。在岩心处理与保存的过程中，应该避免衬管弯曲、岩心受热以及使岩心的伸出部分暴露时间过长。对岩心施加轴向约束有助于减少岩心的伸出。可以通过各种方式来施加约束，包括：

- 1) 用刚性的衬筒端帽代替胶皮端帽，用螺钉将端帽固定在衬筒上，并用螺丝刀拧紧。
- 2) 把衬筒切成与岩心盒等长的几段，然后置于强度足够的岩心盒内，这样岩心盒端面可以施加轴向约束。另外，可以用长度合适的木板将岩心楔进岩心盒内。
- 3) 现场工作人员所总结的各种处理方法也可以利用，比如用专用圆筒储存或轴向保存方法等。

气体缓慢地从稠油内释放出来，这一过程可能会持续数月。建议用事先钻好孔的衬筒来缩短气体的流动通道、消除活塞效应。直径为 3.18mm (1/8in) 的孔眼在衬筒上的间距不超过衬筒半径。一般不推荐这种方法，因为它延长了岩心处理时间，有可能引起岩心损坏。如果需要，可以把岩心和衬筒放进一个圆筒内，然后利用惰性气体 (N_2) 加压来减少或停止气体释放，也可避免氧化。

虽然在一些情况下，对冷冻不是很了解，但冷冻含稠油的疏松岩心是必要的。冷冻可产生下列效果：a) 降低气体释放速度，减少气体释放的体积；b) 增加油的粘度，抑制了膨胀作用；c) 把孔隙水也冷冻了，这在某种程度上增加了岩心的机械强度，限制了膨胀和破裂。由于孔隙水是盐水，为了保证岩心的机械强度，冷冻温度必须降至 -4.44°C (-40°F) 以下（见 2.5.2.2）。

在运输和储存含稠油疏松岩心的过程中，必须对岩心施加机械约束和进行低温处理。在为岩心分析准备样品时，应该缓慢升温，这样可以使释放出的气体逐渐消失。在此过程中应该一直施加机械约束，直到岩心达到平衡时为止。由于油的高粘度和低相对渗透率，该过程可能会持续几周。

2.4.6 溶孔性碳酸盐岩

大溶孔可能会削弱岩石强度，增加取心难度。在多数情况下，脆性溶孔层段的岩心收获率都会降低，标准的胶结岩心的保存方法适用于这种岩性（见 2.5）。

2.4.7 蒸发岩

除了溶解性这一点，一般情况下可以认为盐岩是胶结很好的岩石。在任何情况下，含盐岩石都不能用淡水清洗。因为湿度的任何微小变化，都可能引起盐岩物理性质的变化，因此含盐岩石必须迅速擦干保持表面干燥状态进行保存。运输与储存含盐岩心时必须牢记材料的可溶解性。蒸发岩、硬石膏、石膏或方解石成分的岩心不需要进行特殊处理。

2.4.8 裂缝性岩石

很多储层岩石具有天然裂缝。对于裂缝性储层，建议用一次性内筒、铝制的衬筒或玻璃纤维制的衬筒进行取心（见 1.6 与 2.2.4），可以使用定向岩心筒来确定裂缝的走向以及地应力的方向（见 1.6 与 2.2.4）。

2.4.9 富含粘土矿物的岩石

粘土矿物在岩石中的含量可能很少，但是对岩石性质的影响是很大的。主要从以下几点考虑粘土含量对岩石性质的影响：

- 在岩心处理时，由于蒙脱石（一种膨胀性粘土）的存在，即使含量很少（1%），其强大的膨胀能力、阳离子的交换能力及渗透虹吸能力对取心有很大影响。
- 由于流体成分、化学组成以及表面润湿特征的变化或者外力干扰，会引起间隙粘土矿物的流动，从而导致孔隙喉道堵塞、孔隙表面润湿性改变及其他物理变化。
- 与天然孔隙流体相接触的粘土矿物处于热平衡状态，当与其他的流体接触时会改变这种平衡，从而导致粘土活性、阳离子交换能力的改变，进而改变力学特性及流动特征。
- 如果有自由水存在，那么当围压消失时，即使自由水的性质与隙间水的性质相同，含有蒙脱石的页岩和砂岩也会产生膨胀。

应该把含有蒙脱石和富含粘土矿物的岩心上的多余的流体或者泥饼擦掉后，立即保存（见 2.5.2）。

2.4.10 页岩

除介绍了含粘土矿物的岩石以外（见 2.4.9），还有一些专门针对易碎页岩岩心处理的问题。易碎页岩具有低强度的易碎面，尽管在处理这类岩心时十分小心，也可能会在易碎面上裂开。一旦易碎页岩裂开了，有可能得不到足够大的岩样去用做岩心分析。

在处理易碎页岩岩心时，建议按照下列方式操作：

- 避免移动岩心的次数过多；
- 擦去多余的水；
- 为了避免蒸发，应该立即保存；
- 用包装带或玻璃纤维带子垂直易碎面缠绕在岩心周围将岩心包好，可以减少进一步的破裂，也可以用受热收缩的塑料来包裹岩心。

页岩的渗透率很低，在长期储存过程中，不同的矿层之间不可避免地发生缓慢的潮气迁移。如果不对岩心施加约束，即使不进行干燥处理，也会导致岩心的滞后裂开。易碎页岩对温度的变化异常敏感，在运输和储存过程中应该保持恒温。不允许把岩心冷冻，因为这样会产生大量的微裂缝和内部潮气流动。

如果有机物含量超过 20%，那么含油页岩对温度和氧化作用就会十分敏感。如果需要详细的岩

心分析，分析速度必须快。对于有机物含量不到 20% 的含油页岩，其骨架强度越大，石英含量就越高，一般情况下不需要做特殊处理。

2.4.11 低渗透性岩石

流体蒸发问题是所有岩心都存在的共同问题。对于低渗透率、低孔隙度的岩心就更为严重，因为蒸发相同体积的流体，对这类岩心的饱和度影响就更大一些。对于这些岩心来说，保存起来，减少蒸发时间是十分关键的。某些岩样中存在的粘土矿物，不可逆蒸发可能导致岩心损坏。

2.4.12 煤

气体的原始含量、气体吸附特性、渗透率、相对渗透率、层理和裂缝分析、岩心组成以及力学特征等是煤层甲烷气生产分析的主要内容。现场可用解吸附筒对气体进行解吸附研究，处理煤层岩心的操作程序中应该有关于这些特殊研究的说明。电缆取心筒、带有一次性内筒的岩心筒、衬筒以及保压取心筒都可以用于煤层取心。

通常用常规取心、钻井井壁取心、电缆连续取心得到的岩心或者钻屑，利用解吸附筒法来测定气体含量和气体解吸附速度。煤层岩心段密闭在一个筒里，在保持绝热的状态下测定气体的组分。利用解吸附筒来测定气体含量时需要估算当煤岩心提到地面时以及将岩样密封在解吸附筒前所丢失的气体体积。因为释放出来的气体并非完全为甲烷，所以必须分析气体的组分。

保压取心方法不需要估算损失的气体，能够更准确地确定煤层中的原始含气量。压力筒内从煤层岩心中释放出来的气体体积是时间、温度和压力的函数。如果使用保压取心方法来取煤层岩心，那么需要在筒内放置一个温度传感器，且不需要取心液体冲洗（见 2.2.5）。在一个取心过程中，整个保压取心筒返回到井底温度下，在卸压前需平衡几天，然后才将取心设备取出。在降温和卸压阶段，应该缓慢降温和卸压，以便产生较低的温度梯度和压力梯度。如果快速卸压会导致煤层岩心内部产生裂缝，快速冷却则可能会产生张力裂缝，这些都会影响岩心的渗透率以及力学性质。另外，也可将保压取心取得的煤层岩心切成 0.30m (1ft) 长的小段，放在解吸附筒中，以便测定含气量和气体的解吸附速度。

由于煤层岩心的非均质特性以及存在于小孔隙中的甲烷受压，现场处理煤层岩心必须谨慎。粗心操作、衬筒弯曲或对岩心筒的猛烈碰撞都有可能使岩心破碎，而无法进行岩心分析。内部的气体压力增加了岩心破碎的几率，气体的消失也需要时间。如果打算用与煤接触的取心液进行流动测定和力学测试，那么取心液中不能包含能够使煤的结构发生改变的物质。

当暴露在空气中时，新鲜煤很快氧化，这可能会改变煤的表面性质与吸附特性。要尽量缩短与空气接触的时间。需要特别注意的是要首先从筒里取出岩心段，然后再用惰性气体或甲烷来冲洗筒。

应该使用黄色、白色的标记笔或者蜡笔在岩心表面上标明岩心长度。任何保存方法都应该避免潮湿，尽量缩短与空气接触的时间。不建议把煤层岩心冷冻，这样做也没必要。

2.4.13 硅藻土

硅藻土一般具有高孔隙度、低渗透率，由乳白色的石英以及含量不同的碎屑材料组成，一般采用一次性内筒或者衬筒来取心（见 2.2.4）。

硅藻土可以在合适的环境条件下包裹保存。建议不要对硅藻土进行冷冻，保存时应该尽量保持恒温。在井场以及运输过程中，应该保持的温度为 1.67°C ~ 4.44°C (35 °F ~ 40 °F)。

2.5 岩心的保存

2.5.1 概述

岩心保存是在岩心分析之前尽量保持其处于出筒前的状态。在岩心从钻取到提升至地面的过程中，岩心中的流体含量不可避免的随着压力、温度等因素的改变而改变，保压取心方法力图将压力、温度的影响程度降至最低（见 2.2.5）。粗心操作或者误操作会引起岩心及所含流体的进一步的改变，使得岩心性质难以代表地层性质。

根据岩心分析的需要、分析之前保存时间的长短以及井场处理岩心时间的长短来确定岩心保存和

包装的方法。用来测定饱和度以及特殊岩心分析的岩样必须保存以便运送到实验室。为了获得可靠的岩心分析结果，必须避免流体的蒸发、流失和氧化。岩心保存的另一个目的是防止在运送、储存过程中发生岩心损坏。胶结岩心强度足够无须进行特殊的处理，而疏松岩心和裂缝岩心必须进行特殊的处理（见 2.4）。

建议不要使用没有保护装置的玻璃容器、易变形的塑料、纸盒、软容器及密封罐等来保存岩心。

2.5.2 保存岩心的方法

没有哪种岩心保存方法是最好的，以往的经验有助于选择最佳的岩心保存方法。一般根据岩心的组成、胶结程度以及岩石结构特征来选择岩心的保存方法，因此，没有一种适用于所有岩石类型的通用方法。根据岩心分析的要求、运输方式、路途的长短等来确定分析用岩心的保存方法。下面的几种方法是实验室用来保存岩心的常用方法：

- a) 机械固定法；
- b) 环境控制保存法：冷却、调整湿度或冷冻方法；
- c) 受热密封的塑料薄膜包装法；
- d) 塑料袋包装法；
- e) 浸液涂层法；
- f) 一次性内筒或衬筒密封法；
- g) 厌氧容器法。

2.5.2.1 机械固定法

所有的岩心在准备运送到实验室之前都必须进行机械固定处理，特别是对于疏松岩心更应该如此（见 2.4.4 与 2.4.5）。用塑料、玻璃纤维或铝制的衬筒或一次性内筒钻取的岩心，可以用树脂、石蜡或者泡沫来充填岩心与套筒之间的环型空间。然而，由于树脂的粘度低，容易流入细小的裂缝中，因此只能使树脂充满环型空间，而不能加过高的压力使树脂进入岩心。

胶结岩心的固定处理很简单，只需用合适的材料把岩心包裹起来就可以了。但应该把所有的岩心都当作是易碎的，谨慎处理（见 2.3.2）。在对疏松岩心和裂缝岩心进行机械固定处理之前，要避免使其受到震动。

2.5.2.2 环境控制保存法

通过冷却或保湿来控制岩心所处的环境条件有助于岩心的保存（见第 3 章的岩心制备）。岩心冷却主要使流体蒸发量降到最小，并且为岩心提供机械固定。该方法可有效地抑制岩心变干，其效果取决于取心液的类型、储层岩石和流体的性质。对于冷却处理的岩心，为了把岩心运到实验室，仍然需要进行机械固定处理（见 2.5.2.1）。

冷冻保存的岩心应该用干冰、液态氮或者电控冷冻冰柜冷冻。冷冻会导致流体在岩心内部扩散和运移，也可能使岩心断裂。冷冻通过升华作用导致流体大量蒸发，可将冷冻后的疏松岩心用 6.35 mm (1/4in) 厚的冻盐水密封起来减少升华作用。如果在冷冻期间发生了脱水，则可能破坏岩心的结构。

冷冻是保存疏松岩心最常用的方法（见 2.4.4 和 2.4.5）。冷冻对岩心岩石物性的影响仍然未知，如何冷冻含有隙间水的胶结岩心也是个亟待解决的问题。冰晶体的膨胀会对岩心结构造成不可逆破坏。冷冻对用清水洗过的岩心性质的影响大于用盐水钻井液冲洗过的岩心的影响，这些影响将随着含水饱和度的降低而进一步降低。如果在岩心分析之前必须把岩心的温度恢复到室温，那么要防止空气中的湿气凝结在岩心的表面。岩心解冻会引起岩心骨架内的某些流体的重新分布。

可以用特殊设计的保温箱，用控制湿度和温度的方法来保存岩心的流体饱和度及储层（矿物）特性。这种方法已经得到了广泛的应用，当岩石中含有对湿度敏感的粘土矿物或粘土矿物中有束缚水时，其效果是非常好的（见 2.4.9）。

2.5.2.3 热密封塑料薄膜包装法

有几种受热密封的塑料薄膜可以用来密封岩心。铝箔或聚乙烯可用来增加薄膜的强度。塑料薄膜

可阻挡水汽和气体，抵抗化学反应和流体降解。该方法操作起来简便快捷，保存过程中应该小心谨慎，防止把薄膜撕破或穿孔，密封之前应使薄膜保持平整光滑。用塑料薄膜包装前，要先用耐用材料把岩心棱角处包裹好。包好的岩心应该标上井号和深度。

能否成功的应用这种方法，热密封是关键的一步。为了能够有效的密封，热密封材料温度要和薄膜制造厂家规定的温度一致，否则将影响密封效果。可以使用某些管状的薄膜，只密封两端。岩心包裹的两端空间应该尽量小，如果岩心包开启不止一次，就应该予留出多余的薄膜。当轻烃损失不影响分析结果时，可以用抽空的办法。为了降低氧化程度，可以用惰性气体如氮气来密封岩心。当岩心包裹抽空时，包裹会变得扁平，只要密封得好，就不会有问题。如果有必要，可用一个标准气体注射器把排出的气体直接取样，然后再把包裹重新密封好。岩心包裹必须标上号码，并进行机械固定处理以便运输（见 2.5.2.1）。任何时候岩心包裹都不能承受过高的温度。

2.5.2.4 塑料袋包装法

塑料袋只用于短期的岩心保存。岩心与塑料袋之间的空间应该小一点，如果塑料袋太大，可以折叠起来使用。塑料袋上应清晰地作好标签并进行合适的机械固定处理。

2.5.2.5 浸液涂层法

当岩心在几小时内或者几天之内不做分析，且需要经过长途运输时，可以用浸液涂层的方法来保存岩心。浸液涂层也可以用塑料薄膜来增加岩心的强度。

注意：不要把岩心直接浸入到熔化的蜡或者其他材料中。

在浸入熔化的材料中之前，应该用塑料薄膜和铝箔包裹好岩心。所有的岩心块都应该标上井号、深度等信息。用塑料薄膜包裹岩心的目的是阻止岩心以及孔隙流体与铝箔等外包装的接触，因为这种接触会引起铝箔的氧化、水汽的损失以及防氧化性能降低等。使用浸液涂层法时应该注意下面几点：

- a) 在保存岩心之前，准备一个加热用的容器，注意所有的安全事项，如果浸蘸时间过长，会使涂层无效。
- b) 用塑料薄膜把岩心紧紧地包裹起来，把两端也都折叠好。包上几层塑料薄膜，这样可以防止薄膜穿孔。
- c) 用几层铝箔包裹岩心，把两端折叠好，避免铝箔穿孔。
- d) 在岩心上绕上一根金属丝，作为手柄。
- e) 把用铝箔包裹好的岩心放到熔化的制作涂层的材料中。涂层材料应该把岩心包裹起来，建议涂层厚度为 3.18mm~6.35mm (1/8in~1/4in)。通过多次浸液来完成涂层制作，在进行下一次浸液之前，上次浸液的涂层材料要变硬才行。建议借助于金属丝手柄将岩心悬挂在空气中可以使涂层变硬。
- f) 把金属丝手柄沿边切断，将金属丝的端点处浸液，以截断蒸发或氧化的途径。

制作涂层的材料必须具备下列特性：

- a) 必须能在较长的时间内保持稳定。
- b) 成型后，不能与油、水反应，不能含有酸、油、溶剂以及其他在成形后容易析出的物质。
- c) 成型后，油、气、水的渗透性必须很低。
- d) 具有低熔点，熔点最好低于 93.3°C (200 °F)。当熔解时粘度很低，如果浸蘸的时间很短，熔点稍高也可以使用。
- e) 远离热源并且暴露在常温条件下时，应该在 5s~15s 内变干而且不粘。
- f) 当成型后，应该坚硬但有韧性，稍有弹性，拉伸强度较高，在低于 82.2°C (180 °F) 时，不会熔解。

像目前所有的岩心保存方法一样，浸液涂层法是否长期有效还不确定。

2.5.2.6 一次性内筒、衬筒以及钢管密封法

塑料、铝和玻璃纤维制成的一次性内筒或者衬筒是保存岩心的便捷工具。把取心内筒或衬筒的两

端密封起来可以将岩心保存起来，但是该方法不作为长期保存的方法，只是作为快速处理，而且不需要特殊的设备。在运输之前应该把衬筒的孔堵上，然后将岩心迅速运到实验室进行取样和分析。如果需要的话，还可以加上一个保存岩心的密封容器（见 2.5.2.2）。当使用的是常规取心筒时，可以用带有合适接头、密封帽、O型密封圈的钢管、铝管、塑料管等来保存岩心。为了有效地密封岩心，管子及两端的零件不能与岩心、流体发生反应。按照 2.5.2.1 所阐述的方法，运输中，岩心必须保持固定，以最大程度的减少运输中的岩心损坏。

2.5.2.7 厌氧容器法

进行岩心处理时，把岩心浸没在厌氧容器内的液体中可以防止岩心氧化、蒸发以及风干。厌氧容器是一个有密封盖的长条形容器，容器内装有除去了游离氧的液体。浸泡液体必须与岩心及取心液体配伍，并且能够保持岩心目前的润湿性（见 2.6）。通常，下列液体作为浸泡液体：

- a) 脱氧的地层盐水或添加了杀菌剂的人工配制的地层盐水；
- b) 原油；
- c) 除去了极性物质的精细矿物油。

同样，当采用厌氧容器来保存储层岩样时，要遵循有关的安全规定。

2.6 岩心处理过程中有关保持润湿性的建议

2.6.1 概述

在取心期间、井场岩心处理期间或进行实验室分析之前的岩心储存过程中，岩心都有可能发生润湿性改变。这里仅讨论井场岩心处理期间的岩心润湿性。只有在取心或岩心分析过程的每一个步骤都非常严谨的情况下，利用所介绍的方法才能成功地保持岩心润湿性。

实验室岩心分析结果是否有效取决于如何保持和恢复润湿状态，但是很难找到一个初始参考点来定义原始润湿性。这里所介绍的方法试图提供一个测定润湿性的方法，岩心从地层中取出后就立即分析，这样就可以建立一个判断润湿性的参照点。除非有必要，否则不要把岩心暴露在空气中时间过长。

润湿性的检测应该在井场进行。在岩心表面做水滴和油滴的吸附实验，将观察到的现象记录下来。在多数情况下，这就是现场的润湿性检测内容。当然也可以进行更复杂的检测，但是需要一些特殊的设施，即：

- a) 需要从刚取上来的全直径岩心上钻切柱塞岩样的设施。钻切柱塞岩样时任何耽搁都会使岩心表面的活性钻井液在毛管力和扩散作用下，进入先前没有被侵入的部分。应该用人工配制盐水或精制实验室油作为切割岩心的液体。
- b) 如果需要，可以用岩心夹持器和驱替装置驱替岩样。如果用稳定的对岩心无伤害的油相来驱替不稳定油相（由于温度和压力的变化，不稳定油相中的沥青或石蜡组分容易沉积出来），或许可以避免不稳定油相沉积所造成的伤害。
- c) 由于吸入速度和程度是衡量多孔介质润湿性的重要指标，所以在现场配备吸入实验设施也是必需的。

不同储层对保持润湿性的要求不同，有时需要用实验来确定。在 2.5.2 中阐述了适用于控制流体损失的岩心保存方法。

2.7 注意事项

2.7.1 概述

岩心分析的基本目的是获得能代表储层岩石性质的资料。取心、岩心处理以及保存都应该尽量减少孔隙中流体损失、避免外来流体的污染。在岩心保存之前，不要用水或油来清洗岩心。要想得到有意义的岩心分析数据，就必须采取合适的取心和岩心处理程序。在进行岩心分析之前的取心、岩心处理、保存、选样过程及岩心分析过程中，岩心都有可能发生改变。为了准确确定岩心中的流体含量，必须设计一套岩心处理和保存程序。制定恰当的岩心处理和保存程序不仅对当前有用，而且对将来的

岩心分析也十分有用。进行岩样处理和保存时，有以下注意事项：

- a) 所有的岩心从岩心筒取出后应立即保存起来。即便在保存之后，岩心也不能暴露在极端的条件下。目前使用的岩心保存材料是否能做到长期有效还是个未知数。如果岩心准备长期储存，则应该检验岩心保存材料的有效性。
- b) 在岩心保存过程中，尽量缩小岩心和容器间的空隙，这样可以防止流体蒸发损失，减少容器内表面的冷凝损失，也有助于防止疏松岩样在运输过程中破裂。
- c) 为了减少流体损失，不要用布、纸或内有毛细管的物品来接触岩心。
- d) 制作涂层时，不要把岩心直接浸蘸到任何流体里。
- e) 严格遵循疏松岩心保存的有关规定（见 2.2.4 和 2.5）。
- f) 不要把疏松岩石或者其他类型的岩石保存在同一个容器里，因为岩性差别太大，这样做可以降低疏松岩心的受损几率。
- g) 如果岩心处理时的操作环境恶劣，或者用水洗过岩心，都应该有记录。应该提供一切与岩心相关的数据（见表 6 与表 7）。
- h) 每个保存岩心的容器都要贴上标签。如果需要保密，则数据用编码代替，记录在清单上。
- i) 建议在取心过程中，应由熟悉现场取心和岩心保存工作的专业人员负责井场岩心处理和保存。如果做不到这一点，应该把要求写清楚，交给取心公司的代表，代表应为取心工作负责。在岩心到达实验室准备分析之前，应该处于保存状态。
- j) 在操作取心设备和处理岩心材料的过程中，必须遵守一切安全法规。井场的工作人员必须穿工作服、戴手套、戴防护眼镜等以免接触有害物质。安全帽、工鞋以及护耳设备都应该具备。在有毒气体如硫化氢的地方，工作人员需携带呼吸保护装置。操作取心设备和取心材料的所有现场人员应该通过安全培训。

2.8 参考书目

参见附录 NA. 1。

3 岩心筛选及制备

3.1 概述

该建议涉及有害物质和设备的使用与操作，但没有提到与使用有关的安全问题。建立安全、健康的使用方法是使用者的责任，必须遵守有害物质和设备的使用与处理的相关规定。

3.2 岩心描述

3.2.1 原理

岩心检测以及描述的目的是判断岩性、沉积环境、结构以及全部或岩心切片的成岩特征。定性定量的岩心描述为常规岩心分析的选样、相分析以及辅助储层研究提供基础资料，如储层质量和进一步的岩心分析等。岩心描述提供永久性的可以利用的岩心记录。

3.2.2 仪器及用品

建议使用下列设备来进行岩心描述：

- a) 用于系统数据采集的记录表。
- b) 显微镜或放大镜。
- c) 测定长度的标尺。
- d) 粒度表。
- e) 一些合适的化学制剂：
 - 1) 淡水或盐水，用来提高地质结构的能见度；
 - 2) 稀释的盐酸，用来鉴定碳酸盐矿物；
 - 3) 茜红素，用来区分方解石和白云石；

- 4) 烃类溶剂, 用于在紫外线下检测油的荧光性。
- f) 取心测井、钻井报告、泥浆测井、井场丢失岩心的资料。
- g) 岩心伽马测量。
- h) 荧光灯。

3.2.3 注意事项

下面几点应该注意:

- a) 如果所描述岩心已经确定做特殊分析, 那么在特殊分析完成之前, 要避免样品接触空气和化学品。
- b) 选择适当的测井曲线, 测井记录的目的是准确描述岩心。在描述岩心时, 以系统方式来收集和记录数据是很重要的。

3.2.4 规程

应该按照下面的规程:

- a) 把待分析岩心置于观察台上。
- b) 对照取心报告, 检查岩心数量, 确保在运输过程中没有丢失岩心。标注出在井场处理及运输过程中造成的岩心损坏和改变。
- c) 对照累计取心深度, 检查岩心盒的标号和顺序。
- d) 从岩心的顶部开始, 检查岩心的连续性和方向性, 如果岩心是按照 2.2.3 中规定的顺序做的标记, 则当红标记在右边时, 岩心的顶部是朝上的。
- e) 检查岩心盒中岩心段的顺序, 逐盒逐块查找有破裂或者划痕的岩心。
- f) 在每一岩心盒中测量并做进尺标记, 进尺标记要精确到 1cm (1/2in)。
- g) 如果有井下伽马射线测井曲线, 应该把它与岩心伽马射线测量 (见 3.3) 做一比较, 来证实岩心段的深度与测井深度是一致的。
- h) 在开始描述之前, 划分整个取心层序。找出比较显著的岩心特征, 例如单元、接触面、标志层 (例如膨润土、煤)。
- i) 利用标准术语, 记录如下的主要特征:
 - 1) 岩心的岩性 (页岩、砂岩、石灰岩等);
 - 2) 颜色;
 - 3) 层理 (厚度、地层接触面以及风化情况);
 - 4) 显著的沉积特征;
 - 5) 结构 (粒度、棱角度/圆度和分选情况);
 - 6) 组成 (颗粒、胶结物、化石);
 - 7) 孔隙类型;
 - 8) 成岩以及构造特征;
 - 9) 注意油斑和有关的荧光级别。
- j) 描述精确到厘米级, 某些细小的特征可能很重要, 应该记录下来。
- k) 对非储层岩石也应进行描述, 例如泥岩。岩性上的细微变化有助于确定岩心与测井曲线之间的关系, 也有助于层位的划分。
- l) 如果是定向取心, 记录诸如宽度、范围、密度、方位等有关裂缝的信息, 同时也要记录是否有胶结物和泥浆存在。如果可能, 应区分是天然裂缝还是取心造成的裂缝。

3.3 岩心伽马测量与岩心光谱伽马测量

3.3.1 原理

伽马射线发生器 (铀、钍和钾-40 放射生成的子核) 发出可以测定的伽马射线, 射线可以随深度记录下来。如果在地面上记录的射线与地下记录的结果进行对比, 可以将岩心深度校准为裸眼测井

深度，来确定丢失岩心的层位。

3.3.2 设备

设备由一个运送岩心的传送带、减少伽马射线放射性背景值的铅制屏蔽器和伽马射线检测器组成。一个典型的伽马射线检测系统由一个屏蔽晶体闪烁器和一个光电倍增器组成。闪烁晶体通常由掺杂有铊的碘化钠 [NaI (Tl)] 构成。其他的闪烁晶体有碘化铯 (CsI)、锗酸铋 (BiGeO) 等。

对检测器发出的信号进行处理，按照能量大小将伽马射线分类和记数。标准的伽马射线单位应该提供以 APIU 为单位的总伽马数。当采用光谱伽马单位时，伽马数被转换成为钾、铀、钍的含量，以标准伽马射线测井的单位为计量单位。信号显示在计算机屏幕上或者以井下测井曲线的格式绘制，直接与井下测井曲线进行对比。

3.3.3 规程

应该按照下面的规程：

- 把记录器的读数设置为井下伽马测井的格式。
- 进行从井底到地面的岩心伽马射线测量，这样与使用的井下测井的顺序相一致。
- 岩心伽马射线测量应该连续、平滑进行，与取心的间断处相一致。
- 在靠近岩心的低部，重复记录，以建立测定的重复性。

3.3.4 优点

岩心伽马射线测量应用广泛，是建立取心深度与测井深度关系的有效方法。光谱伽马射线测量能够区分铀、钍和钾的含量，可以用来确定和区分页岩，特别是用于确定含有大量钾长石与云母的砂岩。

3.3.5 应用限制

当伽马射线很弱时，不能使用该方法，该方法还易受背景干扰。利用光谱伽马射线响应分析岩样的测量速度应该低于用总伽马射线响应的测量速度。

3.3.6 校准

在测试岩心之前，应该对设备进行校准，该校准对岩心尺寸和伽马射线的能量范围很敏感。校准是通过测定伽马射线对装有纯待测样品的响应进行的。总伽马射线仪需要一个装有钾 (K - 40)、铀 (U - 238) 以及钍 (T - 232) 的校准管，其中已知钾、铀以及钍的放射性。光谱伽马仪的校准需要同样放射元素，但是不同元素需要单独装在不同的校准管内。应该测量一根空校准管，以确保背景的伽马射线对射线仪的干扰程度最小。转换器的速度应该足够低，以便提供一个可以接受的背景噪声信号比，3 倍记数率的平方根与背景记数率的比值大于 1 是可以接受的：

$$\frac{3\sqrt{\text{记数率}}}{\text{背景记数率}} > 1$$

3.3.7 精度

测量精度随着记数率平方根的变化而变化。

3.4 岩心成像

岩心成像是最基本的岩心资料。如果无法观看到岩心时，岩心成像可以提供岩心信息。岩心成像包括采用照相技术拍摄的岩心表面照片和岩心内部结构的图像如 X 射线照片，计算机 X 射线层析成像图片，磁共振图像，声波图像等。图像应该包括取心深度以及说明记录强度范围的图例。

除了给出照片外，现代成像技术提供的大量信息，可以用来做常规岩心分析的基本数据，例如选样、岩相分析、油藏质量研究、辅助岩心分析及井下测井解释等。

3.4.1 照相方法

3.4.1.1 原理

通常在自然光 (5500K) 和紫外线光 (254nm~365nm) 下，用一个标准光标尺给岩心照相。自然光照片可以显示岩性、沉积结构及其他岩心描述特征。紫外线光照片可以重点显示含油区，含油的

颜色依次为：稠油为橙棕色，高密度的油为浅黄色，凝析油可以从浅白色到蓝白色，不含油的区域为紫色。某些矿物如白垩系的石灰岩的颜色也是紫色的。

3.4.1.2 优点

岩心照片提供的可视岩心资料，可以用来把碎的岩心重新拼凑起来，减少了处理岩心的数量。如果在选样后照相，岩心照片还可以用来确定岩样的位置。

3.4.1.3 应用限制

岩心照片的颜色不一定是岩心的真实颜色。重点显示的含油区可能需要把岩心浸湿后再照相。如果需要调整的话，需要标明颜色和大小的比例尺。

3.4.2 X射线技术

3.4.2.1 原理

X射线技术是用来观察岩心内部结构的一种无损害的方法。X射线直接照射在岩心上，记录其衰减过程。采用以下方法可以提高图片清晰度，包括荧光技术、X射线图片、计算机X射线层析成像图片(CT扫描)。

这些方法的应用取决于它们对岩心内部密度变化的敏感程度。没有孔隙的致密区域和有孔隙的低密度的区域会有很大差别。要高清晰地显示出岩心内部的密度差异，就需要对岩心进行多方位测量，或者进行空间上的对比。

3.4.2.2 荧光检测技术

该技术是移动岩心通过X射线光源，衰减后的光束通过荧光屏，将信号放大，由摄像机记录下来。其图像可以在监视器上看到，也可以录在磁带上，并转换成数字格式以便以后处理和观看。输出图像沿着岩心长度是连续的。

由于岩心是移动的，图像的分辨率可能较低。但是可以确定密度变化、地质结构以及在塑料或玻璃纤维套筒中丢失岩心的位置，也可确定裂缝或严重受损区域。

3.4.2.3 X射线放射照相法

把岩心放在X射线光源与X射线感光胶片之间，这样由岩心引起的X射线的衰减就会出现在胶片上，洗印出来的胶片就可以在透光桌上看出来，或者打印出黑白的图片来。

同一块岩心可以获得多幅图片，将图片并列排放。首先得到岩心的初始X射线照片，然后把岩心旋转90°来获得第二幅图片。在把岩心剖切之前，必须确定岩心的方向，因为它可确定层理的方向。

在制作X射线照相过程中，岩样是静止的，所以比荧光法的图像分辨率要高。X射线技术能够检测和评估岩心内部的地质结构，例如层理面、裂缝和结核、岩性变化以及体积密度。

3.4.2.4 计算机层析X射线成像法(CT)

CT技术采用一束高准直的X射线光束来扫描岩心，用装在另一端的检测器来测量岩心发射光束的强度。X射线发射器和检测器绕着岩样旋转或移动。这样就测得一系列的X射线衰减图像，给出岩心内部X射线衰减系数的空间分布。

图像的分辨率取决于X射线束的厚度、扫描器中检测器的数量以及用来构建图像像素的大小。X射线束的厚度在2mm~10mm之间。CT能够检测和评估岩心的内部地质结构、层理面、裂缝和结核、岩性变化、体积密度等。把沿岩心轴线连续扫描的图像组合起来使用，可以获得平面图像以及三维图像。

3.4.2.5 优点

X射线技术可以提供优质客观的岩心资料。X射线图像具有与3.4.1.2中所叙述的岩心照片相似的无需外露岩心表面的优点。

3.4.2.6 应用限制

图像的分辨率不如拍照的照片。根据能量的不同，X射线的衰减与岩石所含矿物有关。X射线的

某些应用仍然处于发展阶段。进一步研究 X 射线衰减与岩石之间的关系，或许能把该方法扩展到岩心分析的其他领域。

3.4.3 核磁共振 (NMR) 法

3.4.3.1 原理

利用核磁共振 (NMR) 成像技术来提供岩心内部流体的重建图像。当适当的射频激发能作用于原子核时，原子核中低能级部分裂变为高能级，NMR 测量就是基于这种原理，当激发能解除时，可以检测和计量出原子核从高能级恢复到低能级的速度。激发能是由原子核与磁场共振产生，核响应由调谐接受线圈测定。可以利用激发和检测过程中的磁场梯度来确定激发能原子核的位置。

岩心分析中用到的主要原子核是¹H。其他可以用做核磁共振的原子核有²H, ³¹P, ²³Na, ¹³C，当然并不局限于这些。

3.4.3.2 优点

磁共振图像是用无接触方法获得的，提供显示样品中流体位置的图像。3.4.2.5 中介绍的 X 射线方法是将样品放在非金属夹持器中。

3.4.3.3 应用限制

该项技术不是用来描述岩心的，而是描述岩心中的流体。为了获得较强的信号，需要一个高密度的共振原子核。因此，低孔隙度的岩心将产生弱信号。顺磁性矿物和铁磁性矿物能够抑制或削弱信号，使图像变形。

3.5 取样与岩心制备 (基本的岩心分析)

3.5.1 原理

岩心分析的取样过程是由所需要的资料类型决定的。取样一般考虑以下因素：

- a) 岩性分布情况。
- b) 孔隙度和渗透率在岩层内的变化情况。
- c) 烃类分布情况。

3.5.1.1 柱塞样品

柱塞样品应该沿着与岩心轴线或层理面的垂面相平行或者垂直的方向，从全直径岩心上定向钻取。这些柱塞样品将提供有关岩石骨架性质的资料。见 3.5.2.4 柱塞样品的钻取。

3.5.1.2 全直径样品

在非均质程度严重的区域，应该取全直径样品。以下情况都有可能发生，但是并不局限于此：

- a) 溶孔性碳酸盐——孔洞可能会使样品的孔隙度测定发生偏差。所取的全直径样品应该能够体现储层的孔洞和岩石相对比例。
- b) 裂缝性储层——由于岩石的易碎性质，裂缝地区的取样可能比较困难。但是天然裂缝对于储层的渗透率有重要的影响，在可能的情况下应该尽量取样。
- c) 砾岩——如果砾岩内的砾石相对于岩样来说，尺寸较大，就会影响岩性的测定。为了得到有代表性的砾岩样品，样品的尺寸必须足够大，尽可能的包括所有的砾石。

3.5.2 样品钻切、修整和包封

3.5.2.1 原理

应该对岩心进行钻切和修整，使岩样的形状规则，通常用的岩样都是直圆柱状。非胶结的疏松岩样、碎裂岩样或者易碎岩样在分析前必须固结。不管岩化程度如何，岩心的处理应该保持在最小的程度。

3.5.2.2 仪器及用品

在岩心的钻取和修整中，通常用到下列仪器和用品：

- a) 带有金刚石刀刃的大型切片锯。
- b) 带有金刚石刀刃的修整锯。

- c) 带有金刚石钻头的钻床，能够钻圆柱状样品。
- d) 修整柱塞样品端面的砂轮或者锯子。
- e) 输送各种冷却剂（盐水、油、空气、水、液氮等）的流体泵。
- f) 擦不掉的书写用品，比如印度墨水。
- g) 用于固结柔软、疏松或者易碎岩石的铅套、铝制或热收缩塑料套筒。

在进行钻取、修整以及固结之前，必须收集下列信息：

- a) 所需样品总数。
- b) 所需尺寸以及方向。
- c) 样品的确切取心深度，深度是如何标明的。
- d) 钻切样品所用的冷却液（含有粘土以及页岩夹层的岩心对淡水很敏感，如果使用不合适的钻井液，就会损坏岩心）。
- e) 岩心图像。
- f) 如果需要，备好合适的保存钻切好的柱塞样品和岩心的材料。

3.5.2.3 注意事项

在钻切、修整以及固结样品的过程中，必须注意下列事项：

- a) 钻床、锯的操作者应该穿戴保护性物品，如耳塞、眼镜、手套以及其他必备的安全物品。
- b) 润滑或冷却剂的流量要足以冷却钻头与锯片，移动切割工具时，不要触碰岩样。

3.5.2.4 规程

在制备各种岩样时，应该按照下列步骤：

- a) 柱塞样品：
 - 1) 用大小合适的钻头，在预定的位置钻取。应该小心操作，才能使钻出的柱塞样品很直。如果在钻的过程中加的压力太大，钻头会弯曲导致柱塞样品变形；
 - 2) 把柱塞样品切成所需长度，确保岩心端面平行。在修整过的柱塞样品端部贴上标签；
 - 3) 根据要求为岩样贴标签、保存或储存。
- b) 全直径样品：
 - 1) 选择切割的样品要比需要的稍长一些，这样可以进行打磨；
 - 2) 岩样的端面要修整好，圆柱端面要尽量保持平行；
 - 3) 给岩心做上明显的标记，保存起来。
- c) 疏松样品——有两种不同的方法来制备疏松样品。制备过程主要取决于岩心是否用冷冻、树脂灌注进行了固定处理或两者都未做。做了固定处理的岩心一般还是用钻取的办法，而对于没有做固定处理的岩心要进行全面进刀法切割。
 - 1) 做过固定处理的岩心——使用冷冻柱状岩心的方法，可将疏松岩心冷冻。对冷冻方法做适当的调整可以防止岩心解冻：
 - ①用干冰对岩心进行预冷却，用液态氮做冷却剂钻取岩心；
 - ②用合适的钻头，在指定位置钻取柱塞样品，小心操作以钻取垂直形状柱塞样品。在钻取过程中如果施加过大的压力，钻头将会弯曲，钻出的柱塞样品会变形。确保在钻取过程中的液氮流量足以保持岩心处于冷冻状态，并且能把钻屑带走；
 - ③修整柱塞样品时采用液氮冷却锯片，把柱塞样品切到合适的长度，确保岩样端面是平行的。在修整后的柱塞样品端面上做上标记并保存好；
 - ④把柱塞样品装入事先称量的套筒中，在端面上装上事先称量的筛网；
 - ⑤必须把样品做好标记并保存好。
 - 用树脂固定的岩心，可以用上面所叙述的⑤之前的过程来进行，也可以用柱塞样品的处理过程来进行。

- 2) 未进行固定处理的岩心——可以用全面进刀技术来切割未经冷冻的岩心。应该缓慢进刀，轻轻地将切下来的岩心柱从刀具上取下，装入事先称量的岩心套筒里，然后再把岩心端面进行修整。

3.6 岩心清洗

3.6.1 概述

在实验室进行孔隙度、渗透率等测定之前，应该把岩样中原来存在的流体全部清除掉。一般是通过冲洗、驱替或者与各种溶剂接触来除去烃类、水和盐。

3.6.2 仪器和用品

清洗用的仪器与方法在第4章中的规程中加以描述。

表8中列出了清洗烃类的溶剂，这些溶剂常用于常规岩心分析的岩心清洗。其中某些溶剂有特殊用途，例如氯仿清洗北美原油十分有效，甲苯清洗高含沥青原油的效率很高。在没有搞清楚原油性质之前，应该用各种溶剂对岩样清洗进行试验，看看哪种溶剂的清洗效率最高。

表8 溶剂选择及应用

溶剂	沸点, °C	溶解的物质
丙酮	56.5	油、水、盐
氯仿/甲醇(65/35)	53.5	油、水、盐
环己烷	81.4	油
氯化乙烯	83.5	油、少量水
己烷	49.7~68.7	油
甲醇	64.7	水、盐
二氯甲烷	40.1	油、少量水
石脑油	160.0	油
四氯乙烯	121.0	油
氧杂环戊烷	65.0	油、水、盐
甲苯	110.6	油
三氯乙烯	87.0	油、少量水
二甲苯	138.0~144.4	油

由于残余盐晶体对孔隙度、渗透率的测定有较大影响，因此对于地层水矿化度较高的岩样，需要进行除盐处理。可以用甲醇或者其他可溶解盐的溶剂来除掉盐。

用于清洗岩样的各种溶剂可以用物理和化学方法回收。

3.6.3 注意事项

在岩样清洗过程中，应该注意下列事项：

- a) 在使用溶剂之前，要建立安全和健康的操作方法，必须遵循所有的有关规定。
- b) 所选择的溶剂不应该损害、改变或者破坏岩样的结构。
- c) 在使用的过程中，氯仿会水解，并形成盐酸。
- d) 在岩心清洗过程中，并不是所有的溶剂与设备都是配伍的，在选择设备和溶剂时，应该考虑溶剂与设备的反应问题。
- e) 在使用可燃溶剂时，要使用密闭的电加热器。安全注意事项：例如实验室的适当通风、灭火

器放置在方便的位置以及安全喷水器都应该放在明显的地方。

- f) 清洗岩样应该在通风橱中进行，而且必须装有排风设备。
- g) 温度对岩样的清洗效果必须考虑，见 3.7 关于岩心干燥部分。

3.6.4 规程

3.6.4.1 直接加压溶剂冲洗

通过在室温下加压将一种或几种溶剂注入岩样来清洗岩样中的烃和盐，施加的压力大小取决于岩样的渗透率，压力在 $68.95\text{kPa} \sim 6894.76\text{kPa}$ ($10\text{psi} \sim 1000\text{psi}$) 之间。岩样装在承受上覆压力作用的套筒内或者装在可以使溶剂从岩样介质中流过的岩心夹持器中。把岩样洗干净所需的溶剂量取决于岩样中烃类以及所用的溶剂。当岩样中流出的溶剂清洁了，就可以认为岩样已经洗净了。在某些情况下，需要注入多种溶剂来清洗稠油，或者沥青含量高的原油。

3.6.4.2 用离心机冲洗

可以利用带有特殊设计转头的离心机向岩样喷射清洁热溶剂（从蒸馏容器），离心力使溶剂流过岩样，驱替并洗去油、水。转速从每分钟几百转到每分钟几千转，取决于岩心的渗透率及胶结程度。大多数溶剂都可以作为清洗剂。Conley 和 Burrows^[1]的著作中有关于设备的使用和操作步骤的说明。

3.6.4.3 气驱溶剂抽提法

该方法对岩心内部进行重复溶解气驱，直到完全除掉岩心中的烃为止。留在岩心中的溶剂和水用烘箱干燥的方法除掉。

当含油岩心被取到地面后，由于降压，油中的溶解气从油中释放出来，将部分油和水从岩心中驱替出来，在大气压力作用下将导致气体填充到部分孔隙中。在一定的压力下，使含有溶解气的溶剂包围岩心，岩心中的孔隙将被溶剂完全充满。在这种情况下，溶剂与岩心中的油混合，如果再次降压至大气压力，将除掉部分残余油。

二氧化碳由于低燃点和不易爆炸，以及在大多数溶剂中的高溶解度，因此是最好的驱替气体。气驱溶剂抽提法可用的溶剂有石脑油、甲苯及某些溶剂的混合物。对于某些原油，如果用水浴、蒸汽浴或者电加热器把岩心室加热，可能会缩短清洗时间。该方法在常规岩心清洗方面已经得到了成功应用，例如在岩心内部压力为 1378.95kPa (200psi)、外部压力为 6894.76kPa (1000psi) 的情况下，用二氧化碳和甲苯溶剂循环大约 30min 可以将岩心内部的烃类完全除掉。Stewart^[2]对仪器设备以及使用过程进行了介绍。

3.6.4.4 蒸馏抽提法

可以用索氏抽提器及合适的溶剂来溶解和抽提油和盐水。抽提应该通过管汇来进行，每个抽提器充满油水，由于虹吸作用，每个抽提器中的油水进入一个共同的蒸馏器中，来自蒸馏器的新鲜溶剂继续蒸发、冷凝，然后再汇集到各个抽提器中去。

根据抽提器虹吸出来的溶剂的颜色，可以判定岩心是否清洗干净。抽提应该连续进行直到抽提物完全清洁为止。对于一种给定的溶剂，判断油已经完全除去的标准是在荧光下抽提液没有荧光显示。应该注意到，把岩心中的油彻底洗净，可能需要一种以上的溶剂，事实上一种溶剂与岩心接触后，溶剂已经干净并不能表明岩心中的油已经彻底洗净了。在 4.3 中叙述了设备和洗油的详细过程。

3.6.4.5 液化气抽提法

液化气抽提法利用一个加压的索氏抽提器和凝缩的低沸点极性溶剂。液化气抽提过程就是用加压溶剂来清洗岩心的蒸馏抽提过程，通过低温蒸馏使溶剂重复循环使用。由于抽提是在室温或低于室温的情况下进行，因此该法适用于热敏感岩心，如含石膏岩心。

3.6.5 优点

清洗岩心的过程中，把岩心中原来含有的流体都清除掉，有利于下一步的测定。

3.6.6 应用限制

为了得到最优测试结果，不同的清洗方法可能需要不同的测试条件；其中某些方法可能更适用于

清洗特殊的岩石类型或有特殊清洗要求的岩心。

3.7 烘干

表 9 中列出了常规岩心的烘干方法。

表 9 岩样烘干方法

岩石类型	方 法	温度, ℃
砂岩 (粘土含量低)	常规烘箱	116
	真空烘箱	90
砂岩 (粘土含量高)	可控干湿度烘箱, 相对湿度 40%	63
碳酸盐岩	常规烘箱	116
	真空烘箱	90
含石膏岩石	可控干湿度烘箱, 相对湿度 40%	60
页岩或者其他高含粘土岩石	可控干湿度烘箱, 相对湿度 40%	60
	常规真空烘箱	

每块岩样应该烘干至恒重为止, 烘干的时间会变化很大, 但是一般超过 4h。

3.7.1 注意事项:

在对常规分析的样品进行干燥时, 应该注意下列问题:

- a) 在制备样品的过程中, 含有粘土的样品不能脱水。因此, 在干燥这些样品时必须小心操作。在某些情况下, 为了保证不脱水, 烘干温度应该比表 9 列出的温度低。
- b) 在制备含石膏样品时, 注意不能脱水也不能改变晶体的结构。
- c) 在使用蒸馏抽提方法时, 要避免清洁用的溶剂腐蚀样品。
- d) 在使用萃取方法时, 不能人为地损坏岩心。
- e) 常用的样品清洁标准是清洁萃取标准, 但是很多溶剂并不能清洗掉所有的原油, 清洁萃取标准所反应的是油在溶剂中的溶解性, 而不是彻底的洗净。
- f) 含沥青的岩样可能需要使用一种以上的溶剂循环清洗。
- g) 把多种溶剂混合使用, 会达到更有效的岩心清洗效果。
- h) 在把充满溶剂的样品放到密闭的烘箱进行干燥之前, 先放到通风橱中。

3.8 样品保存

实验室内的样品的保存取决于两次分析间隔时间的长短以及分析的类型。保存的方法应该确保岩心的整体结构不变, 尽量避免不必要的干燥、蒸发以及氧化。

可以用 2.5 所叙述的方法, 在实验室里保存样品。实验室里样品的冷冻应该按照 2.4.4、2.4.5 以及 2.5.2.2 所介绍的方法。

4 流体饱和度的测定

4.1 概述

这部分阐述了所建立的岩心分析专用技术, 应用于不同的物性、尺寸以及用不同的取心方法获得的岩心样品。表 10 列出了确定岩心流体饱和度的基本方法。

4.2~4.5 阐述了表 10 中列出的全直径岩心、柱塞岩心和井壁取心的七种基本分析方法。把柱塞岩心定义为从全直径取心装置取出的岩心上钻取、制备的岩样。把井壁岩心定义为在用钻头或某些类型的全井眼取心装置钻完的井壁上获取的岩心。

表 10 岩石类型以及推荐的流体饱和度测定方法

岩石类型	推荐的测定方法
胶结的碎屑岩、碳酸盐岩	a, b, c, d, e, f
疏松岩石(含轻油)	c, d, e
疏松岩石(含重油)	c, c(*), e
溶洞性碳酸盐岩	b, d, e, f
裂缝性岩石	a, b, d
含粘土的岩石	a, c(*), e
蒸发岩	g, e
低渗透岩石	a, b, c, d, e, f
煤	h
页岩	a, b, c
油页岩	a, (*)
硅藻土	c, e

注：a——常压干馏法；b——蒸馏抽提法(全直径岩样)；c——蒸馏抽提法(柱塞岩样)；

d——保压岩心分析法；e——溶剂冲洗法/Karl Fischer；f——海绵取心法；

g——含石膏的岩心分析方法；h——煤样分析法；(*)——修改的方法。

4.6~4.8 阐述了煤、油页岩和含石膏岩样的流体饱和度分析方法。煤、油页岩岩样可以用全直径取心装置获得，也可以从地表或浅层得到，但是需要非常规的、不同于普通油藏岩样常规的分析方法。同时，这些岩样的流体饱和度分析报告的格式也不同于通常的油藏岩心，是用质量百分比来表示，而不是用其所占孔隙体积的百分数来表示。

可以用来测定流体饱和度的无损害技术的扫描方法包含在 4.5 里。另外，对以前认可的测定流体饱和度的方法也在 4.9 中进行了介绍，但是没有推荐。

为使取心样品中的流体饱和度及其分布与储层取心之前一致，那么就要进行储层评价。在取心、岩心保存以及运输阶段，经常会使流体成分及其分布发生改变。实验室内岩样处理、加工以及检测过程中，会使流体的成分及其分布进一步发生变化。在这一部分对这些问题没有做详细论述，但是读者应该明白，在岩心分析报告中最终流体饱和度的影响因素是十分复杂的。流体饱和度分析可能会改变岩心的润湿性，会影响岩心的进一步分析。

4.2 常压干馏法

4.2.1 基本操作步骤

4.2.1.1 分析原理

通过高温干馏过程获得油、水饱和度，在高温干馏过程中，存在于粉碎的新鲜岩样中的油水首先变成蒸汽，然后冷凝并收集到一个集液管中。把相邻的、岩性相似的岩样放入水银泵中，计量注入到含有油和/或水的新鲜岩样中的水银量，从而确定气体饱和度。

4.2.1.2 仪器设备

下面是常压干馏法的仪器设备：

- a) 不锈钢干馏杯——见图 2。这种干馏杯可以装 100g~175g 粉碎的岩心。每个样品杯配有一个带螺

纹的盖子，加上密封垫防止冷凝气体的泄漏，另一端与一根长的、不锈钢冷凝管连接。为了防止粉碎的岩样漏进冷凝管里，在样品杯的底部放有一块粗筛网。

- b) 恒温箱——见图 2。这种恒温箱适合放置多个干馏杯。最好使用长条状电加热组件。
- c) 水浴——见图 2。冷凝管通过水浴，从而增强对所产生的气体的冷凝效果。

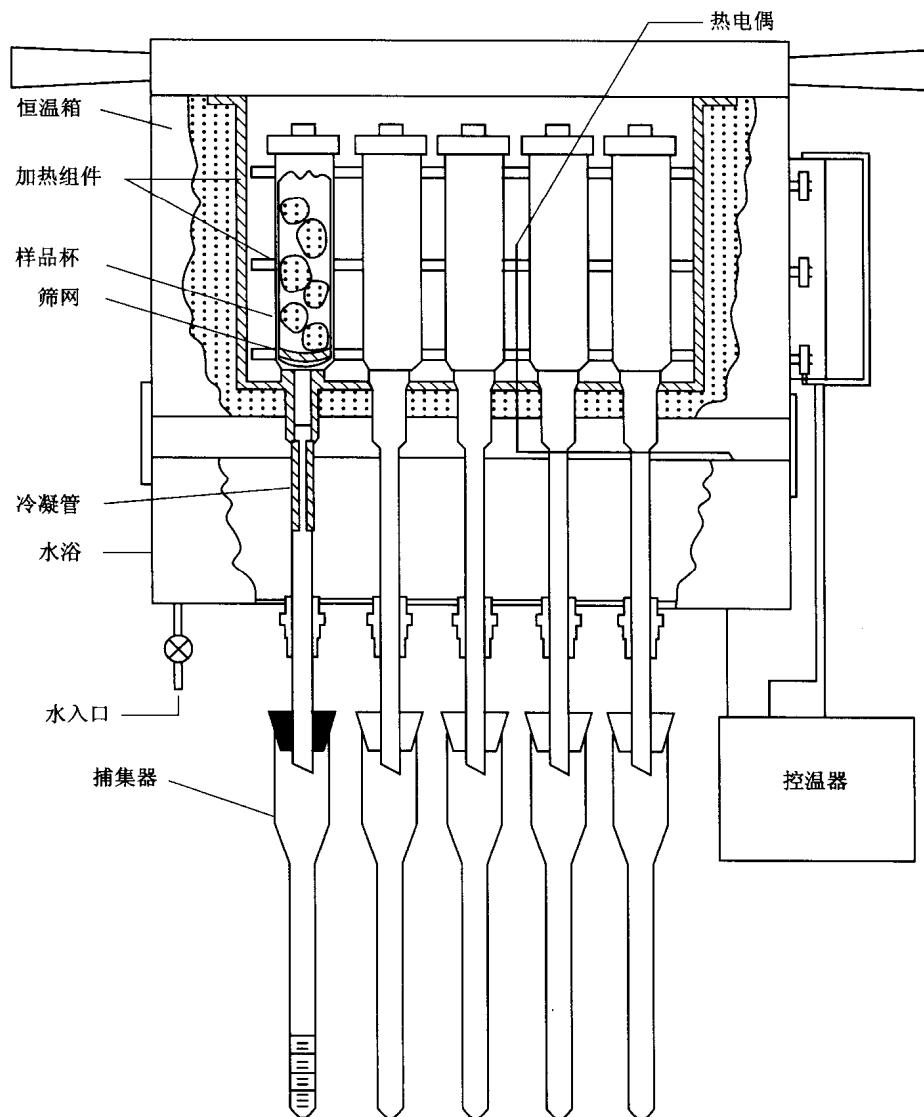


图 2 常压干馏不锈钢干馏仪和水浴

- d) 校准的玻璃集液管——容积为不小于 15mL 的离心机液体捕集管即可，集液管体积的大小依赖于干馏材料以及岩样中所含流体的多少，用一个胶皮塞子把集液管固定在冷凝管的下端。
- e) 岩石锤和粉碎装置——地质锤或者瓦工锤都可以，典型的粉碎锤是能把岩心粉碎成碎屑。
- f) 金刚石锯——配备有各种金刚石锯片的各种商业岩心锯都可以。
- g) 水银泵——水银泵一般由岩心室、盖子以及阀构成。岩心室一般可以容纳总体积为 $10\text{cm}^3 \sim 15\text{cm}^3$ 岩样，水银泵上配备有最小刻度为 0.1cm^3 的游标卡尺，同时与最大压力为 6.895MPa (1000psi) 的压力表连接。
- h) 离心分离机——一台能装 4 支 15mL 离心管的带手摇曲柄的离心机即可，其他能容纳相同大小的离心管和离心力大体相同的离心机也可以。

4.2.1.3 操作步骤及注意事项

首先从全直径岩心上钻取样品，然后进行分析。该过程是一步接一步地进行的，除了某些岩性，例如页岩、硬石膏、石膏、粘土含量高的岩石，通常这些岩性的岩心分析是先对岩心进行大概的描述，然后再选择性地进行分析。用地质锤或类似的锤子从每0.3048m(1ft)长的岩心上取下5.08cm(2in)长的有代表性的岩样，然后按长度方向分为两块，一块用来做流体饱和度，在另一块上钻取圆柱样品用来测定渗透率以及波义尔定律孔隙度（见5.3.2.1.1和5.3.2.2.1）。或者，在与取饱和度样品相邻的部位取一块25.4mm~50.8mm(1in~2in)的岩心块，从这块岩心块上钻取柱塞。后一种取样的优点是它可以提供一块较大、较长的柱塞岩样，从而减少钻井流体的污染。

对于进行气体体积测定的岩样（10g~15g）应该是碎片或加工成为合适的形状和大小，也就是使样品能够被放到水银泵的岩心室里。此外，岩样的外表面应加工得很光滑，有利于样品与汞之间的贴合。记录岩样的质量，通过排开的水银体积来确定岩心的总体积，以便在后来的流体求和法计算孔隙度时使用（见5.3.2.2.2和4.2.1.4）。岩心室的阀门关闭，使压力升到5.171MPa~6.895MPa(750psi~1000psi)，压力上升的高低取决于样品的渗透率和孔隙度。记录注入汞的体积（根据水银泵的校验程序，已对泵进行适当的校验，见4.2.1.8）。

对于测定油水的岩心，应该粉碎成大约6.4mm(1/4in)大小的块状。然后用孔径6.4mm(0.25in)(大约3~4目)的泰勒筛进行过筛，以除去在粉碎过程中产生的细小颗粒。称量一定数量的粉碎岩心（通常为100g~175g），精确到0.01g，然后倒进样品杯中。拧紧样品杯盖并与其它准备好的样品杯一起放到恒温箱里。恒温箱的初始温度保持在177°C(350°F)(Hensel, 1982)，直到所有的岩样都不再出水为止，记录干馏出来的水体积，然后把温度升到538°C~649°C(1000°F~1200°F)。观察集液管，当所有的岩样不再释放出流体时，可以认为测定结束。干馏时间通常在20min~45min之间。记录所产生的油水体积。

把恒温箱的初始温度选择为177°C(350°F)是为了除掉孔隙间的水、被吸附的水、层间粘土水（例如蒙脱石）以及水化的水（例如硫酸钙），但是不包括氢氧基粘土水，而且这种方法不适用于含有石膏，或含有大量蒙脱石的岩样。作为特殊岩心分析方法，在4.8中叙述了含有石膏的岩样分析程序。对于含有蒙脱石的岩样，在获得准确的流体饱和度时会产生一些问题，主要是因为加热到177°C(350°F)(Brown, 1961; Mackenzie 1970)时已达到了氢氧基水解吸的最低温度。虽然在此温度下，粘土氢氧基水只损失5%，但是它可以影响到最终的油水饱和度值。这种方法优于其他的干馏法，例如平台法(Hensel, 1982)。平台法认为，如果持续加热，收集到的水与时间的关系曲线将产生一个平台，在产生平台的时间内，所得到的只是储层的孔隙水。

在538°C~649°C(1000°F~1200°F)的最终干馏温度下会产生不正确的油体积。某些岩心中可能含有固态的烃类，例如干酪根、硬沥青等，这些物质在此温度下裂解。分析者应该考虑矿物的组成，并对收集的油进行适当的校准。在特殊情况下，不应该使用干馏法，而应该考虑使用其他方法，例如蒸馏抽提法(Dean-Stark)(见4.3)。

引起油体积测定误差的其他方面有：a) 冷凝管组装造成的误差。b) 干馏杯密封圈的泄漏以及c) 某些油的结焦和裂解。必须使用油体积校准曲线进行校准（见图3）。

干馏过程结束后，收集到的“总”水量对于判断“孔隙”水是否被干馏出来并冷凝到集液管里是有帮助的。分析者可能会发现计算的样品颗粒密度有反常的趋势，如果初始“孔隙”水体积与最终的“总”水体积之间的差值与相邻样品的数据比较相差较大，那么实验室工作人员应该对初始水体积进行校准，以获得合理的数据，并且应该将这样的校准数据标注出来，使用一个下脚注标。

由于粉碎的岩心表面积大，特别是水容易蒸发，造成流体损失，所以应该缩短粉碎岩心的暴露时间。

注意：由于在测定流体饱和度实验过程中使用汞，所以要执行安全与健康的操作准则，查阅相关的环境保护规章制度与地方法规。

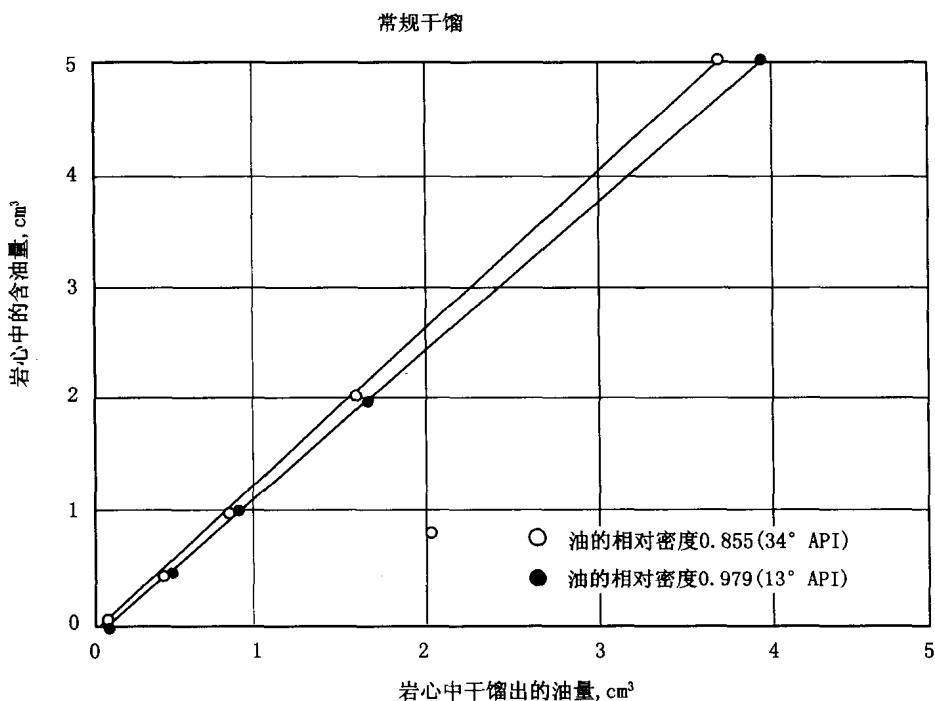


图 3 干馏油体积校准曲线

4.2.1.4 计算

可以把每块样品校准后的油体积（见图 3）、孔隙水以及气体体积表示为样品总体积的百分数：

$$NDHg = WtHg / BvHg$$

$$BvRet = WtRet / NDHg$$

$$GB = (HgInj \times 100) / BvHg$$

$$OB = (OilVol \times 100) / BvRet$$

$$WB = (WatVol \times 100) / BvRet$$

$$GS = (GB \times 100) / (GB + OB + WB)$$

$$OS = (OB \times 100) / (GB + OB + WB)$$

$$WS = (WB \times 100) / (GB + OB + WB)$$

式中：

$NDHg$ ——水银泵中样品的天然密度, g/cm^3 ;

$WtHg$ ——水银泵中的样品原始质量, g ;

$BvHg$ ——水银泵中样品的总体积, cm^3 ;

$WtRet$ ——干馏样品的质量, g ;

$HgInj$ ——用校准系数校准过的水银泵注入的水银体积, cm^3 ;

$OilVol$ ——利用校准曲线校准过的干馏油体积, cm^3 ;

$WatVol$ ——收集到的最初水体积, cm^3 ;

$BvRet$ ——粉碎的干馏样品的总体积, cm^3 ;

GB ——以总体积的百分数表示的气体饱和度;

OB ——以总体积的百分数表示的含油饱和度;

WB——以总体积的百分数表示的含水饱和度；
 GS——以孔隙体积的百分数表示的含气饱和度；
 OS——以孔隙体积的百分数表示的含油饱和度；
 WS——以孔隙体积的百分数表示的含水饱和度。

在测定过程中可以计算出岩石颗粒密度 (Hensel, 1982)。计算的岩石颗粒密度数据是一种质量控制的手段，用它可以检查是否有读错数据、保证所有的流体数据处理得当，而且没有发生计算错误。这并不是确定真正的岩石密度数据的最有效手段，但是利用这种方法获得的值能够合理的代表所测定的岩性。因此，可以把计算的岩石颗粒密度作为所获得数据质量好坏的评估方法。

4.2.1.5 优点

常压干馏法的优点包括：

- a) 由于流体是从相对较大的岩心上收集的，这样既保证了具有较好的代表性，并且也增加了测定的精度。
- b) 分析过程迅速，在几个小时内就提供了所需的数据。如果有足够多的样品杯，以及恒温箱内有足够的空间，在较短的时间内和投入不大的情况下，就可以分析很多样品。
- c) 与其他靠质量差而获得流体体积的分析方法相比，干馏法是直接测定流体的体积。
- d) 颗粒损失一般是指碎的砂岩以及某些碳酸岩，不会影响流体饱和度。

4.2.1.6 应用局限性

干馏法的应用限制包括：

- a) 如果岩样中含有大量蒙脱石或石膏，在高温下析出水，那么含水饱和度（与孔隙度）就会偏高。同样会导致含油饱和度偏低，这是由于含油饱和度也是用孔隙体积百分数来表示的，而孔隙体积变大了。
- b) 如果岩样中含有在高温下裂解的固态烃类（比如页岩），那么分析得到的油饱和度（和孔隙度）可能会偏高。同样，会导致含水饱和度偏低，是由于孔隙水饱和度也是用孔隙体积百分数表示的，而孔隙体积变大了。
- c) 需要油体积校准曲线，要获得原油体积校准曲线也不是切实可行的。但可使用基于报告或假定°API 的通用校准曲线，对原油体积进行校准。
- d) 第二块岩样用来确定岩心的总体积、天然密度以及气体体积。这块岩心在岩性上必须和粉碎的岩心（用来测油、水饱和度）一致。
- e) 蒸馏出来的液体可能会乳化。

4.2.1.7 准确度/精度

常压干馏法的准确度/精度如下：

- a) 使用油体积校准曲线，所获得的油体积的准确度为测定值的±5%，可重复性为测定值的±2.5%以内。
- b) 这种方法得到的水体积的准确度为测定值的±2.5%。

4.2.1.8 校准

常压干馏法的校准包括：

- a) 应该用水和微量滴定管对带有刻度的玻璃计量管进行校准。玻璃计量管的清晰程度将影响读数，主要原因是没有完全润湿或弯液面模糊不清楚。
- b) 用来测定总体积的水银泵应该用已知体积的钢标准块进行校准。另外，应该在测定气体体积的压力下，确定泵及系统因子。在上述两种情况下，都应该使用校准曲线和/或公式来进行校准。
- c) 所有的天平都应该进行日常的维护。
- d) 干馏仪应该进行日常的抽空测试，以确保真空密封圈密封良好。

4.2.2 冲击井壁取心

4.2.2.1 分析原理

该方法是在常规干馏法的基础上进行了改进（见 4.2.1）。两种方法的主要区别是该方法的气、油和水的体积是利用同一块岩样分析得到的，而常规干馏法是利用相邻的两块岩样得到的。在井壁取心样品的分析中，所需要的岩样较小，为了能提供同样的分析精度，分析的设备也相应地缩小了。这种方法适用于旋转取心法取的岩样，但是会损坏岩样，将影响岩心的进一步分析。

4.2.2.2 仪器设备

适合分析井壁取心的干馏设备包括：

- a) 不锈钢干馏杯——见图 4。整个设计与常压干馏法的干馏杯基本相同，比如干馏杯由一个样品杯、一个衬垫、盖子和一根长的冷凝管组成。样品杯小了很多，一个瓶帽式盖子取代了螺旋盖，用标准瓶帽压制装置将这个瓶帽装到岩心杯上的。和常压干馏杯相比，冷凝管较短，其外径、内径也较小。

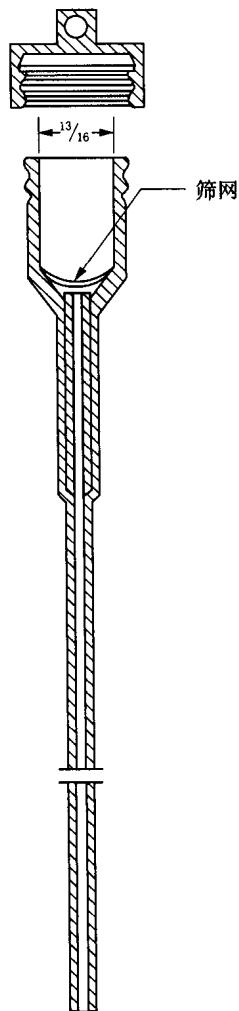


图 4 用于井壁取心分析的样品杯

- b) 恒温箱——井壁取心的恒温箱其构成与常规干馏仪的恒温箱相同〔见 4.2.1.2b〕，这种恒温箱是专为装多个井壁干馏杯制定的。
- c) 校准的玻璃集液管——不必使用 15mL 的离心机捕集管，只需要集液管能收集少量的流体（例如最大为 5mL）即可。集液管刻度应最小可读到 0.01mL。

- d) 水银泵——与常压干馏法的水银泵相同 [见 4.2.1.2g)], 但是较小的岩心室可提高总体积和气体体积的测量精度。
- e) 能在广口瓶盖上开孔的设备 (见 4.2.2.3) (选件)。
- f) 一台能定性检测可燃气体的热金属丝气体检测器 (见 4.2.2.3) (选件)。
- g) 一台气相色谱仪 (见 4.2.2.3) (选件)。

4.2.2.3 操作步骤以及注意事项

4.2.2.3.1 操作步骤

在实验室接收岩样时, 样品应密封在带螺旋盖的玻璃广口瓶中。岩样应该按照取样深度由深至浅的顺序排列。在打开广口瓶之前, 很多实验室工作人员先在广口瓶盖上钻一个小孔, 并检测容器中的气体, 在这一部分对此不做详细讨论。这个可选过程是利用热金属丝检测装置来检测可燃气体, 一些实验室利用色谱仪来测定顶部空间的气体组分。

在广口瓶里岩心样品的收获率 (样品的长度) 由刻在瓶壁上的记号标出。从广口瓶中把每块样品拿出来, 并用单面剃须刀刀片或实用小刀刮净钻井液的残留固体。对岩样做一简要描述并记录, 内容包括岩石类型、颗粒或结晶体的大小、粉砂、泥质含量、化石情况、颜色、亮度、荧光分布以及肉眼可见的其他岩性特征。然后称量样品, 精确到 0.01g。

某些实验室可能会把准备好的样品留出来一部分, 以便进行其他的分析, 例如渗透率、粒度分布、X 衍射等。显然, 这只限于原始样品的尺寸很大, 例如长度为 50.8mm (2in) 的岩心。即使这样, 测定流体饱和度所用的岩心只是较小的一部分。很多实验室工作人员使用经验方法来得到井壁取心的渗透率数据。本部分也不讨论估算渗透率的实际作法。

把岩心放在预先校准好的水银泵岩心室里, 然后用水银排驱法确定岩心的总体积 (见 5.2.1)。当岩样浸没在水银中后, 把阀门关闭, 并把压力上升到 5.171MPa (750psi)。对于致密 (低渗透率) 岩心, 压力应升到 6.895MPa (1000psi)。这个过程是测定填充在孔隙中的气体体积, 并假设存在于孔隙其他部位的水和/或油的压缩性很小。

然后把岩心从岩心室里拿出来, 并敲成更小的碎块, 来观察水银渗透的模式, 根据渗透模式可帮助预测可能的生产情况。

然后按照 4.2.1.3 中所描述的干馏过程进行干馏, 包括记录初始的 (孔隙) 和收集到的总水体积以及使用油体积校准曲线等 (见图 3)。

4.2.2.3.2 注意事项

井壁取心获得的岩心由于易挥发, 容易产生流体损失, 所以在室温条件下应尽量减少暴露时间。

注意: 由于此流体饱和度法需要使用汞, 所以应遵守安全健康标准, 并查阅相关的环境保护条例与地方法律。

4.2.2.4 计算

油、孔隙水以及气体体积可以表示为如下所示的总体积百分数:

$$GB = (HgInj \times 100) / BV$$

$$OB = (OilVol \times 100) / BV$$

$$WB = (WatVol \times 100) / BV$$

$$GS = (GB \times 100) / (GB + OB + WB)$$

$$OS = (OB \times 100) / (GB + OB + WB)$$

$$WS = (WB \times 100) / (GB + OB + WB)$$

式中:

BV ——岩样的总体积, cm^3 ;
 $HgInj$ ——利用水银泵校准系数校准过的注入水银体积, cm^3 ;
 $OilVol$ ——用油体积校准曲线校准过的收集到的油体积, cm^3 ;
 $WatVol$ ——原始收集到的水体积, cm^3 ;
 GB ——以岩心总体积百分数表示的气体饱和度;
 OB ——以岩心总体积百分数表示的含油饱和度;
 WB ——以岩心总体积百分数表示的含水饱和度;
 GS ——以岩心孔隙体积百分数表示的气体饱和度;
 OS ——以岩心孔隙体积百分数表示的含油饱和度;
 WS ——以岩心孔隙体积百分数表示的含水饱和度。

在测定过程中, 可以通过对 Hensel1982^[1]提出的方法稍加修正就可计算岩石颗粒密度。在许多不同的实验室中有时用到视密度, 可以用岩样的骨架质量除以总体积来计算视密度。

4.2.2.5 优点

井壁取心干馏分析方法的优点包括:

- a) 气、油和水的饱和度测定是用同一块岩样分析得到的。
- b) 分析速度相对较快。
- c) 这是一种“直接”测定方法, 气、油以及水饱和度的测定是独立进行的。

4.2.2.6 应用局限性

井壁取心干馏法应用的局限性包括:

- a) 蒸馏的液体可能会乳化。
- b) 需要对油、水的体积进行校准。
- c) 当油的体积小于 0.1mL 时, 很难准确测定。
- d) 对于易碎的或疏松岩样当上覆压力释放时, 由于岩样的膨胀, 测定的气体体积可能会偏高。
- e) 为了使液体的损失降到最低, 在处理岩样时一定要小心, 特别是水。当大气中的湿度较低时, 可能发生水分流失。
- f) 如果岩样中存在石膏或水化粘土(例如蒙脱石), 没有采取预防措施, 在记录时只记录了“孔隙”水, 那么得到的孔隙度和流体饱和度可能有误差。
- g) 由于样品很小, 同一样品中含有油水的量也很小, 所以仪器设备的校验是十分关键的。记录的流体体积的微小差异就会导致饱和度与孔隙度的误差偏大。

4.2.2.7 准确度/精度

井壁取心岩样干馏法的准确度/精度:

- a) 这种方法的准确度主要取决于样品的量, 特别是在确定油体积时。
- b) 当分析的样品原始质量小于 3g 时, 此时应谨慎。
- c) 当使用油体积校准曲线时, 所得到的油体积的精度为测定值的 $\pm 5\%$ 以内。
- d) 水体积的精度为测定值的 $\pm 3\%$ 以内。

4.2.2.8 校准

按常规干馏法 4.2.1.8 执行。

4.3 蒸馏抽提法 (Dean Stark)

4.3.1 柱塞岩样

4.3.1.1 分析原理

这种方法适合于柱塞岩心和旋转井壁取心的岩样。蒸馏抽提法 (Dean Stark) 确定流体饱和度主要是把岩样中的水蒸馏出来, 利用溶剂把油抽提出来。将岩样称重, 加热溶剂使水蒸发。然后把水蒸气冷凝下来收集在一个校准的集液管里。将蒸发的溶剂也要冷凝下来, 浸泡岩心, 洗去油。然后岩心

放在烘箱里烘干，称重，通过质量差来确定油的含量。

4.3.1.2 仪器和试剂

下面是适合这种分析方法的仪器设备，见图 5。这套仪器应被安装在通风橱或有排气装置的房间里。

- a) 总成——一般仪器由电加热炉或者带有恒温控制的加热设备组成。一块样品的蒸馏/抽提装置包括加热长颈瓶，砂芯滤杯，水分捕集器或者校准的侧管、冷凝器。
- b) 长颈瓶——长颈瓶是一种宽嘴长颈装置，在瓶颈的基部带有锯齿状的凸出以便支撑砂芯滤杯。
- c) 水分捕集器——水分捕集器或侧管，带刻度部分的最小刻度为 0.1mL。根据岩样含水的多少，来制做带刻度的水分捕集器的大小。与刻度部分的连接处有一根玻璃管或侧管，这根玻璃管被弯成 90°，在末端有个玻璃杯状的接头，在这个接头末端有一个滴孔，溶剂通过滴孔液滴能直接落在长颈瓶的中央，以保证能浸没下面的岩样。一种改进的水分捕集器（见图 6）能够测定水的质量。
- d) 冷凝器——冷凝器是水冷的，可循环，是玻璃管型的，带有一个大约长 300mm (11.8in) 冷凝套管和一个内管（见图 5）。其底部带有滴孔，为了使水能从冷凝器和捕集器管壁上容易流下，内部的管应该竖直放置。
- e) 干燥装置——在冷凝器的上部配备有一个装干燥剂的玻璃支撑管，在蒸馏抽提过程中使用这个玻璃支撑管盖住冷凝器顶部，不用时就用一个橡皮塞盖住冷凝器顶部。
- f) 砂芯滤杯——建议使用熔结玻璃底的玻璃制砂芯滤杯，用来盛装柱塞岩样。或者使用用纤维素材料制成的短管。但是，除了玻璃材料外，其他材料都有可能由于吸附了空气中的水而在质量上引起误差。另外，用玻璃制成的砂芯滤杯可以观察到岩样，并且在整个抽提过程中，能确保溶剂滴到岩样上，保证岩样能淹没在溶剂里。可以用一小片玻璃纤维盖在岩样上，以防止从冷凝器回流的溶剂的冲蚀。
- g) 岩心杯——内部装有虹吸管的杯子，可以用来支撑砂芯滤杯，并且可以交互地进行浸入与排驱循环。这样可以提高抽提效率。
- h) 烘箱——具有温度控制误差为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ 的对流烘箱或真空烘箱均可。应当优先选择防爆型的，但是非防爆型的也可以用。对于含有大量蒙脱石或其他粘土类矿物的样品，应使用湿度烘箱，以帮助保持一或两个水分子层，从而更接近于油藏条件下的粘土水化状态（干燥过程中，选择的湿度大小对于保持合适的粘土水化水是非常重要的）。
- i) 防暴沸碎片——玻璃珠或小铝片可以放在加热长颈瓶的底部。这样做有助于减缓溶剂的“暴沸”，因为当溶剂中溶解的油增加时，溶剂容易暴沸。如果发生暴沸或者加热过快，将产生不希望的沸腾过程，溅出的溶剂将污染岩心，延长蒸馏抽提时间。
- j) 溶剂——甲苯（分析纯）或者其他合适的溶剂。

4.3.1.3 操作步骤与注意事项

4.3.1.3.1 操作步骤

用于准备岩样的流体必须与切割全直径岩心或井壁取心时所用的流体相配伍。这样可以保证用油基或水基流体取心的岩样的残余油饱和度或水饱和度不变。对于冷冻的油砂样品，应该使用液氮作为冷冻液。在切割好两个端面之后，将岩心上多余的流体擦去，在擦的过程中，所用的材料只能擦去表面的流体，而不得像海绵那样，把孔隙中的流体吸出来。这个过程可以形象地描述为使用橡皮擦的过程。岩样的表面应该看起来干燥（带有灰暗的光泽），而没有多余的流体发光。砂芯滤杯/岩样应该在分析天平上称其质量，精确到毫克（0.001g）。应该快速完成此过程以使样品中的流体蒸发降到最低。在完成称量之后，岩样和/或砂芯滤杯应该立即装到仪器里，或者储存到一个容器里，以防止进一步的蒸发，直到该样品被装到仪器里。储存时间应该尽量的短。对每一个环节都进行称重的目的是

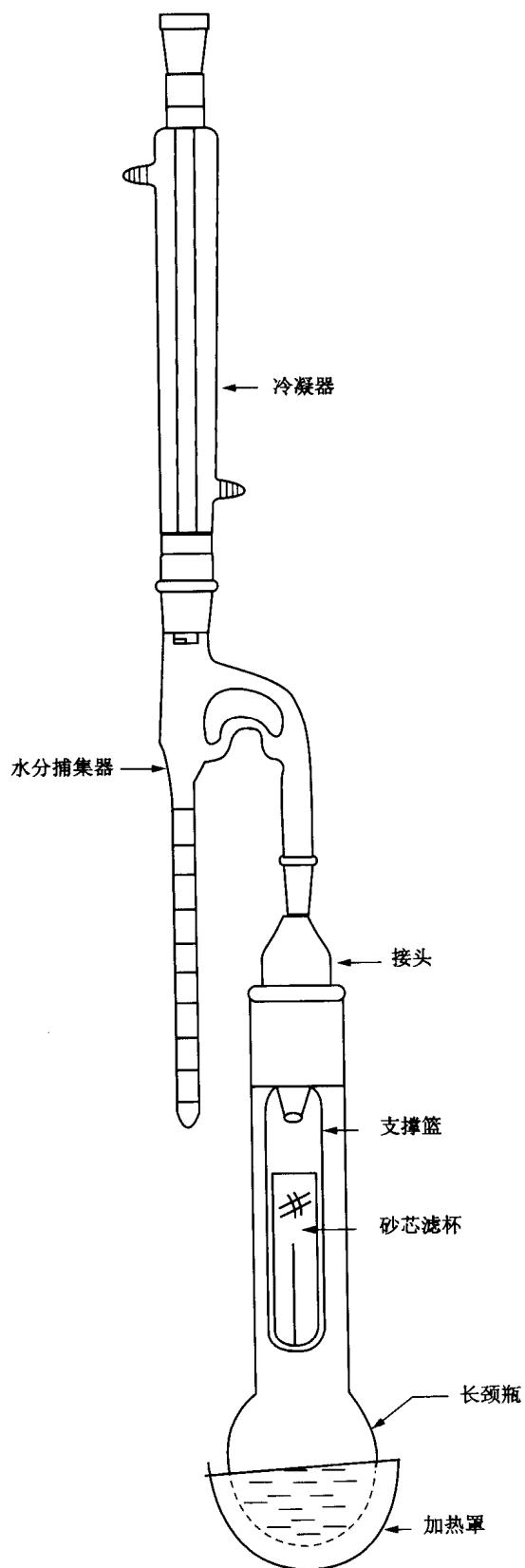


图 5 测定水体积的 Dean Stark 装置

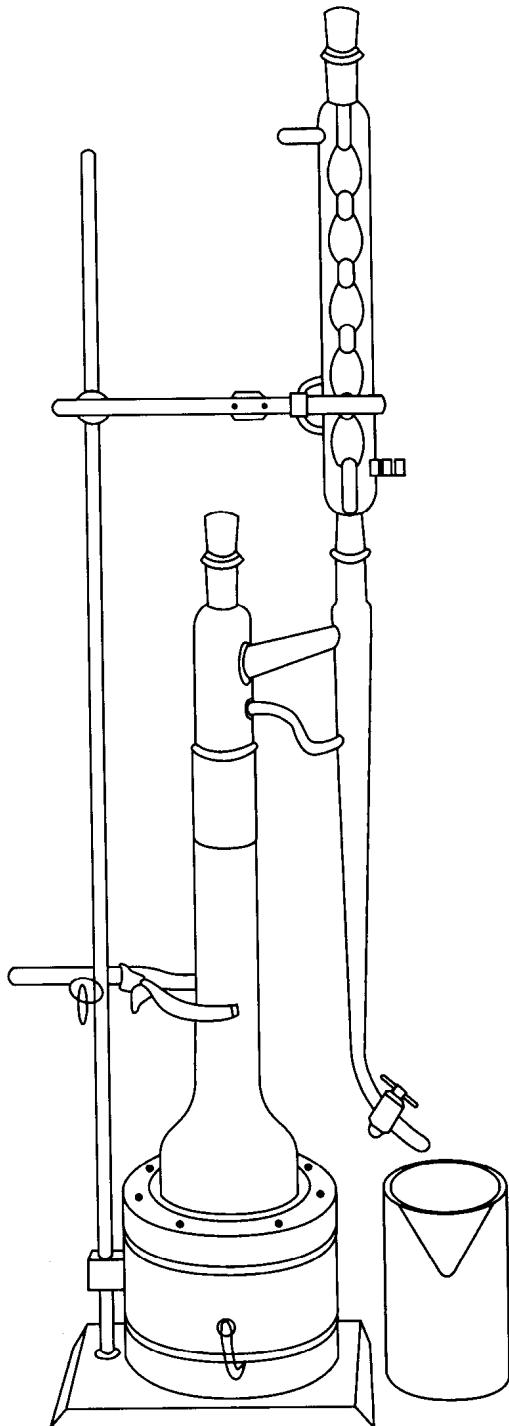


图 6 测定水质量的 Dean Stark 抽提装置

确保弄清楚每个环节的质量损失。当使用砂芯滤杯时，应该将它们保存在室温下并且干燥。

岩样用不吸收也不贡献水的溶剂抽提。可以加至少1%体积的水到溶剂中去，并且先把溶剂煮沸，直到水的浓度稳定为止。某些实验室加15%体积的水到溶剂中去。为了平衡蒸发而失去的水量，加入溶剂里的水量应多于这一平衡量。

装了干燥剂的水分捕集器保证大气中的潮气（湿度）不会影响收集到的水体积。

水可能会粘附在冷凝管或者捕集器的侧壁。这些粘附的流体会产生误差，特别是对那些孔隙度低的柱塞岩样。可以用实验室里的喷射瓶喷射的溶剂，或者末端带有小环的细金属丝把粘附的水滴驱逐掉，这个金属丝用来清除溶剂流不能清除的水珠。为了提高准确度，有时也用含活性剂的溶剂来调平溶剂与水的界面。但是通常不推荐使用含活性剂的溶剂，因为三相流体间的相互作用难以预测，而且可能会改变样品的润湿性。

蒸馏抽提过程至少要进行48h。每天应该观测水面，只有当收集到的水体积在24h内没有变化时，蒸馏抽提过程才可以结束。根据岩样的大小与渗透率的高低，来决定蒸馏抽提时间的长短。必须保证所用的溶剂能把所有的油都从整个柱塞岩样中抽提出来。当涉及到重油（高密度、高沥青质）时，需要用另一种溶剂（见3.1）来彻底清洗柱塞岩样。应该把所有收集到的水体积记录下来。为了提高抽提的速度和工作效率，可以使用带有虹吸管的岩心杯。当收集的水量达到稳定后，为了提高抽提速度，可以将样品和砂芯滤杯用下列方法的一种进行抽提：

- a) 把岩样放在有蒸汽的装置中，对油进行彻底地清洗。
- b) 把岩样放入装有甲苯- CO_2 的压力岩心清洗器里，对油进行彻底地清洗。这种作法局限于一定渗透率范围的低渗透样品，而且这些样品在清洗过程中本身不会发生变化。
- c) 把岩样放在索氏抽提器中，交替进行浸泡和排驱过程，清洗油。
- d) 把岩心放在流动洗油装置中，进行流动洗油。
- e) 交替使用两种类型溶剂（如甲苯和甲醇）进行抽提。

可以用氯代甲烷在一个紫外线光源下观察岩心清洗的效果，如果还存在残余的油，就会有荧光，也可以通过测定颗粒密度的方法，对于一定类型的岩石，如果颗粒密度小于预计值，那么岩心需要继续进行清洗。

之后，岩样/砂芯滤杯应该烘干至恒重。在放进烘箱之前，除非将多余的溶剂蒸发掉，否则饱和了过多可燃溶剂的岩样应该在防爆对流或真空烘箱中烘干。这样做可以避免爆炸或着火。当岩样烘干了以后，应该放在一个密闭的容器中冷却至室温，例如干燥器，然后称量。在烘干过程中，向烘箱中的岩心样品增加水蒸气的作法是不可取的。然而在测定孔隙度和渗透率时，对含有大量蒙脱石或其他粘土的样品，需要在带湿度的烘箱中烘干，以保持油藏条件下的水化状态（对测定渗透率和孔隙度来说，为了保持适当的水化水，烘箱的湿度大小是十分重要的）。

砂芯滤杯会破裂掉碎片、岩心颗粒会损失、含有高矿化度盐水的岩样表面会掉下沉淀的盐，如果没有考虑这些因素，就会引起测试误差。对于有沉淀盐的岩样，使用甲醇或者类似的溶剂就可以把盐除掉。然后将岩样烘干并称其质量。用总的液体质量损失减去捕集器中收集到的水量，就可以确定从岩样中洗出来的油量。

为了保持足够低的冷凝温度，冷凝器里的水要以适当的速度流动，这样蒸汽就会在冷凝管下部的三分之一处冷凝。

4.3.1.3.2 注意事项

考虑到安全问题，使用化学试剂时应该遵守地方上的规定。通常，有关安全方面的事项应注意以下几点：

- a) 油可能含有致癌的混合物，还可能是易燃的。
- b) 甲苯被皮肤吸附和吸入一定量后，会中毒。具有刺激性和麻醉性，极为易燃。
- c) 很多其他的溶剂，在除油方面是有效的但同时也是危险的，有毒的。查阅一些有关的环境法

- 规与当地的法规，了解这类溶剂在使用方面的规定。
- d) 溶剂的蒸汽应该在水捕集器顶端的水冷热交换器的下游三分之一处进行冷凝。
- e) 分析者应该意识到海拔高度的改变会引起溶剂沸点的改变，由于溶解了盐也会使水的沸点发生改变，因此应对溶剂的沸点进行核实，确保足够高的温度使水能够蒸馏出来。当使用 KCl 钻井液时，其滤出液的含盐量可达 300000mg/L，因此沸腾时要比清水需要更高的温度。在这种情况下，使用邻二甲苯来代替甲苯。

4.3.1.4 计算

适合于这种方法的计算公式如下：

$$\text{水的质量百分含量 (质量分析法)} = \frac{(\text{水的质量}) \times 100}{\text{岩心样品的原始质量}} \quad \dots \dots \dots \quad (2)$$

或

$$\text{水的质量百分含量 (质量分析法)} = \frac{(\text{水的体积}) \times (\text{水的密度}) \times 100}{\text{岩心样品的原始质量}} \quad \dots \dots \dots$$

$$\text{固体的质量百分含量 (质量分析法)} = \frac{\text{干岩心样品的质量} \times 100}{\text{岩心样品的原始质量}} \quad \dots \dots \dots \quad (3)$$

油的质量百分含量 (质量分析法) =

$$\frac{(\text{岩心样品的原始质量} - \text{干岩心样品的质量} - \text{水的质量}) \times 100}{\text{岩心样品的原始质量}} \quad \dots \dots \dots \quad (4)$$

一般用岩心孔隙体积的百分数来表示饱和度。因此需要知道岩样的孔隙度，水的密度和油的密度。如果地层水含盐量很高那么水的密度必须校准。

将会用到下列公式：

$$\text{水的百分含量} = \frac{\text{水体积} \times 100}{\text{孔隙体积}} \quad \dots \dots \dots \quad (5)$$

$$\text{油的百分含量} = \frac{(\text{油质量}/\text{油密度}) \times 100}{\text{孔隙体积}} \quad \dots \dots \dots \quad (6)$$

岩样中液体的孔隙体积百分含量应精确到 0.1%，比如含油 22.1%，含水 43.7%。

知道了含盐量和密度，利用由蒸馏得来的水体积，可以计算岩样中盐水的体积：

$$V_{br} = \left(\frac{V_w \cdot \rho_w}{\rho_b} \right) \left[\frac{1000000}{1000000 - C_s} \right] \quad \dots \dots \dots \quad (7)$$

式中：

V_{br} ——盐水的体积对应于从柱塞岩样中收集到的蒸馏水的体积， cm^3 ；

V_w ——蒸馏水的体积（从柱塞岩样中收集到的）（比如 Dean Stark 方法）， cm^3 ；

ρ_w ——蒸馏水的密度， g/cm^3 ；

ρ_b ——浓度为 C_s 的地层水密度， g/cm^3 ；

C_s ——地层水浓度， mg/L 。

$$C_s = \frac{1000000 \times \text{盐的质量}}{\text{盐水的质量}}$$

4.3.1.5 优点

Dean Stark 方法的优点是：

- a) 通常水量测定很准确。

- b) 一般来说, 岩样不会损坏, 可以进行下一步的实验。但是润湿性可能会改变, 一些含有粘土(例如蒙脱石)或石膏的岩石结构也会改变。
- c) 所用的温度相对较低 [100°C (212°F)], 因此只有少量的粘土中的水化水跑掉了。
- d) 操作较为简单, 在蒸馏的过程中, 只需稍微注意即可。

4.3.1.6 应用局限性

这种方法的应用限制包括:

- a) 由于下列原因, 可能会使水的测量误差变大:
 - 1) 当大气的湿度较大时, 大气中的水会冷凝到冷凝器里。可以用装干燥剂的支撑管来避免这个问题;
 - 2) 当抽提仪与冷凝器的水循环系统没有立即组装好时, 岩样中的水分可能会在室温下就开始蒸发;
 - 3) 水滴会粘到侧管或者冷凝器不清洁的玻璃壁上;
 - 4) 地层水(含盐的孔隙水)中的盐会沉淀在岩心中, 这将导致孔隙度和/或渗透率发生很大的变化, 可以用甲醇清洗, 把盐除掉;
 - 5) 当总矿化度超过 20000mg/L 时, 应该对高密度的盐水进行校准;
 - 6) 没有完全烘干样品;
 - 7) 长颈瓶接头处不严, 或者蒸馏的温度太高, 也可能循环水流动得不充分, 都会引起水损失;
 - 8) 只有岩样的质量接近 0.1mg 时, 才考虑由空气引起的浮力的影响;
 - 9) 蒸馏时间可能不充分;
 - 10) 如果岩样中含有大量的石膏(见 4.8)或蒙脱石粘土(含水化水), 测得的含水饱和度就会过高。如果油藏中存在水化水, 在蒸馏和烘干的过程中被除掉了, 那么渗透率、孔隙度数据就会发生改变(在烘干样品时可以使用湿度烘箱);
 - 11) 如果不知道油的密度, 那么在计算中会导致误差, 因为在计算中假定了一个油密度值。
- b) 油的体积并不是直接得到的, 由于下列原因, 可能会产生误差:
 - 1) 正如上面所提到的那样, 从岩心收集到的水不准确, 或增加或减少了;
 - 2) 岩心颗粒损失;
 - 3) 岩心油清洗得不彻底;
 - 4) 烘干时的温度高于蒸馏时的温度, 这样有可能会把水化的水分除掉, 从而增大了油体积。
- c) 岩石润湿性可能会改变。
- d) 粘土的结构可能会改变, 从而使渗透率的测定不准确。
- e) 对分析的准确性没有检测。

4.3.1.7 准确度/精度

由于不存在有证的标样, 所以不能对该方法的准确程度进行评估。但是在 4.3.1.8 的校准方法中, 可以评价水体积的可重复性。用同样的方法也可以来评价油体积的准确程度。对于相对较小的样品, 或者是含有残余油水的含气饱和度较高的样品, 液体饱和度的百分比误差可达到测定值的±50%。当液体的量增加时, 百分比误差明显降低。

4.3.1.8 校准

应经常检查水测量的准确程度, 以确保测定结果的偏差很小。

- a) 对于质量法, 把一定量的水加入抽提仪, 然后再与蒸馏油砂岩样相同的条件下进行蒸馏得到的水量作图。由于仪器的冷凝效率不同, 水体积的校准系数可能会不同。具有代表性的值如下:

$$\text{校正过的水质量} = (\text{水的质量} \times a) + b$$

式中 a , b 为校准方程的斜率和截距, 即 $a = 1.003 \pm 0.001$, $b = 0.090 \pm 0.009$ 。

- b) 对于体积法, 用一个校准的玻璃量筒把已知体积的水移到水捕集器里。捕集器的最大误差为 0.02mL。如果必要, 可计算出体积校准系数, 并对结果进行校准。

4.3.2 全直径岩心

4.3.2.1 分析原理

全直径岩心的蒸馏抽提方法和小岩心的(见 4.3.1.1)基本相同。下面讨论操作步骤以及仪器的不同之处。

4.3.2.2 仪器设备

适合该方法的设备包括:

- a) 长颈瓶——所用的长颈瓶必须适合全直径岩样, 必须比分析柱塞岩样的大, 为了除去油使用的溶剂量也大。
- b) 捕集器——捕集器或者侧管必须足够大, 以适合大样品中大量的水。捕集器的带刻度部分的最小刻度应该为 0.1mL。
- c) 岩心抽提保护器——对于全直径岩心, 砂芯滤杯一般不用。取而代之的是用不吸水的滤布材料(原色棉花制成的长袜状材料)来防止全直径岩心的颗粒损失。砂芯滤杯一般用在柱塞岩样分析当中, 没有制造适合全直径岩心的砂芯滤杯。

4.3.2.3 操作步骤

除了岩样质量应该精确到 0.1g 以外, 其他的操作步骤与柱塞岩样的完全相同。同时 48h 的清洗时间应该延长, 以便适合清洗大体积的样品。通常还需要较长的清洗时间与额外的清洗。

4.3.2.4 计算

见 4.3.1.4 中的公式。

4.3.2.5 优点

见 4.3.1.5, 当进行全直径岩心分析时, 还有如下的优点:

- a) 由于称量时的精度只需达到 0.1g, 因此不需要高精度的分析天平。
- b) 在处理和测试过程中, 样品颗粒的损失问题不像柱塞岩样那样重要, 但是仍然需要尽量减少为好。
- c) 与柱塞岩样相比, 收集到的水体积相当大, 因此水的刻度只需精确到 0.1mL。
- d) 油体积是用质量差方法确定的。除了含油饱和度非常低外, 不像柱塞岩样那样, 较小的测试误差不会对最终结果产生相同程度的影响。

4.3.2.6 应用局限性

分析全直径岩心时, 还有另外一些局限:

- a) 需要一些规模更大、更贵的设备, 如玻璃器具、烘箱、切割锯床等。
- b) 需要较大的实验室空间。
- c) 使用的溶剂较多, 因此在相同的情况下需要较大的投资。储存和后期工作也相对比较复杂。
- d) 需要较长的蒸馏、岩心清洗时间, 因此降低了数据报告的及时性。
- e) 由于涉及到大量的蒸气和溶剂, 为了健康和安全, 分析过程中应该仔细地监控和观察。

4.3.2.7 精度

见 4.3.1.7。

4.3.2.8 校准

见 4.3.1.8。

4.3.3 保压取心的分析方法

4.3.3.1 简述

保压取心的岩心分析目的是, 当岩心筒从井底提到地面的过程中, 通过阻止压力的下降而使流体

的膨胀降到最小，从而提供岩心流体饱和度数据。当岩心筒从井下提到地面时，一个球阀保持岩心筒的密封并且阻止原有压力的下降。另外，岩心筒可以补充压力以补偿由于地面温度的降低而导致压力的下降，使岩心筒保持预先设置的压力。

利用一种失水低的钻井液、较快的取心速度、低密度的钻井平衡液以及特殊设计的取心钻头，使岩心进入岩心筒之前，把钻井滤液对岩心的冲洗降低到最小。另外，在取心之前，内岩心筒，一般都充满了低侵入的凝胶材料。当岩心进入岩心筒时，凝胶通过吸允置换岩心表面的钻井液，使钻井液的侵入进一步减轻。

流体饱和度是实验室条件下存在于岩心内的油水百分数。由于冲洗导致原始流体饱和度的改变只能定性地解释。任何钻井滤液的侵入都会改变原始饱和度值，除非原始状态是水驱残余状态。对于低压储层，利用泡沫作为钻井液，滤液的侵入可以减到最小。采用前面的那些预防措施，在这种条件下的饱和度值接近原始饱和度值。

现场处理过程见 2.2.5 中的叙述。

4.3.3.2 分析原理

在实验室开始分析之前，把岩心用干冰保持冷冻状态。在干冰温度下，这种作法降低了孔隙压力，使水处于冷冻状态，使油也不流动，圈闭的气体既没有冷冻也没有液化。

当把岩心放在气体收集容器中进行解冻时，气体从溶液中释放出来，并且排出了油和水，排出的油和水被容器底部的收集管收集起来，气体被收集到容器里的真空部分。这些流体的量不能反映常规取心由于压力降而产生的流体的量，因为油藏中存在着不同的压力和温度。

由于油体积是用蒸馏抽提方法确定的，而分析过程中是采用气体驱动溶剂的方法进行的，因此为了获得最准确的值，必须把岩心颗粒损失保持在最低。

如果在取心区域没有自由气体存在，而且岩心是在油的泡点压力以上钻取的，那么总的液体饱和的空间相当于地层条件下地层油占据的孔隙空间。饱和度的误差不应该超过 $\pm 5\%$ 。

滤液侵入分析可以用来评价原始流体饱和度的变化。如果可能，相对渗透率分流曲线可以用来帮助评价。侵入原理的详细讨论在 4.3.7 中给出。

4.3.3.3 仪器设备

下列设备仪器是进行保压取心分析所必需的。这些设备只是保压取心分析使用到的，不包括常规岩心分析所使用的仪器设备。

- a) 岩心储存盒——用来储存分析前的冷冻岩心的盒子。岩心盒应足够大，以便能够放得下包在衬筒内每节 1.52m (5ft) 长的岩心，以及保持岩心冷冻状态的足够干冰。盒子应该隔热，以把干冰的升华降到最小。
- b) 干冰——用于在分析开始之前，把岩心保持在冷冻状态。
- c) 液氮——用于磨铣岩心筒，以及岩心准备期间岩心的清洗、钻取柱塞、全直径岩心的磨平等。
- d) 铣床——用于沿着内筒长度，在径向两侧磨铣，以便易于把冷冻岩心取下来。
- e) 2L 的杜瓦瓶——用于在清洗过程中定期地把岩心放进液氮里，以帮助清洗和保持岩心处于冷冻状态。
- f) 钻井液或者低侵入的凝胶清除工具——包括表面刮刀、绝缘手套、小锤子等。
- g) 气体收集容器——是一种带压力表的容器，来确定从岩心以及岩心筒中释放出来的气体体积，并且可以进行气相色谱分析。
- h) 气体圆筒 (250cm³) ——用于从气体收集容器里提取气体样品，以便进行色谱分析。
- i) 离心机——用于离心气体收集器的捕集管，以便更好地将油、水、固体分离。
- j) 加热灯——用于在提取气体样品前把气体收集容器里的气体进行混合。
- k) 便携式真空泵——在收集气体之前，把气体收集容器以及 250cm³ 的圆筒抽空。
- l) 不锈钢管 [直径为 76.2mm (3in)，下端带有筛网] ——将样品放在不锈钢管里面，防止在收

集气体或蒸馏过程中，岩样的颗粒损失。

- m) 不吸水的滤布材料（医用长袜状材料）——在 CO₂ 抽提过程中，用来包裹岩样，减小岩样的颗粒损失。

4.3.3.4 操作步骤

4.3.3.4.1 岩心准备过程

岩心准备过程包括：

- a) 把岩心密封在钢管内，并放在装有干冰的箱子里冷冻，从井场运送到实验室。
- b) 把每段钢管密封的冷冻岩心放在一个充满干冰的浅槽中，浅槽与铣床相连。沿钢管的长度方向，在径向两侧铣出两个沟槽，直到两沟槽的深度略小于钢管的壁厚。液氮直接注在磨铣的位置，以保证钢管与岩心的温度不高于干冰的温度。
- c) 然后把钢管分为两半，把冷冻的岩心取出。
- d) 利用刮刀或者刷子把冻在岩心上的侵入不深的凝胶清理干净。定时地向岩心段上滴液氮以保持岩心冷冻。
- e) 用肉眼观察岩心的岩性特征，并选择出要分析的岩心。
- f) 以液氮为冷却剂，用金刚石锯将被选择的每段岩心两端切平，用塑料薄膜和（或）铝箔纸把这段冷冻岩心包起来，储存在干冰里，以备分析用。薄膜和铝箔纸保护岩心中的液体不蒸发。
- g) 在铣开岩心筒时应该小心，确保安全操作。为了防止操作者受到伤害，在铣的过程中应该在岩心筒上放置一块大筛网，以保护操作者不受伤害，因为钻井液在冷冻的过程中会膨胀，引起过高的内部压力，导致岩心筒分开，从而伤害操作者。岩心筒中丢失岩心的地方充满了天然气，这些气体可能会在空气中燃烧。在铣的过程中，岩心筒处于二氧化碳和氮气包围的环境中，才不会引起燃烧。

4.3.3.4.2 气体收集过程

气体收集过程如下：

- a) 把端面磨平的冷冻岩心放在一个薄壁的金属圆筒中，在金属圆筒的底部放置一块细筛网，迅速称量，并放置到气体收集装置里（图 7）。
- b) 将系统迅速装好，并抽空 45s，以排掉空气，但是不能把岩心中的气体抽出来。然后让冷冻的岩心解冻到室温。
- c) 释放的气体所带出来的油水收集在一个带刻度的接收管里，这个接收管与气体收集容器相连接。
- d) 释放的气体被收集在一个收集容器里。系统装有压力表，用来观察气体收集容器里的压力。如果气体收集容器里的压力超过 0kPa (0psig)，那么打开第二个已事先抽空的附加容器，来收集更多的气体。
- e) 记录大气压、室温、系统的压力以及产出的液体体积，当连续几次读数稳定时，就可以认为岩心已经完全解冻。
- f) 释放的气体可能要用多个容器来收集。如果需要的话，分别用主收集容器与二级收集容器来收集气体样品。然后对气样进行分析，确定气体密度以及成分的摩尔分数；对收集到的油水体积进行计量，测定水中的氯化物与溴化物以及产出油的相对密度。
- g) 将样品以及圆筒从收集器里取出，称量，然后放到事先已经准备好的蒸馏抽提仪器里。

4.3.3.4.3 蒸馏抽提过程（Dean Stark）

蒸馏抽提过程包括：

- a) 样品装入蒸馏抽提仪器中（见 4.3.1.2），把系统连接好，开始加热，把岩心中剩余的水蒸馏出来，抽提剩余的油。
- b) 当连续几次水的读数不再变化时，蒸馏过程结束，记录水的体积。然后把样品和砂芯滤杯取

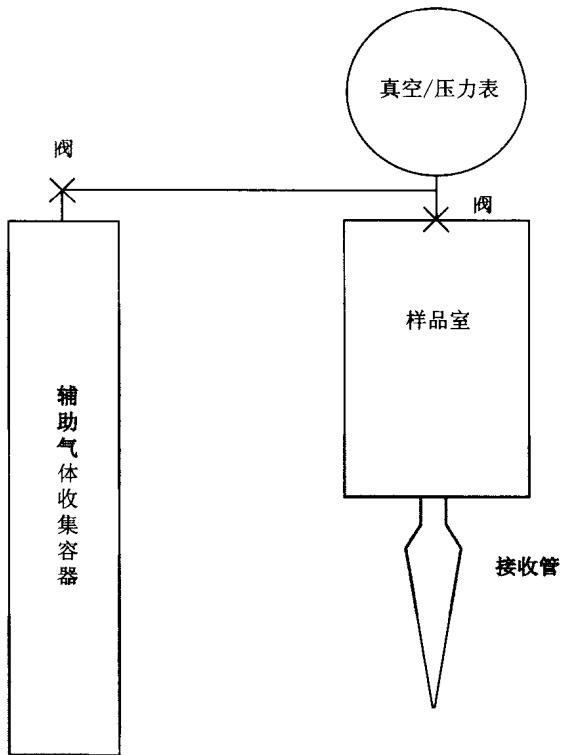


图 7 气体收集/压力衰竭系统

出，并放到真空烘箱里，除掉残留的溶剂，烘箱的温度设置为 116°C (240 °F)。当样品彻底烘干时，从烘箱中取出样品和砂芯滤杯，在有干燥剂的情况下冷却，然后再次称量。

- c) 利用气体收集过程中得到的油的密度，通过质量法确定清洗出来的油体积。对蒸馏出来的水体积进行校准，将水体积校准到气体收集阶段所得到的水具有相同含盐量的盐水的体积。如果气体收集阶段所排出的水被钻井滤液污染，那么就会与蒸馏抽提阶段排出的水的含盐量不同，因为岩心中间部位水的污染要小。
- d) 在进行附加抽提过程之前，用不吸水的滤布材料（医用长袜状材料）把岩心和掉下来的砂粒包裹好，以减少颗粒损失。

4.3.3.4.4 气驱溶剂抽提以及饱和度测定

气驱溶剂抽提以及饱和度的测试过程如下：

- a) 把包好的岩心称重，并放到气驱溶剂抽提的装置中，在 82°C (180 °F) 的温度下，用充满二氧化碳的甲苯溶液进行进一步的清洗。这一步骤是为了除掉所有的剩余油。这个清洗过程减少的质量就是所除掉的油的质量，利用前面计算的油密度，将其转换成体积。在实际操作过程中，用蒸馏抽提和气驱溶剂抽提所失去的总质量减去收集到的水的质量来确定油的量。
- b) 然后将岩心放入对流烘箱（或真空烘箱），在 116°C (240 °F) 的温度下烘至恒重，对于含有大量蒙脱石和其他粘土矿物的样品，可以用湿度烘箱来保留一个或两个水化粘土层，这样可以使粘土与水之间的交互作用更接近油藏条件（烘干时湿度的大小对于保留适当的水化粘土层是很重要的）。
- c) 测定全直径岩心的孔隙度和水平空气渗透率。如果有多个样品一起分析，则根据有代表性部分的权重求平均值。
- d) 利用测得的包括样品在内的各段岩心的总孔隙体积以及各段岩心所得到的油水来计算矿场油罐条件下的液体饱和度。从已知的收集气体系统的体积可以确定从样品中收集到的气体体

积，然后用颗粒体积和总体积进行校准，此外，还要对总液体体积和含盐量进行校准。最后把气体体积校准为标准状况下的体积。

4.3.3.5 计算

这种方法使用了下面的计算公式：

a) 标准温度压力下的气体体积和收集到的气体的质量：

$$\text{气体体积} = \frac{\text{气体收集容器体积} \times \text{容器压力} \times 520 \times (1 - \text{空气占的分数})}{14.7 \times (492 + 1.8 \times \text{温度}) \times 6.895}$$

$$\text{气体质量} = \text{气体体积} \times 0.0012232 \times \text{气体相对密度}$$

式中：

气体收集容器的体积，mL；

容器压力，kPa；

温度，℃；

气体质量，g；

在 STP 下，气体体积，mL。

$$\text{气体相对密度} = \frac{\text{气体的密度 (g/mL)}}{\text{空气的密度 (g/mL)}}$$

在 STP 下，空气的密度为 0.0012232g/mL；

STP 为标准温度 (0℃) 和压力 (1 个大气压)。

(1 - 空气占的分数) 为一个修正系数。当对气体收集器抽空时，系统中大部分空气被抽走，但仍存在 5% 的空气，而且在密封盖处可能会有小的泄漏，使空气进入了系统。通过分析气体收集容器中的气样来确定空气的量。

用气体质量来检验物质平衡，就是从样品中提取出的气、油以及水所造成的总的损失应该等于计算的质量损失。

注：原文公式为：

$$\text{气体体积} = \frac{\text{气体收集容器体积} \times \text{容器压力} \times 520 \times (1 - \text{空气占的分数})}{14.7 \times (460 + \text{温度})}$$

式中容器压力的单位为 psia；温度的单位为华氏度，°F；其他同上。

b) 饱和度：

$$\text{油饱和度} = \frac{(\text{收集气体时得到的油体积} + \text{蒸馏抽提的油体积} + \text{CO}_2 \text{ 提取的油体积}) \times 100}{\text{孔隙体积}}$$

$$\text{水饱和度} = \frac{(\text{收集气体时得到的水体积} + \text{蒸馏抽提的水体积}) \times 100}{\text{孔隙体积}}$$

式中：

收集气体时得到的水体积，cm³；

收集气体时得到的油体积，cm³；

油饱和度是孔隙体积的百分数；

水饱和度是孔隙体积的百分数；

所有的油、水体积，mL。

c) 蒸馏抽提的水体积，见 4.3.2。

d) 孔隙体积和颗粒密度的校准。当盐没有从岩样中清洗出来时，根据气体收集和压力衰减过程中产出的盐水来校准孔隙体积和颗粒密度。或者也可以用甲醇将岩样中的盐清洗出来。

$$\text{孔隙体积 (校准后的)} = \text{孔隙体积} + \frac{\text{水体积} \times \text{NaCl 盐度}}{C}$$

式中：

孔隙体积，mL；蒸馏抽提的水体积，mL；

NaCl 盐度的单位为每毫升蒸馏出的水含 NaCl 的质量，即 g/mL；

$C = 2.165 \text{ g/mL}$ (NaCl 的密度)。

$$\text{颗粒密度 (校准的)} = \frac{\text{岩心样品质量} - (\text{水体积} \times \text{NaCl 盐度})}{\text{总体积} - \text{孔隙体积 (校准的)}}$$

式中：

颗粒密度，g/mL；

蒸馏抽提的水体积，mL；

NaCl 盐度，g/mL；

总体积，mL；

孔隙体积，mL。

4.3.3.6 优点以及应用局限性

优点以及局限性包括：

- a) 保压取心是一个费用大，要求高，耗时长的工作。该方法需要一个垂直的、使用了特制的钻井液或者泡沫液体清洁井眼。
- b) 实验室要尽量靠近井场，因为冷冻的岩心不适于远距离运输。实验室需要有经验的人指导以及必要的设备。
- c) 保压取心岩心分析所提供的流体饱和度比常规岩心分析提供的流体饱和度更能代表原始饱和度。在岩心上提的过程（压力降低）中，阻止流体从岩心中释放就能防止饱和度的改变。见蒸馏抽提清洗岩心的优点以及应用局限性（见 4.3.1.5 和 4.3.1.6），以便更好地理解对确定饱和度的影响。
- d) 为了获得更接近油藏实际的饱和度，取心过程应将对岩心孔隙的侵入减到最小。保压取心是阻止压力下降引起的饱和度变化，而不能避免钻井液对岩心的侵入。因此，只有滤液侵入最小时，所取岩心测得的饱和度才能代表油藏情况（见 4.3.7）。如果岩心发生了大量的侵入，那么测得的饱和度只能代表侵入后的残余值。这对于评价三次采油方案是十分重要的。
- e) 在取心的过程中，把钻井液的过平衡降到最小、使用低漏失的钻井液、在保持较高的岩心收获率的前提下，尽可能快地钻透地层；这样才能把对岩心的侵入减到最小。在某些情况下，例如衰竭井底压力，使用稳定的泡沫钻井液都会将侵入减到最小，但是如果在钻井过程中泡沫消失，岩心遭受高浓度表活剂的侵蚀，将发生严重的侵入。
- f) 能够从岩心中收集油和水进行分析，这明显优于常规以及海绵取心。在取心结束时把存在岩心内所有的水都收集起来，可以确定取心过程中滤液的体积，即被排出的气、油和水的体积。已知了测量的饱和度值和滤液的体积，利用储层相对渗透率分流特征曲线，就可以定性地评价取心过程中饱和度的改变。

相比较而言，在取心后，常规和海绵取心只能测定岩心中残余的滤液饱和度，因为在提升过程中，岩心中的流体被驱替出去了。但是大部分滤液位于岩心的周围，测定的滤液是不准确的，数值偏低。在常规取心中，尽管在用海绵取心中，排出的油是吸附在海绵上的，但由于压力的下降，含油饱和度也是减小的。如果含油饱和度接近残余状态，那么 K_g/K_o 将是由气驱排出很少的油的情况下的测定值。

- g) 由于气体保存在保压取心的岩心里，就可能测定气体体积和组分。这对于评价注气的扫油效率是很有意义的。在注气后的残余饱和度状态下，高扫油效率的区域内的残余饱和度可以评价各种岩石特性。
- h) 将一段以上岩心的油气比求平均值的话，油气比与生产测试数据吻合得很好。
- i) 对于整个的岩心段，可以逐尺地测量油的相对密度，观察油的相对密度是否随深度发生变化。通过这种方法油的相对密度随深度的变化就可以观察出来。
- j) 保压取心的岩心直径在 64.5mm~95.3mm (2.5in~3.75in) 之间。较小直径岩心增加了岩样的比表面积，钻井滤液侵入的影响以及饱和度的改变都要比大岩心的严重。同其他的岩心分析一样，当岩心变小时，分析的准确度也降低了，所以当岩心直径增加时，保压取心的岩心分析误差会更小。

4.3.3.7 准确度/精度

这种分析方法的准确度/精度是：

- a) 流体饱和度——每相流体的分析准确度如下：
 - 1) 气体收集过程：流体体积为 $\pm 0.5\text{mL}$ ；水体积（蒸馏抽提）为 $\pm 0.5\text{mL}$ ；
 - 2) 气驱溶剂抽提过程：油量为 $\pm 0.1\text{g}$ ，或 $\pm 0.1\text{mL}$ 。
- b) 气体体积——气体体积由波义尔定律确定，气体体积的误差为实际的 $\pm 2\%$ ，计算气体体积时各变量的准确度为：
 - 收集容器体积为 $\pm 5\text{mL}$ ；
 - 收集容器温度为 $\pm 1^\circ\text{C}$ (0.5°F)；
 - 收集容器压力为 $\pm 1.379\text{kPa}$ (0.2psia)；
 - 空气所占的分数为 ± 0.5 摩尔百分数。

4.3.3.8 校准

关于这种方法的校准包括：

- a) 应该用去离子水来校准气体收集容器和蒸馏抽提仪的捕集器，去离子水程量精度应达到 0.01g 。用对应温度下的水密度把每一间隔的质量转换为体积。在捕集器上按每 10mL 的间隔校准体积。用内插法确定两个校准过的体积之间的真实体积。
- b) 应该用一个准确的气体流量计或计量表来校准气体收集容器的体积，在校准体积前每个容器都要抽空，其体积测量的重复性应该在 5mL 之内。
- c) 应该在规定的时间间隔内校准天平。

4.3.4 海绵取心分析

4.3.4.1 分析原理

在海绵取心过程中，岩心进入一个 1.27cm (0.5in) 厚的聚氨脂或纤维素与聚氨脂混合制成的海绵衬套里，海绵衬套在铝制衬管里。当岩心提到地面时，膨胀的气体把原油排出，油被亲油的海绵衬套吸附（如果是水的话，就被亲水的海绵衬套吸附）。

亲油的海绵衬套由具有 70% 孔隙度的聚氨脂组成，很容易被压缩到没有孔隙度。在入井之前，海绵由盐水饱和。如果知道储层盐水的性质，就用与储层盐水相配伍的盐度和密度盐水来饱和海绵。从岩心内出来的油将排驱海绵内的水，油将在海绵孔隙的壁上形成一个薄层。

亲水海绵由纤维素纤维与聚氨脂混合制成。用油基钻井液取心时，在入井之前，海绵用无水矿物油饱和。目的是当岩心上提时，吸附岩心排出的水。

4.3.4.2 仪器设备

4.3.4.2.1 设备

需要高速台式锯，台式锯配有至少要有直径 25.4cm (10in) 碳化的刀刃和 1.1025kW (1.5hp) 的电机，来打开铝制岩心筒。

4.3.4.2.1.1 用于亲油海绵的分析设备

下列附加设备是分析亲油海绵所需要的：

- a) 盛装海绵的容器（大的索氏抽提仪、金属罐等）。
- b) 用于确定溶液中原油含量的分光计，例如：
 - 1) 可见光分光计（检测原油颜色的亮度）；
 - 2) 紫外线—荧光分光计（检测芳香族化合物）；
 - 3) 红外光分光计（NIR）（检测 C—H 键，沥青质）；
 - 4) 核磁共振（NMR）分光计（检测 C—H 键的改变）。
- c) 分析天平用来准备原始提取液的标样，这个标样用于校准分光计响应。
- d) 气相色谱（可选）。

4.3.4.2.1.2 亲水海绵分析设备

除了 4.3.4.2.1 所列的设备外，亲水海绵分析还需要标准的蒸馏抽提设备（例如 Dean—Stark），用来测定收集到的水体积（见 4.3.2）。

4.3.4.2.2 试剂

4.3.4.2.2.1 亲油海绵分析

良好的原油溶剂应该是：

- a) 如果使用可见光分光计，应该看不到颜色。
- b) 如果使用紫外—荧光分光计，应该看不到芳香族。
- c) 如果使用红外分光计（NIR）或者核磁共振分光计（NMR），应该看不到 C—H 键（例如自由氢键的含氯氟烃或氯碳化合物）。

4.3.4.2.2.2 亲水海绵分析

任何标准的蒸馏抽提溶剂，例如甲苯。

4.3.4.3 操作步骤以及注意事项

4.3.4.3.1 井场处理

在井场，操作应该小心，避免使海绵岩心衬套受到震动，因为这样会引起岩心的窜动，使岩心与海绵相对位置发生变化。虽然海绵取心应该保持冷却，但是在岩心筒里就将其冷冻，在搬运时容易使岩心产生裂缝。

对于某些储层，如裂缝或溶洞性碳酸岩可能会断裂或楔入海绵，使海绵堆积到一起。采用较大直径的海绵取心就不容易发生此类问题。

岩心收回后应立即把岩心截断成岩心段 [一般为 1.524m (5ft)]，存放在运输的容器里，该容器里充满了与饱和海绵同样的流体。

4.3.4.3.2 亲油海绵分析

由于海绵事先用水饱和，而且是可以高度压缩的，应该直接分析海绵中油的量，而不是从海绵中的水量以及孔隙度来计算出油量（就像蒸馏抽提法分析岩石的含油饱和度那样）。

由于油已经分散到亲油海绵内并形成了一薄层，采用机械压缩的方法，企图把油收集起来，不是一个好的方法。

使用一台配有大直径探头的核磁共振仪，如 NMR 成像仪，只要把要测定的海绵衬套从导电的铝制衬管中取出，就可以直接测定海绵内的油。随着测定费用的降低，以及 NMR 的普及，NMR 直接测定的方法就更具有吸引力。

根据 1993 年的资料，最便宜、应用非常广泛的方法是用溶剂溶解海绵里的油，接着再用分光计确定溶液中的油量。由于在原油溶解步骤中，海绵会受到溶剂的损坏，因此必须选择不损害海绵的溶剂或者在后来的分析中不受溶解影响的海绵。对于分光计分析，应该建立一条校准曲线，即把已知质量或体积的原油注入到几片海绵里，接着用溶剂从海绵中提取油，然后测定分光计对提取液的响应。

海绵片应该从实际用的海绵中获取，如果在取心过程中使用了不同的海绵，那么对于新的海绵片，应该做一条新的校准曲线。

4.3.4.3.3 亲水海绵分析

由于亲水海绵是容易吸湿的，因此必须注意防止其从空气中吸收潮气，因为这将影响最终含水饱和度的分析。确定水的含量，通常的蒸馏抽提分析方法就可以了。

4.3.4.3.4 从岩心上分离海绵衬套与铝制衬管

在铝制衬管长度上（沿着衬管的轴线方向），用台锯把衬管切割成相距 180° 的两个切口。切口深度为 6.35mm (0.25in)，这样锯片只能锯开铝制衬管，而不会锯到海绵衬套。也就是说，切割是在一对铝制中心定位片之间，而不是在中心定位片顶部（定位片把岩心固定在铝制衬管的中心）。

接下来，用刮刀切割海绵衬套，从衬管中取出每块岩心，以便修整。要注意岩心与衬管之间相对位移的变化。为了使切割的铝制衬管的长度与已修整的相应岩心块长度相等，应在衬管上作上标记，并把整个岩心和衬管的每一相应的部位贴上标签。

为尽量减少在空气中暴露的时间，切割和密封岩心与海绵样品的过程要在 30min 内完成。这样在分析原油含量时，就会尽可能减少由于岩心流体的蒸发和液态原油的氧化引起的误差。如果不立即分析海绵样品，分析前要仔细保存样品（见 2.2.6 提出的保存方法）。

每块修整后的岩心中的原油（或水）加上与之相对应的海绵衬套中的原油（或水）的体积除以岩心总孔隙体积，即为校准的岩心原油（或水）的饱和度。

4.3.4.3.5 溶剂提取和光谱分析（亲油海绵）

亲油海绵的操作步骤如下：

- 用已知量的矿区原油制备海绵样品，并用已选择的溶剂提取海绵。用此提取液校准分光计的响应。
- 将含有原油的海绵放入溶液中，以下面的任一方式处理海绵：
 - 索氏 (Soxhlet) 抽提仪；
 - 浸泡并用力摇动；
 - 浸泡，在搅拌器中分离溶解海绵中的油。

若采用第 2)、3) 种方式，需要把海绵衬套与铝制衬管分开。

4.3.4.4 计算

4.3.4.4.1 亲油海绵分析

- 确定溶剂提取液试样的分光计响应。
- 已知提取液的总量，用已准备好的标准样进行校准，计算海绵吸入的原油总量。

$$V_{tc} = \frac{W_{tc}}{\rho_c} = \frac{R_a / R_{pwt}}{W_{ts} / \rho_c}$$

式中：

R_{pwt} ——在最终的提取液里，每份吸入矿区原油的海绵的分光计响应；用制备好的标准物质对响应进行标定，标准物质的组成包括一系列已注入了已知量的矿区原油的海绵样品（本批次的）的提取液（例如在给定的光波波长下，一个给定的样品室中，测定出每份吸入矿区原油的海绵提取液的吸收率或荧光性）； R_{pwt} 的单位与 R_a 的单位必须相同；

R_a ——将一片海绵的提取液分成相等的若干份试样，其中一份试样的分光计响应；在计算的过程中，必须是在与标定时具有相同的条件下测定标准物质的分光计响应，例如使用相同的样品室、相同的波长等； R_a 的单位与 R_{pwt} 的单位必须相同；

W_{ts} ——从一片海绵里收集到的原始提取液的总质量；这个质量是在很小一部分等分样品被移出前称量的，g；

W_{tc} ——一片海绵中的原油总质量, g;

V_{tc} ——一片海绵中的原油总体积, cm³;

ρ_c ——矿区原油的密度, g/cm³。

4.3.4.4.2 亲水海绵的分析

已知盐水的含盐度和密度, 就可根据由海绵中蒸馏出的水的体积来计算海绵吸入的盐水体积, 计算公式如下:

$$V_{br} = \left[\frac{V_w \cdot \rho_w}{\rho_b} \right] \left[\frac{1000000}{1000000 - C_s} \right]$$

式中:

V_{br} ——与从一片海绵中收集的蒸馏水体积相对应的盐水体积, cm³;

V_w ——蒸馏水体积(从一片海绵样品中收集到的)(例如 Dean-Stark 方法), cm³;

ρ_w ——蒸馏水密度, g/cm³;

ρ_b ——含浓度为 C_s 的地层水密度, g/cm³;

C_s ——地层水浓度, mg/L。

$$C_s = \frac{100000 \times (\text{盐的质量})}{\text{盐水的质量}}$$

4.3.4.5 优点及应用局限性

与保压取心相比, 海绵取心成本低, 操作简单(如 4.3.3 的叙述)。岩心中保留的油量(或水量)加上海绵吸收的油量(或水量), 就可得到更准确的含油饱和度(或含水饱和度)值。

与保压取心不同的是, 海绵取心中释放的烃气未被保存下来, 也不可能进行分析。而且, 用海绵取心必须选择是测量校准的含油饱和度还是校准的含水饱和度, 两者不能在同一块海绵岩心上测量。

4.3.4.6 准确度/精度

抽提与光谱分析相结合, 亲油海绵分析的油体积误差为实际油体积的 5% 或 0.2mL 以内, 无论哪个参数, 误差都比较大。亲水海绵分析的水体积误差在实际水体积的 0.1mL 之内, 若已知盐水的含盐度和密度, 就可计算相应的盐水体积。由于水的体积可以直接测定, 因而测定水的体积比测定油的体积更准确。相比之下, 油样在溶剂中被高度稀释, 光谱法也只能分析稀释溶液的某一等分试样。

4.3.4.7 校准

见 4.3.1.8 所述所有工业设备应遵循的标准校准过程。

4.3.5 产油页岩

4.3.5.1 分析原理

这一节涉及测定“产油页岩”——由粘土到粉砂粒级的颗粒组成的岩石, 该岩石可能产油, 测定这种岩石的孔隙空间的流体饱和度需要特殊的要求。由于这种类型岩石的渗透率低, 可能存在结合紧密的束缚水或结构水, 并且可能存在固体有机物, 因而分析样品时需要特殊处理。建议含有固体有机物的样品不用干馏法分析, 因为在高温下固体有机物也将产出油, 这样就增加了油的体积。因此, 测定液体饱和度时需要采用蒸馏法。

分析原理与 4.3 相同。如果所含的固体有机物不计入油的体积, 应该采用该方法。如果需要缩短分析时间, 研碎岩样可以加速烃的排出。研碎的岩样还将缩短测定颗粒体积的平衡时间。

4.3.5.2 仪器

蒸馏抽提仪与 4.3.1.2 中描述的相同。为了研碎岩样, 还需要研钵和研杵。

4.3.5.3 操作步骤/注意事项

操作步骤与 4.3.1.3 中的描述相同。如果要研碎岩样, 以加速烃的排出或方便颗粒体积的测量, 那么在研碎前应测定岩样总体积, 并称其质量。用研钵和研杵研碎岩样并再次称量。如果研碎过程中

有质量损失，必须对岩石或流体体积进行校准。如果质量损失较高，应该废弃该样品，使用另一块岩样。在整个分析过程中防止岩样的质量损失是准确测定油体积的关键。

4.3.5.4 计算

按 4.3.1.4 的规定进行计算。

4.3.5.5 优点

该方法的优点包括：

- a) 可以用同一块岩样，进行全部测定。
- b) 油体积中不包括固体有机物。
- c) 可以准确测量颗粒密度。

4.3.5.6 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 对岩样所使用的烘干方法影响着油体积。
- b) 由于这类岩石的渗透率低，需要很长的抽提时间。
- c) 岩样质量损失是确定油含量的关键因素。

4.3.5.7 准确度/精度

正确的蒸馏和烘干方法可使含油量和含水量的测定误差在测量值的 2% 之内。由于岩石能快速再水化，从而降低油的体积，因此在烘干岩样时一定要注意。

4.3.5.8 校准

按 4.3.1.8 叙述的方法进行校准。

4.3.6 焦油（油）砂分析

4.3.6.1 分析原理

蒸馏抽提法可用于确定未胶结的焦油（油）砂的流体饱和度分析，但对操作步骤和数据描述需要做一些改进。在以下的章节中描述了需要改进的地方。

4.3.6.2 仪器

该方法使用的基本设备与 4.3.1.2 中描述的相同。

4.3.6.3 操作步骤/注意事项

取样前可把未胶结的岩心冷冻，钻取柱塞时应使用液氮作为润滑剂，接着把冷冻的柱塞装入用热缩聚氯乙烯（PTFE）制成的胶套中，以保证在沥青排出时柱塞岩样完整无损。然后把岩样放入蒸馏抽提仪中（见图 5 和图 6），用甲苯作为溶剂。如果岩样是在开采焦油砂储层时挖出来的，岩心可以不冷冻，实验岩样可以在体积/质量基础上进行分析。在这种情况下，试样可以直接装入到合适的砂芯滤杯里，如 4.3.1.2f) 所描述的方法。

为避免溶剂的强烈沸腾，将以最小的加热速度来达到沸点。必要时更换甲苯，以避免焦油聚集，以及紧接着的“暴沸”或加热过度。后面发生的情况可能延迟蒸馏/抽提过程，还有可能使整个实验失败。

如果沥青的初始沸点大于 200°C (392°F)，就可以直接确定油的含量。为了直接测定油量，将甲苯——沥青残留物转到容量瓶中，加入甲苯，直到总体积达到容量瓶的刻度。由容量瓶中取出试样并放在玻璃纤维滤纸上。蒸发甲苯，称量沥青的质量。然后计算沥青总质量。该方法称为 Modified Dean – Stark (改进的蒸馏抽提法) 或 AOSI – 3573^[4]。

4.3.6.4 计算

样品的液体含量一般以质量百分数而不是孔隙体积百分数表示。

$$\text{含水量} = \frac{V_w \cdot \rho_w}{\text{岩样质量}} \times 100$$

$$\text{含油量} = \frac{[\text{岩样质量} - (V_w \cdot \rho_w) - \text{干岩样质量}] \times 100}{\text{岩样质量}}$$

式中：

含水量——占样品质量的质量百分数；

含油量——占样品质量的质量百分数；

V_w ——采出的水体积，mL；

ρ_w ——水的密度，g/mL；

岩样质量——原始样品的净质量，即除去了胶套的质量，g；

干岩样质量——清洁、干燥的样品质量，g。

注意：实际应用时，可以假设水的密度为1.0g/mL (ACOSA法的计算见4.10的参考文献4)。

4.3.6.5 优点/应用局限性

该方法的优点是：

- a) 用一块样品可以确定液体含量。
- b) 该方法非常迅速。
- c) 计算简单。
- d) 如果样品的焦油(油)含量高，必要时可以终止蒸馏过程，用清洁的甲苯更换烧瓶中已污染的甲苯。

4.3.6.6 准确度/精度

质量百分数应精确到0.1%。虽然没有行业标准物质来验证，但质量百分数应在计算值的±0.5%范围内。对于大多数实际应用来说，该准确度是可以接受的。

4.3.6.7 校准

见4.3.1.8。

4.3.7 滤液侵入分析(保压取心的岩心)

4.3.7.1 分析原理

滤液侵入分析的目的是，测定取心过程中侵入到岩心中的钻井滤液的量。通过把一种或几种已知量的示踪剂加入到钻井液系统中，测定岩心中的示踪剂含量，就可以确定钻井滤液的侵入量。根据示踪剂的浓度/放射性/稀释的程度，就可以确定钻井滤液侵入到岩心中的量。知道了岩心中钻井滤液的含量就可以定性地评价取心过程中由于侵入而引起的饱和度改变，并据此计算地层水的矿化度(见7.7)。

除了对使用各种不同的水基和油基取心液进行保压取心的研究外，还可以对滤液侵入进行研究。本标准未提出关于进行这方面研究的方法。如同广泛的取心液一样，复杂的岩石类型和可能的示踪剂物质，这些阻碍了对其他技术的标准化操作步骤的推荐。

应用储层相对渗透率分流特性提高了对流体饱和度变化的评价。通过使用低侵入型钻头，使钻井滤液的侵入和由于侵入而引起的饱和度改变降至最低。

用示踪剂物质跟踪钻井液系统。建议水基钻井液使用氯水，以下描述的过程均以此为基础。油基钻井液曾用氯化的十六烷作示踪剂。

充分循环钻井液系统，以便使示踪剂均匀混合。根据以往的经验使钻井液从井底到井口循环三次。在钻井取心期间，定期地抽取钻井液试样，其中示踪剂的浓度及放射性参数作为计算岩心中滤液浓度的基准。

在已选择的所有岩心段上钻取垂直柱塞，就会得到“柱塞”样品和“环形”岩样(见图8)。从这些岩样中提取水，并用液体闪烁分析测定氯水的放射性。与钻井滤液相比，钻井液中降低的示踪剂浓度和放射性强度，应等于被地层水稀释的钻井滤液中的示踪剂浓度和放射性强度。据此可以确定钻井滤液侵入到岩心表面和内部的量，以及钻井滤液总侵入量。

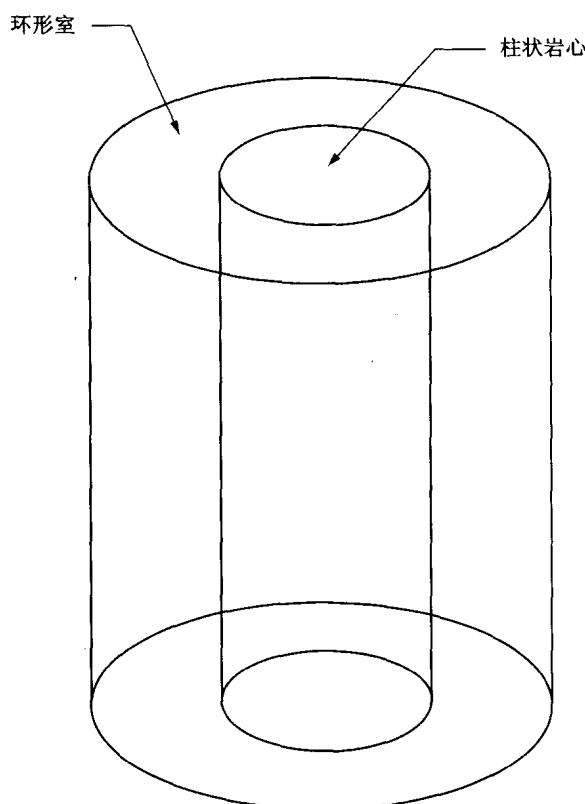


图 8 滤液侵入研究的柱塞和环形岩样

为了尽可能减少由于扩散或吸入引起的钻井滤液迁移到岩心内部，应在岩心取出后尽快在井场切割。如果这样做不可行，那么应在内岩心筒中快速冷冻并保存。Gidman 和 Conner 在 1992 年^[5]曾报道，岩心冷冻可能引起一定的液体迁移，从而使评价的钻井滤液侵入量不准确。

4.3.7.2 仪器

应用的仪器如下：

- a) 钻取样品的钻床，使用液氮作为钻头润滑剂。
- b) 4.3.1.2 中描述的用于柱塞岩样分析的蒸馏抽提仪器。
- c) 用于提取岩心滤液的钻井液失水仪。

4.3.7.3 操作步骤/注意事项

操作步骤和注意事项包括：

- a) 采用已制定的安全操作程序。
- b) 标明为滤液侵入研究选择的岩心段。一般来说，在整个取心段中，大约每 1.22m (4ft) 取一块样。
- c) 在处理岩心、柱塞和环样时要格外小心，避免水分蒸发。
- d) 应该将所选择的全直径岩心段端面磨平，并且加工成长度为 50.8mm~70.6mm (2in~3in) 的正圆柱体。在每个岩样的中心钻取垂直柱塞，提供分析用的柱塞样和环形样。

确定钻井滤液侵入程度还有其他方法，比如在整个岩心上，在垂直轴向上钻取柱塞样，然后再把柱塞样切割成许多薄片，分析每一个薄片样品的钻井液示踪剂。

- e) 称取柱塞样和环形样的质量，将其分别放入 Dean - Stark 蒸馏抽提仪中，对岩样进行油和水的提取。实验过程中使用砂芯滤杯可减少颗粒损失。测量每个样品排出的水量，装入瓶中并做好标记。由于氯化水的化学和物理性质与水的几乎相同，因而蒸馏时无法从原来的水中分

- 离出来。
- f) 将岩样放入 116°C (240°F) 的对流烘箱中烘干，直到恒重。记录每块干样品的质量。
 - g) 测定柱塞样的孔隙度。假设环形样与其相应的柱塞样有相同的孔隙度，用柱塞与环形样的质量比来确定相应的环形样的孔隙体积。
 - h) 计算柱塞样和环形样的含水饱和度。
 - i) 确定从每一对柱塞样和环形样中蒸馏出的水里含有钻井滤液的量。计算每块样品中钻井滤液与总水量的比值，并以样品孔隙体积的百分数表示。
 - j) 当使用氚水时，分析者应遵守相关的安全测量规程。

4.3.7.4 计算

适用于该方法的计算步骤如下：

- a) 柱塞样和环形样的含水饱和度：

$$S_w \text{ (柱塞)} = \frac{S_{wt} \text{ (柱塞)}}{PV \text{ (柱塞)}} \times 100$$

$$S_w \text{ (环样)} = \frac{S_{wt} \text{ (环样)}}{PV \text{ (柱塞)} \times wt \text{ (环样)} / wt \text{ (柱塞)}} \times 100$$

式中：

S_w (柱塞) ——以孔隙体积百分数表示的柱塞样的含水饱和度；

S_w (环样) ——以孔隙体积百分数表示的环形样的含水饱和度；

S_{wt} (柱塞) ——柱塞样中水的总体积，mL；

S_{wt} (环样) ——环形样中水的总体积，mL；

PV (柱塞) ——柱塞样的孔隙体积，mL；

wt (环样) 和 wt (柱塞) ——分别表示环形样和柱塞样的质量，g。

- b) 柱塞样和环形样中的滤液侵入量：

$$\text{滤液 (钻井液)} = \frac{\text{氚元素活性 (样品)} \times 100}{\text{氚元素活性 (钻井液)}}$$

$$\text{滤液 (PV)} = \frac{\text{滤液 (钻井液)} \times S_w}{100}$$

式中：

滤液 (钻井液) ——以总水量的百分数表示的钻井滤液；

滤液 (PV) ——孔隙体积，百分数；

S_w ——含水饱和度，孔隙体积百分数。

氚元素的放射性活度以 Bq/mL ¹⁾ 表示。

4.3.7.5 优点/应用局限性

该方法的优点和应用限制包括：

- a) 与其他常规或海绵取心法的岩心分析相比，用保压取心确定取心滤液侵入量的优点是，由于取心筒压力保持在原始取心压力下，取样时全部水量都保持在岩心内。因此，岩心段中含有钻井滤液量在完成取心操作后、表面加工之前，就可以定量确定。

随着取心筒由井下提升到地面，在常规或海绵取心中，流体会从岩心中排出。在常规取心中，由于岩心周围含有大量的钻井滤液，随着取心筒的提升压力下降，首先排出的是含水滤液。由于排出了部分液体，钻井滤液的侵入量减少，由这种岩样测得的钻井滤液的侵入量只能是剩余的量。

1) $1\text{pCi}/\text{mL} = 3.7 \times 10^{10} \text{Bq}/\text{mL}$

可以选择水湿或油湿海绵衬套。亲水海绵衬套回收由气体排出的水量，可用于分析钻井滤液示踪剂。也可以用 Dean – Stark 抽提法以及分析收集到的水的方法，来分析岩心流体中的示踪剂。

- b) 即使已知岩心段的钻井滤液含量，也不能定量地确定原始地层流体饱和度。钻井滤液排驱油和水。它排驱各相的量取决于原始地层流体饱和度、流体性质和地层性质。如果在原始状态，地层处在束缚水饱和状态下，那么滤液主要排驱的是油或气；相反，如果在原始状态，地层处于残余油饱和状态，那么滤液主要排驱的是水或气。在这两种极端情况之间，油和水的排驱取决于各自的相对渗透率。相对渗透率分流曲线可用于评价取心操作过程中流体饱和度的变化。
- c) 建议钻井滤液示踪剂用氯水，因为用 Dean – Stark 抽提法可以从岩样中蒸馏出水来。如果用的是离子示踪剂，或除氯化水以外还使用了其他的示踪剂，那么选择示踪剂的一个原则是油层岩石不会通过化学或生物作用，改变所选示踪剂的性质。水基钻井液中使用阴离子示踪剂，如溴化物、碘化物和硝酸盐，不同程度地获得了成功。许多油层水中都含有一定量的溴化物和碘化物，因此选择合适的示踪剂对准确分析地层水组分至关重要。硝酸盐示踪剂要求钻井液中加入杀菌剂，以防止微生物把硝酸盐还原成亚硝酸盐。

从岩心中提取离子示踪剂，与氯化水的提取相比，需要更长的时间和更大的工作量。这个过程的操作步骤见 7.7。离子示踪剂提供了半定量的水侵入结果。

- d) 由于是在冷冻状态下把柱塞样和环形样放入 Dean – Stark 蒸馏抽提仪中，因而避免了气体从岩样中的释放。在蒸馏过程中，由气体释放引起的质量损失被包括在了由提取油时引起的质量损失里。油量按质量确定。如果岩样中存在大量的气体，那么由蒸馏抽提实验确定的含油饱和度可能产生明显的误差。因此，滤液侵入研究报告中只有含水饱和度。

4.3.7.6 准确度/精度

钻井滤液侵入岩心中程度的测量精度大约在 5%~20% 范围以内。同时使用几种钻井液示踪剂，可使测得的滤液侵入程度的可信度大大增加。由于目前还没有钻井滤液在井下侵入范围的公认标准，因此未见关于该方法准确度的资料。

4.3.7.7 校准

为了取得一致的结果，必须对液体闪烁仪、阴离子示踪剂检测仪和离子色谱仪进行校准。

4.4 溶剂冲洗法

4.4.1 Karl Fischer 滴定法

4.4.1.1 分析原理

用不同溶剂按一定顺序通过动态混相驱替方法清洗柱塞岩样，并用 Karl Fischer 滴定法分析流出物中水的含量（见 ASTM D1364 – 90^[6] 和 ASTM D4377 – 88^[7]）。

4.4.1.2 仪器设备

适用于该方法的仪器包括：

- a) 基本设备——包括注入溶剂用的岩心驱替系统和分析流出物的 Karl Fischer 滴定仪。岩心驱替系统由一套岩心夹持器组件、溶剂供给装置和相关的硬件组成。Karl Fischer 分析需要一台滴定仪、合适的 Karl Fischer 试剂、分析天平和注射器。
- b) 岩心夹持器组件——Hassler 或静水压力型岩心夹持器、胶套、两端堵头、适当的围压和驱替压力的加压源。
- c) 溶剂供给装置——一个恒速高压液相色谱（HPLC）泵，也可以用气动泵。泵可以是活塞泵，也可以是连续流动型的系统。恒压法需要一个高压气瓶，压力调节器和一个活塞式的中间容器。
- d) 相关的硬件——由防腐管线、阀门组成，用于连接岩心夹持器和溶剂驱替系统。

- e) Karl Fischer 滴定仪——体积或库伦滴定仪。
- f) 分析天平——能称量 0.1mg~1000g 的分析天平均可。
- g) 注射器——容量为 0.1mL~10mL, 塑料或玻璃制的。
- h) 材料和试剂:
 - 1) Karl Fischer 试剂: 选择使用适合于滴定仪的试剂;
 - 2) 甲苯: 分析纯;
 - 3) 甲醇: Karl Fischer 级;
 - 4) 25mL 带盖小玻璃瓶: 盖内衬有聚四氟乙烯 (PTFE);
 - 5) 玻璃器具: 容量约为 1000mL 的容量瓶, 10mL 的接收管;
 - 6) 硝酸银: 0.1mol/L;
 - 7) 标准溶液: 含水 0.1% (质量) 的甲醇标准溶液。

4.4.1.3 操作步骤/注意事项

4.4.1.3.1 操作步骤

该方法适合于确定全直径岩心和柱塞岩样的含水饱和度, 也可以作为蒸馏抽提 (Dean - Stark) 法的替代方法。

- a) 称量岩样精确到 0.1g (假设用的是柱塞岩样), 装入岩心夹持器。按设计的压力施加围压, 在接收管中收集产出的所有液体, 并记录体积。
- b) 按顺序交替注入甲醇——甲苯溶剂, 首先注入的溶剂必须是与岩心中的流动相相混溶, 即如果盐水是流动相则与甲醇混溶, 那么首先注入甲醇; 如果油是流动相则与甲苯混溶, 那么就首先注入甲苯。
- c) 所有的储存小瓶、注射器或收集容器在使用前应称重或校准。
- d) 用先注入的溶剂充满玻璃小瓶并密封, 然后以适当的速度或压力向岩样中注入溶剂, 用带塞子的容器收集流出物。操作时应格外小心, 尽可能避免溶剂暴露在空气中。
 - 1) 甲醇注入时, 对流出物定期取样, 并用硝酸银检测盐的含量。当硝酸银滴在流出液的等分样品中不形成沉淀时, 注入结束;
 - 2) 注入甲苯时, 应连续注入, 直到 (a) 流出液变清澈, 或 (b) 流出液的折光指数与注入液的相等时, 注入结束;
 - 3) 尽快进行 Karl Fischer 滴定, 以便尽可能减少由于吸潮引起的含水量变化 [见步骤 g) ~ i)]。
- e) 使用另一种溶剂重复步骤 d)。
- f) 再用先使用的溶剂重复步骤 d)。
- g) 对储存小瓶和流出物收集容器重新称量, 计算溶剂的质量。
- h) 用注射器抽取部分注入溶液, 根据制造商推荐的步骤, 用 Karl Fischer 滴定法分析水的含量。将注射器再次称量, 以便确定分析溶剂的确切质量。要确保流出物是均匀的, 然后采用上述步骤确定水的含量。测定结果以质量百分数或与之相等的 mg/L 表示。
- i) 卸下岩样, 用适当的方法烘干, 称量, 并用氦气注入法测定孔隙体积。

4.4.1.3.2 注意事项

Karl Fischer 滴定法的注意事项包括:

- a) 为了安全合理使用所需要的各种化学试剂, 包括 Karl Fischer 试剂, 应首先安全使用说明。
- b) 甲醇非常容易从潮湿的空气中以及未彻底烘干的玻璃容器中吸收水分。而这种吸潮引起的质量的变化又难于定量的确定, 因此应尽量减少在空气中暴露的时间, 尽快进行 Karl Fischer 滴定。
- c) Karl Fischer 滴定法只需要少量的溶剂样品, 因此, 要分析的样品必须具有代表性, 以得出准

确的结果。

4.4.1.4 计算

应进行以下计算：

a) 含水饱和度：

$$S_{wes} = W_{es} \cdot (S_{we} - S_{wi})$$

$$S_{ws} = \text{Sum}S_{wes}$$

$$S_{wb1} = \frac{S_{ws}}{(1 - A)} \cdot \rho_b$$

$$S_{wb2} = \frac{S_{wb1}}{PV} \times 100$$

式中：

S_{wes} ——流出溶剂中的水量，g；

W_{es} ——流出溶剂的质量，g；

S_{we} ——流出物中的含水量，g/g；

S_{wi} ——注入剂的含水量，g/g；

S_{ws} ——岩样中含水量，g；

$\text{Sum}S_{wes}$ ——流出溶剂中的水含量总和，g；

S_{wb1} ——岩样中含盐水量，mL；

S_{wb2} ——样品含盐水饱和度，孔隙体积百分数；

ρ_b ——盐水密度，g/mL；

A ——盐水的含盐量，每克盐水中盐的克数；

PV ——岩样的孔隙体积，mL。

b) 含油饱和度：

如果岩样被完全饱和，含油饱和度可以由体积差来确定：

$$S_o = 100 - S_{wb2}$$

如果岩样含有初始气饱和度，必须用质量差计算含油饱和度：

$$W_o = W_i - W_d - \frac{S_{ws}}{1 - A}$$

$$V_o = \frac{W_o}{\rho_o}$$

$$S_o = \frac{V_o}{PV} \times 100$$

式中：

S_{wb2} ——岩样盐水饱和度，孔隙体积百分数；

W_o ——油的质量，g；

W_i ——岩样的原始质量，g；

W_d ——干样重，g；

A ——盐水的含盐量，每克盐水含盐的克数；

S_{ws} ——岩样中的水量，g；

S_o ——以孔隙体积（PV）百分数表示的含油饱和度；

V_0 ——油的体积, mL;
 ρ_0 ——油的密度, g/mL;
 PV ——岩样的孔隙体积, mL。

c) 数据报告——流体饱和度用孔隙体积百分数表示, 数据修约到 0.1%。

4.4.1.5 优点

该方法的优点包括:

- a) 可以测定任意范围的饱和度。
- b) Karl Fischer 滴定法相当精确。
- c) 对敏感矿物的伤害减到最小。
- d) 该方法可从岩样中除去盐。
- e) 因为试验过程中不用卸下岩样, 从而避免了压力滞后的影响, 所以可以用于专项岩心试验中确定饱和度。

4.4.1.6 应用局限性

这种方法的应用限制包括:

- a) 甲醇易从周围空气中吸收水分。
- b) 该方法的准确度取决于溶剂的处理和储存方法。
- c) 要进行分析的样品必须具有代表性。
- d) 与蒸馏抽提法相比, 该方法更复杂, 成本更高。
- e) 含油饱和度只能间接确定。含油饱和度是假设岩样无颗粒损失, 用质量差确定。
- f) 该方法不适合于含有岩盐、硫化物或含有能溶于甲醇的矿物的岩样饱和度测定。

4.4.1.7 准确度/精度

Karl Fischer 自动滴定法的精度为测定值的 $\pm 0.5\%$ 以内。但该方法在处理和储存溶剂时, 很难保持含水量不变, 因而也降低了该方法的准确度。

4.4.1.8 校准

通过分析已知含水量的标准溶液来检查仪器。对于那些产生异常值的样品, 在进行平行样分析时其重测率应达到产生异常值的样品的 100%~110%。抽取总样品的 10% 进行平行样分析, 其结果的相对偏差要小于 2%。

4.5 扫描法

4.5.1 前言

目前已知几种扫描法测定岩样的含水、含油、含气饱和度的方法, 包括: a) 线性 X 射线吸收法; b) 微波吸收法; c) 计算机辅助层析成像(轴向)(CT)法; d) 线性伽马射线吸收法; e) 核磁共振(NMR)法。其中线性 X 射线吸收、伽马射线、微波吸收和 CT 法被认为是新兴的饱和度测定技术。用于确定饱和度的其他扫描方法还有无线电波共振和中子衰减成像技术。由于流体(质子)对中子射线的衰减要比岩石的大得多, 因而, 中子射线照相技术确定流体饱和度很有潜力。因此, 用中子射线成像法测定饱和度, 不需要在地层流体中加入示踪剂。上述的这些方法还未广泛应用在岩心分析上。

4.5.2 分析原理

X 射线、CT 和伽马射线技术是通过测定流体对高能电磁放射物的吸收量, 来确定流体饱和度, 该流体中含有具有高吸收性能的试剂, 一般是高原子量的元素。微波吸收法是基于水分子吸收的微波能。NMR 基于当样品处于大的稳定磁场中时, 当无线电频率发生变化时, 通过探测包含在液体中的质子(1H)、碳(^{13}C)、钠(^{23}Na)、磷(^{31}P)和氟(^{19}F)的含量来测定饱和度。

4.5.3 仪器

这些方法用的仪器都是相当精密和相当昂贵的。为医学应用制造的 X 射线和 CT 仪完全能满足饱

和度测量，医用 NMR 往往不适合测定饱和度，微波和伽马射线吸收仪通常也要专门制造。

4.5.4 操作步骤/注意事项

使用扫描法时，为了准确测定饱和度，有几个参数必须考虑，如能量标准的设置、示踪剂的材料及其浓度、含示踪剂的流体—岩石和流体—流体间的相互作用（参考各种方法的操作步骤和注意事项的文献资料）。

4.5.5 计算

由于所有的方法（NMR 法除外）均由固体基质和流体产生信号。为了建立校准曲线，至少需要测定两个已知饱和度（一般是 0~100%）的样品。然后按照以下公式计算油—盐水系统的未知饱和度：

$$S_w = \frac{U_{\text{sat}} - U_o}{U_w - U_o}$$

式中：

S_w ——未知的盐水饱和度，以分数表示；

U_{sat} ——在未知饱和度 (S_w) 下岩心的衰减；

U_w ——含盐水饱和度为 100% 时岩心的衰减；

U_o ——含油饱和度为 100% 时岩心的衰减。

U_{sat} , U_w 和 U_o 的单位必须完全相同。

4.5.6 优点

这些方法的一个显著优点是能提供流体饱和度空间分布的资料，另一个优点是这些测量是没有流体侵入和非破坏性的。对于保存下来的岩心在进行流动试验前不需要提取流体（全直径岩心或者胶结致密岩心的流体提取非常困难）。利用该方法，在试验过程中可以监测饱和度的变化。

CT 和 NMR 成像技术的优点是能够提供三维流体饱和度分布。

微波和 NMR 方法的优点是能够确定未加任何示踪剂的岩心含水饱和度。因为微波和 NMR 法不需要示踪剂，因而在标准岩心分析中，可用于确定饱和度，并在岩心清洗和重新饱和后建立校准曲线。

4.5.7 应用局限性

X 射线、CT 和伽马射线技术的应用限制是只能测定由含示踪剂流体饱和的岩心饱和度。因此这些方法不适用于基本岩心分析。

NMR 法的限制是不能测定含有大量磁性物质、粘土或气体的岩心。

4.5.8 准确度/精度

表 11 中列出了用于测定饱和度的扫描方法的准确度。该表中列出的代表性准确度值只有在最佳校准和测量方法下才能达到。

表 11 扫描法测定饱和度的基本情况

方法	维数	示踪剂要求	准确度 饱和度单位	空间分辨率 cm	样品最大尺寸 cm/in	被测流体
线性 X 射线	2	要	1	1.0	30.48/12	油、水、气
计算机辅助层析成像	3	要	1	0.2	30.48/12	油、水、气
伽马射线	2	要	3	0.1	30.48/12	油、水、气
微波	2	不要	1	2.0	5.08/2	水
核磁共振	3	不要	1	0.1	10.16/4	油、水

4.5.9 校准

吸收法需要测量至少两个饱和度级别的信号强度，以建立相关仪器对饱和度反应的校准曲线。校准方法视仪器而定。

4.6 煤样的分析

4.6.1 分析原理

基本岩心分析技术，如干馏法和溶剂蒸馏抽提法都不适合确定煤样的流体饱和度，作为一种选择已经建立了测定煤样流体饱和度的方法。煤中的流体主要是水。含水率，或更确切地说，湿气的含量是煤的主要性质，必须准确测定，以便对煤层做出正确地评价。本节中描述的煤的湿气含量的测定方法包括将粉碎的样品在对流烘箱中脱水，并连续称量，直到达到恒重。质量损失相当于排出的水量，湿气的含量以占湿煤样质量的质量百分数表示。

4.6.2 仪器

适用于该方法的仪器如下：

- a) 粉碎机——用虎钳、锥形物或旋转式粉碎机把煤样破碎，破碎的颗粒尺寸要能通过孔径 2.38mm 的筛网（美国 8 号筛）。
- b) 干燥盘——干燥盘的大小应能铺展厚度小于 2.5cm 的破碎样品，盘边高度小于 3.8cm。干燥盘应由在实验温度下不会融蚀的稳定材料制成。
- c) 烘箱——使用能恒温 $107^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ ($225^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$) 的机械通风烘箱。烘箱中的送风速度尽可能小，以致不会吹动煤样。烘箱带有一个气体接口，通过软管与氮气瓶相连，因为用氮气通风有助于降低煤样的氧化，而不使用空气。
- d) 天平——用于称量样品的天平灵敏度为 0.1g，并且其量程能足以满足样品和样品盘的质量。
- e) 孔径为 2.38mm 的筛网（美国 8 号筛）——筛子应足够大，能够容纳下已经准备好的样品，筛出大颗粒。
- f) 玻璃干燥器——干燥器大到能足够装下制备好的样品和样品盘。建议要么不用干燥剂，要么用新鲜的带色标的干燥剂，因为不新鲜的干燥剂会释放湿气。

4.6.3 操作步骤/注意事项

4.6.3.1 取样

4.6.3.1.1 碎样

用钳式粉碎机或其他合适的粉碎机或设备，把煤样碾碎成能通过孔径为 2.38mm 筛网（美国 8 号筛）的颗粒，至少有 95% 的碎样能通过孔径为 2.38mm 的筛网（美国 8 号筛）。

4.6.3.1.2 样品的量

确定水分含量的样品质量至少 500g 左右。

4.6.3.2 称量

4.6.3.2.1 干燥盘

样品制备完成后，立即测定并记录清洁、干燥的干燥盘质量。把粉碎并过筛的煤样装入干燥盘，平铺开，厚度不超过 2.5cm。

4.6.3.2.2 样品原始质量

测定并记录湿煤样和干燥盘的质量。将装有样品的干燥盘放入温度为 $107^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ ($225^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$) 的烘箱中。

4.6.3.2.3 干样质量测定

煤样烘 1h 后，由烘箱中取出，放在玻璃干燥器中，冷却。建议不使用干燥剂。冷却后立即称量并记录质量。煤样仍放回到烘箱，每间隔半小时重复称量步骤，直到连续两次称量的质量差小于煤样质量的 0.05%，测量结束。认为最终测定的质量就是干煤样质量加上干燥盘的质量。

4.6.4 注意事项

不要过分烘干煤样。如果在空气中烘干时间太长，煤会发生氧化。

4.6.5 计算

用下面公式计算含水率：

$$M = \frac{W_2 - W_3}{W_2 - W_1} \times 100$$

式中：

M ——煤样的含水率，%；

W_1 ——空干燥盘质量，g；

W_2 ——湿煤样加干燥盘质量，g；

W_3 ——干煤样加干燥盘质量，g。

4.6.6 优点

该方法的主要优点是操作简单，不需要花费很大投资专门制造测量设备，也不需要对测定过程进行专门训练。测定煤的含水率目前已有更先进的设备（见附录 NA.3 中的参考文献 [8]、[9] 和 [10]），但就基本岩心分析而言，此处描述的方法可以满足要求。

4.6.7 应用局限性

用此处描述的方法处理煤样，有些类型的煤有氧化的趋势。如果发生氧化，所测含水率将会很低；氧化增加了质量，因此所测干重太高。建议烘干时间保持在规定的范围之内，尽可能减小氧化的可能性。烘干时使用氮气强制通风，而不使用空气，有助于降低氧化的可能性。

4.6.8 准确度

因为这个方法的准确度只取决于天平的准确程度，所以准确度很高。因此该方法的准确度为±0.05%。

4.6.9 注意事项

同一位技术人员用相同的设备对同一块样品进行重复实验，其测定的含水率偏差应不超过±0.3%。不同实验室用相邻样品测定的含水率结果偏差应不超过±0.5%。

4.6.10 校准

建议用校准过的砝码调试天平，以保证天平正常工作。根据出厂的技术要求，由熟练的技术人员定期对天平校准，以保证测量的准确性。

4.7 油页岩**4.7.1 分析原理**

油页岩定义为由含有不同量固体有机物（即甘酪根）的粘土到粉砂级的颗粒组成的岩石。这些样品中的固体有机物一般经液化可以产出油。分析这种低渗透和含有固体有机物的储层需要专门的技术。

通过高温干馏法可获得含油和含水饱和度，不用测量气体体积。流体饱和度用 L/kg (gal/t) 表示。

4.7.2 仪器

所用的仪器与常压干馏法相同（见 4.2.1.2），液体收集在 15cm³ 的离心分离管中。干馏过程中通常放出气体，如果要收集和测试这些气体，那么需要一个改造的玻璃容器。它的下部是校准的液体收集管，上部装有玻璃侧管，产出的气体通过侧管进入收集室或测量仪器。

4.7.3 操作步骤/注意事项

除以下步骤外，其他操作步骤与 4.2.1.3 描述的步骤相同：

a) 选择有代表性的样品，长度大约 5.08cm (2in)。没有必要把样品分成两块，因为油页岩分析

- 时不考虑测量渗透率。
- b) 粉碎过程中，不要把粉碎的样品过筛，以免除去产生的粉末。
 - c) 不需要制备 4.2.1.3 中描述的为水银泵实验准备的平行样品，因为这里既不需要测定样品孔隙中的气体体积，也不需要测定孔隙度。
 - d) 油的焦化和裂化引起的损失忽略不计，如果损失较大，应进行机械油滞留量校准。
 - e) 要求烘箱的加热速度与安装好的加热组件和一些干馏杯的加热速度一致，即不要在设定的烘箱初始温度下测定孔隙水。烘箱设定的初始温度为 538°C (1000°F)，当烘箱稳定在这个温度，并且所有的收集管内流体的体积不变时，认为干馏结束。
 - f) 在一定条件下（即样品含有各种甘醇根时）采出的油体积随加热速度的不同而改变。
 - g) 只有收集到的总水量用于计算最终含水率。
 - h) 由于由甘醇根中采出的油通常都含有大量的硫化物，并且放出有毒的蒸气，因此干馏操作过程中应该适当通风（即在通风柜中操作）。

4.7.4 计算

油和水含量的计算如下：

$$\text{含油饱和度} = \frac{\text{采出的油体积}}{\text{样品质量}}$$

$$\text{含水饱和度} = \frac{\text{采出的水体积}}{\text{样品质量}}$$

式中：

油的体积，mL；
水的体积，mL；
样品质量，g；
含油饱和度，L/kg；
含水饱和度，L/kg。

注：原文公式为：

$$\text{含油饱和度} = \frac{\text{采出的油体积} \times 239.7}{\text{样品质量}}$$

$$\text{含水饱和度} = \frac{\text{采出的水体积} \times 239.7}{\text{样品质量}}$$

式中：含油饱和度，gal/t；含水饱和度，gal/t；其他同上。

4.7.5 优点

该方法的优点如下：

- a) 可以用较大体积的样品。
- b) 分析速度快。
- c) 所有的测量均直接进行，与其他条件无关。
- d) 可以使用标准干馏设备和操作方法。
- e) 不需要特地把孔隙水从总水量中分出来。
- f) 不需要油体积校准曲线。
- g) 由于可以制备较大量的粉碎样品，因而更容易获得用于重复实验的样品，采用“堆锥四分取样法”进行分样。

4.7.6 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 产出的油量可能与加热速度有关。

b) 由于乳化，很难准确读出集液玻璃管中的弯液面。

4.7.7 准确度/精度

该方法的准确度/精度为：

- a) 油和水体积的准确度为测量值的 $\pm 2.5\%$ 。
- b) 重复测试时，对于低产样品，如产量为 $11.4\text{dm}^3/\text{t} \sim 37.85\text{dm}^3/\text{t}$ ($3\text{gal}/\text{t} \sim 10\text{gal}/\text{t}$)，测试误差为 $\pm 1.89\text{dm}^3/\text{t}$ ($0.5\text{gal}/\text{t}$)，对于高产样品，如产量为 $75.7\text{dm}^3/\text{t} \sim 151.4\text{dm}^3/\text{t}$ ($20\text{gal}/\text{t} \sim 40\text{gal}/\text{t}$)，测试误差为 $\pm 3.79\text{dm}^3/\text{t}$ ($1\text{gal}/\text{t}$)。

4.7.8 校准

玻璃容器的校准过程见 4.2.1.8。

4.8 含石膏的岩心

4.8.1 分析原理

含有石膏 ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) 的岩心往往产自碳酸盐地层。这种地层常常带有孔洞和/或裂缝，是非均质的，因此最好采用全直径岩心分析方法。然而，对于全直径岩心（见 4.3.2），通过蒸馏抽提法 (Dean – Start) 确定含石膏岩心的流体饱和度时，建议不用甲苯作为溶剂。因为当甲苯达到沸点时，石膏会脱水。如果岩心含有大量石膏，就会增加水的量，测定的孔隙体积也不正确。石膏脱水增加了孔隙体积，因而用于确定饱和度的孔隙体积也有误差。由岩样中提取的油量不受石膏的影响。

目前发展的一些技术，如 NMR 有希望对石膏定量化，而且今后有可能成为商业实验室的基本服务项目。Karl Fischer 滴定法（见 4.4.1）可通过确定冷溶剂抽提过程中洗涤溶剂的含水量来进行含石膏的岩心分析。然而，服务公司一般不用这种方法分析大量的样品。下面描述的是商业实验室采用的定性方法。

此处提出的定性方法是根据比较干馏和低温孔隙度以及相邻岩样的质量来校准石膏脱水饱和度。一个柱塞岩样在低温下通过压力循环溶剂进行清洗，这样从岩心中提取出来的油和水就不包含石膏内的化合水。接着用波义尔定律测试清洁岩样的孔隙度，然后蒸馏柱塞岩样，确定岩样的束缚水含量。低温与高温干馏的孔隙度之差用于计算岩样中所含石膏的总体积。石膏脱水排出的水体积大约使孔隙体积增加了 1.27 倍，其孔隙体积的增加是由于石膏（颗粒密度为 2.32g/cm^3 ）脱水转化为硬石膏（密度为 $2.89\text{g/cm}^3 \sim 2.98\text{g/cm}^3$ ）后收缩所致。测定干馏饱和度所使用的岩样是取自修整柱塞后剩下的那部分，或在钻取柱塞的相邻处取的样品。用常压干馏法（见 4.2）提取岩心中的流体包含石膏中的结晶水。由干馏数据可以确定流体求和法孔隙度，然后调整用干馏法确定的含水饱和度。调整后的含水饱和度会减少。因为碳酸盐分布是非均质的，也就是说平行岩样所含的石膏量并不相等，所以这种调整只能是定性的。

4.8.2 仪器

适用于该方法的仪器包括：

- a) 高温干馏设备（见 4.2.1.2）。
- b) 低温清洗仪，比如加压饱和容器要足够大，以使加压循环一种溶剂能同时通过几个岩样。
- c) 波义尔定律孔隙度仪。

4.8.3 操作步骤

把要分析的岩心摆放到桌面上，并按标准作法拼接岩心（见 3.2.4）。对要分析的岩心每 0.3048m (1ft) 钻取一个柱塞样。如果要用 2.54cm (1in) 直径的柱塞，岩样长度至少要 2.54cm (1in)。将柱塞岩样修整到合适的长度后称量，检测样品的荧光性并作记录。最初目测估计岩心烃饱和度有助于在压力清洗过程中更好地评价清洗效果。柱塞岩样应采用低温法清洗，以减少石膏的变化。

柱塞修整端和/或钻取柱塞岩样剩下的岩心中的液体饱和度采用常压干馏法（见 4.2.1.3）来确定。为了提高精度，尽可能用大的岩心。这样可以得到高温流体饱和度数据，并可计算流体求和法孔

隙度（见 5.3.2.2.2 和 4.2.1）。

钻取的柱塞岩样放在压力容器中，用 1/3 丙酮、1/3 环己烷和 1/3 甲醇的共沸混合物清洗。岩样放在压力容器中，完全浸没在共沸混合物里。用空气或氮气在混合物顶部加压，迫使共沸混合物进入柱塞岩样的孔隙空间。对柱塞内和柱塞外的混合物循环加压，大约 24h 后，检测岩样的荧光性，观察抽提是否彻底。如果柱塞显示有油的荧光性，就要把岩样放回到压力容器中，再次循环清洗。如果没有明显的含油荧光性显示，就认为岩样已经清洗干净。岩样放入 49°C (120°F) 的真空烘箱中，烘干至恒重。岩样在真空烘箱中至少放置 24h，以便从岩样中释放出共沸混合物。清洗和烘干过程应采用低温，以便尽可能减少柱塞岩样中石膏的变化。柱塞岩样清洗和烘干后，用波义尔定律孔隙度仪测定孔隙度。

测定柱塞岩样的波义尔定律孔隙度后，干馏柱塞岩样，使其产出石膏中的束缚水。柱塞岩样干馏后，再次称量，再次测定波义尔定律孔隙度。比较干馏孔隙度与低温孔隙度，辨别含有石膏的岩心段。当高温孔隙度远远大于低温孔隙度时，表明石膏含量非常高。当这两个孔隙度值相近时，表明石膏含量较低。

用干馏法提取的油量不受石膏含量的影响。但用于计算含油饱和度的孔隙体积必须对石膏含量作出校准，由校准的孔隙体积和油量计算含油饱和度。

4.8.4 注意事项

为防止石膏脱水，从加压饱和容器中取出样品进行烘干时要格外小心。用温度探针监测真空烘箱的温度。

4.8.5 计算

见常压干馏法（见 4.2）和流体求和法孔隙度的计算（见 5.3.2.2.2）。见 5.3.2.1.1 “波义尔定律孔隙度仪的计算”。

$$S_{oc} = \frac{V_o}{V_{br} \cdot \phi_{lt}}$$

式中：

V_o ——由干馏柱塞岩样修整端或柱塞相邻岩样得到的油的体积，cm³；

V_{br} ——干馏岩样的总体积，cm³；

ϕ_{lt} ——柱塞低温抽提后的孔隙度，分数；

S_{oc} ——调整后的含油饱和度，分数。

若假设气体饱和度为零，含水饱和度 S_{wc} 为：

$$S_{wc} = 1 - S_{oc}$$

如果含气饱和度不是零，则用假设的脱水岩样颗粒密度计算含水饱和度：

$$\Delta V_w = \frac{\rho_a}{\rho_g} \cdot (V_{br} \cdot \Delta \phi)$$

$$V_{wcorr} = V_w - \Delta V_w$$

$$S_{wc} = \frac{V_{wcorr}}{V_{br} \cdot \phi_{lt}}$$

式中：

S_{wc} ——针对石膏脱水而调整后的含水饱和度，分数；

ΔV_w ——石膏脱水产出的水体积，cm³；

ρ_a ——脱水石膏的颗粒密度，g/cm³；

ρ_g ——石膏的颗粒密度，g/cm³；

$\Delta\phi$ ——柱塞岩样的高温与低温抽提的孔隙度差，分数；
 V_{wcorr} ——针对石膏脱水而调整后的水体积， cm^3 ；
 V_w ——由干馏柱塞的修整端或柱塞相邻岩样得到的水体积， cm^3 。
 换句话说，饱和度也可以按照岩样质量表示：

$$\begin{aligned} f_{\text{wat}} &= \frac{W_{\text{wat}}}{W_{\text{wat}} + W_{\text{oil}}} \\ W_{\text{ewat}} &= (W_{\text{po}} - W_{\text{pr}}) \cdot f_{\text{wat}} \\ W_{\text{oil}} &= (W_{\text{po}} - W_{\text{pr}}) \cdot (1 - f_{\text{wat}}) \\ W_{\text{gyp}} &= W_{\text{pl}} - W_{\text{pr}} \\ V_{\text{wcorr}} &= \frac{W_{\text{ewat}}}{\rho_{\text{br}}} - \frac{W_{\text{gyp}}}{\rho_{\text{gw}}} \\ S_{\text{oc}} &= \frac{W_{\text{oil}} / \rho_{\text{oil}}}{V_{\text{plt}}} \\ S_{\text{wc}} &= \frac{V_{\text{wcorr}}}{V_{\text{plt}}} \end{aligned}$$

式中：

W_{po} ——钻切后的柱塞质量，g；
 W_{pl} ——低温抽提后的柱塞质量，g；
 W_{pr} ——干馏后的柱塞质量，g；
 W_{wat} ——通过干馏抽提柱塞修整端或柱塞相邻岩样确定的水质量，g；
 W_{oil} ——通过干馏抽提柱塞修整端或柱塞相邻岩样确定的油质量，g；
 f_{wat} ——干馏抽提排出的液体中的含水量，分数；
 W_{ewat} ——估算的包括石膏束缚水的水量，g；
 W_{oil} ——估算的柱塞岩样的油量，g；
 W_{gyp} ——柱塞岩样中的石膏结晶水量，g；
 ρ_{br} ——地层盐水密度， g/cm^3 ；
 ρ_{gw} ——石膏束缚水的密度， g/cm^3 ；
 V_{wcorr} ——针对石膏脱水调整后水的体积， cm^3 ；
 ρ_{oil} ——地层油密度， g/cm^3 ；
 V_{plt} ——柱塞岩样低温清洗后的孔隙体积， cm^3 ；
 S_{oc} ——考虑了由于石膏脱水引起的孔隙体积改变，计算的柱塞岩样的含油饱和度，分数；
 S_{wc} ——考虑了石膏束缚水及由于石膏脱水引起的孔隙体积改变，计算的柱塞岩样的含水饱和度，分数。

4.8.6 优点

该方法的优点包括：

- 通过压力循环来清洗岩样，对石膏的伤害最小。如果石膏未受到伤害，那么用于计算饱和度的孔隙体积更具有代表性。
- 通过比较孔隙度就可以计算出石膏含量。

4.8.7 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- 低温清洗过程需要的时间长短，依赖于油的密度和岩心的渗透率。

b) 相比不含石膏的岩样，干馏的油和水饱和度值不够精确。

4.8.8 准确度/精度

该方法的准确度/精度如下：

- a) 如果压力循环过程中保存了结晶水，则测定的孔隙体积能达到很好的准确度。
- b) 因为石膏含量是通过比较孔隙度值求得的，因此用干馏法确定的含油和含水饱和度的精度会降低。
- c) 用波义尔定律氦气法测得的孔隙度值比用流体加和法求得的孔隙度值更加可靠。当用波义尔定律法和流体加和法求得的孔隙度值吻合得很好时，认为此时的饱和度值比两种孔隙度差值差别很大时更为可靠。

4.8.9 校准

两种方法所用的测定孔隙度的仪器必须符合相应的孔隙度测定方法的标准。

4.9 以前做过的工作

4.9.1 真空干馏法

获得岩心流体饱和度的真空干馏法是一种全直径分析方法。该方法广泛用于“硬岩石”地区，比如产量主要来自碳酸岩地层的西德克萨斯州。尽管一些岩心分析公司已经用蒸馏抽提法（见 4.3）取代了真空干馏法，但仍然保留该方法的设备。

该方法是保持系统局部真空时，在 232°C (450°F) 的最高温度下蒸馏出孔隙流体。集液瓶中流体应浸没在乙醇/干冰浴中，温度保持在大约 -59°C (-75°F)，以避免抽真空时发生液体蒸发。

该方法适用于流体求和法确定孔隙体积，因为首先要用新鲜水饱和未被占据的或充气的孔隙空间。未被占据的孔隙体积用质量差确定。油体积使用油体积校准系数校准，孔隙水用质量差确定。这三个数值的和就是孔隙体积，收集的两种流体的饱和度就能相应的得出。用干馏法在同一块样品上确定的总体积计算孔隙度。

该方法的主要缺点之一是干馏过程后岩心的状况。在干馏后，通常含有焦化油的样品变黑，而且任何清洗处理都不能使岩心恢复原状，认为这些样品还适合于进行下一步的实验，比如波义尔定律孔隙度、毛细管压力实验、相对渗透率实验等，这种情况并不少见。由于这个和其他原因，编写小组委员会决定不把这个方法作为推荐作法写入。

4.10 参考文献

参见附录 NA. 3。

4.11 参考书目

参见附录 NA. 4。

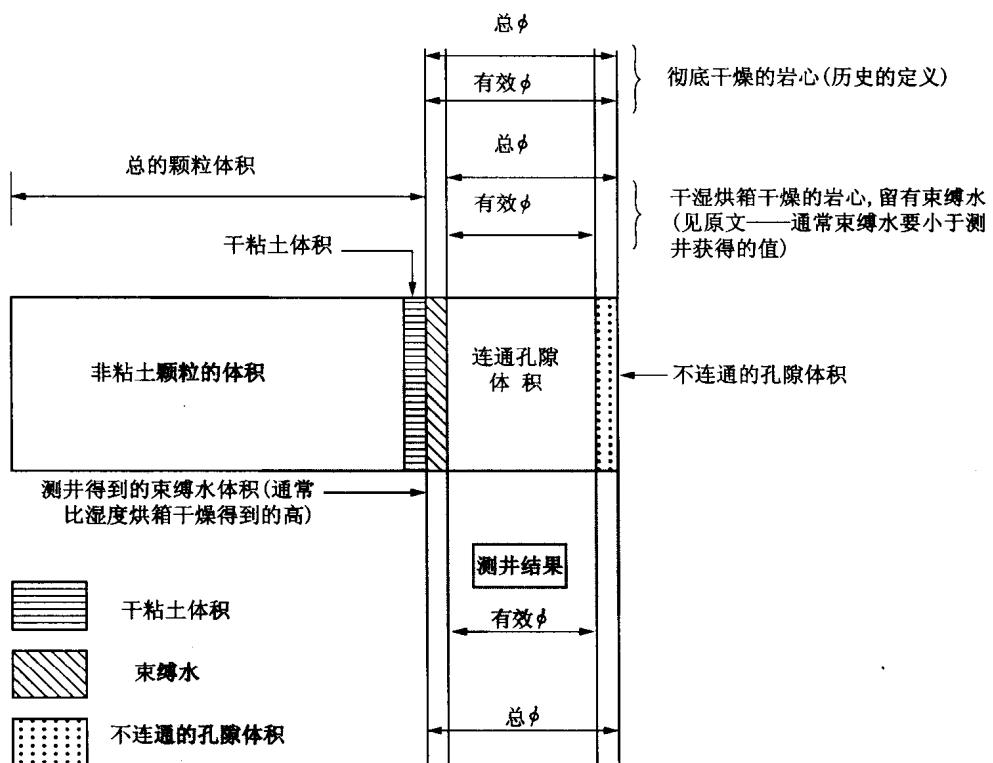
5 孔隙度测定

5.1 概述

5.1.1 简述/公式

5.1.1.1 孔隙度定义为物质的孔隙空间体积与其总体积之比，是所有油层岩石的固有性质。为了合理地评价原始油/气储量，必须了解油藏中碳氢化合物或水占据的孔隙空间体积。孔隙度的测定精度很大程度上取决于测定孔隙度所用的方法。电测井、核测井、密度测井以及声波测井方法可以在井筒中连续测定孔隙度。考虑到岩石孔隙体积是由测井的方法获得的，要对比到模拟油层条件下测定的岩心孔隙度，应对其进行校准。还必须考虑岩心样品的差异，取样频率和岩样大小的影响。这里介绍的方法就是孔隙度值是在围压为 0kPa~2760kPa (0psi~400psi) 的情况下测定的。模拟上覆压力测定孔隙度的方法在 5.3.2.2.1.2 中讨论。

5.1.1.2 除非另有说明，这里描述的方法适用于由胶结和相对均质的岩心上钻取的圆柱状岩心柱塞。通常可用几种不同的方法获得岩心分析的孔隙度（见表 12）。测定的岩石总体积 (BV) 与颗粒体积



孔隙度和总孔隙度在测量上差别不大（见图 9）。根据这些定义，由岩心分析在 99℃~116℃（210°F~240°F）下完全干燥的岩样确定的有效孔隙度更接近于测井定义的总孔隙度。某些情况下，如火山岩，由岩心分析测定的有效孔隙度（连通的）与总孔隙度（连通的和孤立的）之间有明显的差异。此外，岩心的湿度烘干技术可在矿物表面保留一定量的束缚水。

5.1.1.7 测井分析中，关于有效孔隙度的定义没有普遍的一致性（见图 9）。如果页岩中的伴生水（吸附的/阴离子游离水加上页岩内毛管力束缚的水）不作为有效孔隙空间的话，那么得到的孔隙度即为最低的孔隙度值。如果包括了吸附的/阴离子游离水（定义为单位孔隙体积的含盐度和阳离子交换能力或粘土平衡离子浓度的函数，mol/L (meq/cm³))，那么就可得到较高的孔隙度值。采用了湿度烘干技术，干燥的岩心孔隙度正好在较高的孔隙度与总孔隙度之间。此时，很难选择与测井解释相吻合的岩心样品有效孔隙度的实验室测定条件。

5.1.1.8 实际上，当将岩心分析应用于整个油田时，孔隙度测量的另一方面是选择常规分析（小岩样）还是全直径分析。理论上，完全根据所分析地层的均质性决定采用那种类型的分析方式。许多砂岩是相当均质的，因此只分析有代表性的小岩样即可。另一方面，当由于孔隙结构或岩性，如碳酸盐中的溶洞或含裂缝的碳酸盐岩，造成储层的非均质性时，则全直径岩心分析法更为合适。因此，样品的大小应能满足岩心的孔隙结构和岩性的要求，并且取样方法也限制了样品的分析方式。

5.1.2 疏松岩样的分析

5.1.2.1 对疏松岩样的分析有特殊要求。术语“疏松”涉及广泛的岩心样品，从松散的到颗粒间无明显胶结物、完全未胶结的岩样。“疏松”指的是需要增加包封材料的任何柱塞样品，这些包封材料须经得起清洗、制备和测量。

5.1.2.2 这种类型的柱塞岩样一般装在金属或聚合物制成的包封材料中，这种包封材料可以封住岩样。表 13 列出了常用的包封材料及其优点和缺点。

5.1.2.3 为了便于流体流动，柱塞端面用筛网或其他多孔材料包住。筛网的筛孔尺寸小到能防止颗

粒流失，但要足够大以避免移动的微粒堵塞。常用的筛网孔径为 0.07mm 或 0.13mm (200 目或 120 目)。一些胶结岩样只需要单层筛网，胶结很差的岩样需要更先进的端面处理方法，例如，可用两层筛网。一个筛网的筛孔较细，防止颗粒流失，为了增加机械强度加上第二个筛孔较粗的筛网。选择的筛网材料必须与清洗和实验所用的溶剂及盐水不起反应。建议采用高质量的不锈钢，如 316 号钢或镍铜合金做筛网材料。

表 13 用于弱胶结或未胶结岩样的包封材料

包封材料	优点	缺点
铅套筒	具可延展性，能与岩样相符得很好	与汞及某些盐水有反映
聚四氟乙烯带	不起化学反应	孔隙度和渗透率测量很难时应用
热缩性聚四氟乙烯管	不起化学反应，容易使用	低围压下，与样品符合得不好，加热和径向加压使管子收缩，岩样有可能变化
铝套筒	有可延展性，能与岩样很好得相符	与某些盐水作用，低围压时，有可能符合不好
环氧树脂涂料或其他涂料	廉价，容易使用	与溶剂作用，机械强度差，有可能渗入到岩样中
锡皮	有可延展性，与岩样能很好地相符	与汞及某些盐水作用

5.1.2.4 测定孔隙度时，必须考虑并确定包封材料和端面筛网的表观孔隙和颗粒体积。单个岩样包封材料的体积可以采用测定颗粒体积的波义尔定律双室法（见 5.3.2.1.1）或采用汞（见 5.2.1）或其他溶剂（见 5.2.4）测定总体积的阿基米德法。实际上，先测定包封材料的密度，然后确定每块岩样所用包封材料的质量，最后计算包封材料的体积，这样比较容易。该方法假设各片包封材料的密度不变。

5.1.2.5 同样，还要确定筛网的“颗粒”和“孔隙”的体积。通过选取一些相同的筛网并用波义尔定律双室仪，测定其固体体积来确定颗粒体积。然后，把测定的结果除以实验用筛网的数量，求出的平均值即为用于每个岩样的筛网颗粒体积。孔隙体积对实验方法更加敏感。对于波义尔定律法，以与实际样品相同的方式，通过把筛网与一个实心无孔的柱塞一起就可确定筛网的孔隙或孔洞体积。然后用波义尔单室法得出筛网的孔洞体积。

5.1.2.6 只要岩样用包封材料和筛网包封，就可以采用适合胶结岩样测试的分析方法来进行实验。在 5.2.1.3 中详细叙述了适合于需包封的疏松岩样的各种测量方法。

5.1.2.7 疏松岩样的物理性质决定了其对围压比胶结好的岩样更加敏感。所以，在低于原始有效地层压力下测定的值并不能代表油藏条件下的物理性质。因此，推荐用波义尔定律单室法提高围压直接测定孔隙体积（见 5.3.2.2.1.2），和波义尔定律双室法测定颗粒体积（见 5.3.2.1.1）来确定疏松岩样的孔隙度。

5.2 总体积测量方法（柱塞样品）

确定岩样的孔隙度时需要测定岩样的总体积。可以采用几种方法测定柱塞岩样的总体积，包括阿基米德浸没法、水银驱替法和卡尺测量法。

总体积也可以通过直接测量颗粒体积与孔隙体积求和计算。

选择用于测量孔隙度的岩样总体积最好在 10cm^3 以上。通常，岩样直径为 $2.54\text{cm}\sim3.81\text{cm}$ ，长度至少为 2.54cm 和 3.81cm 的正圆柱形。如果不能取得规则尺寸的岩样，采取适当的措施，也可以选用不规则的岩样。

5.2.1 阿基米德（浮力法）汞浸没法

5.2.1.1 原理

把一个柱塞岩样浸没在水银中，称量岩样排开的水银，求得体积（“阿基米德”原理）。

5.2.1.2 优点

这个方法的优点包括：

- a) 如果无水银渗入，岩样还可用于以后的测试。
- b) 若小心操作和准确测量，该方法具有很高的精度。

5.2.1.3 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 岩样外表圈闭的空气会引起误差，得出的总体积偏高。
- b) 水银会渗入表面有溶洞或渗透率极高的岩样中，导致总体积值偏低，这样的样品不适合再进行下一步的测试。建议表面有溶洞或有开放裂缝的岩样，不用水银浸没法测定总体积。但如果必须用该方法分析这种岩样，岩样表面必须用涂料密封或堵上表面溶洞，以免水银渗入。不推荐这种处理方式：
 - 1) 像热缩性聚四氟乙烯管这样的材料可用于包封岩样的圆柱表面，封住溶洞。测量的总体积必须减去包裹物的体积，在聚四氟乙烯管与岩石的非溶洞表面之间不得有空气间隙；
 - 2) 岩样表面的溶洞可以被填满（例如用注膜粘土、石蜡或一种环氧树脂），这样，把岩样浸没在水银下就可以直接测定总体积。一般来说，填满溶洞是一种破坏性实验，应该放在分析实验的最后一步进行；
 - 3) 对于有溶洞的岩样，还可用卡尺测量岩样的长度和直径，然后计算总体积（见 5.2.3）。经验表明，用这种方法计算的总体积往往偏高。采用 5.2.3.6 提出的校准方法可改进数据的精度。
- c) 由于铅汞会产生汞齐作用，该方法不适用于包在铅筒中的疏松岩样。在包封材料和岩样之间也可能滞留水银，因此，建议包封的岩样不用这种方法。

5.2.1.4 准确度

岩样浸没在水银中，如果无空气圈闭，温度保持恒定，测定时质量的波动在 $\pm 0.015\text{g}$ 之内，那么总体积测定结果的重复性在 $\pm 0.01\text{cm}^3$ 之内。

5.2.1.5 仪器

适用于该方法的仪器如下：

- a) 准确度为 $\pm 0.01\text{g}$ 的单盘电子分析天平。
- b) 大小合适的水银容器，柱塞样品水平放置在容器内可以完全浸没，并且柱塞岩样不会接触到容器壁。
- c) 容器中注满水银，使柱塞样品完全浸没。
- d) 带有参考标记的、可调节的、末端分叉的支架。
- e) 温度计。

5.2.1.6 操作步骤

如图 10 所示的阿基米德汞浸没法装置测定总体积 (BV)。把一个水银杯放在单盘电子天平上，把末端分叉的支架浸没到支架的参考标记处。参考标记定位在岩心柱塞顶部浸没到水银以下 $3\text{mm} \sim 7\text{mm}$ 处。然后用天平扣除皮重。从水银中提起支架，将要测量的柱塞样品竖直地浮在水银的表面。然后用支架把柱塞样品压入到水银中，用末端分叉的支架使柱塞样品浸没到相同的参考标记处不动。岩样不能接触水银容器壁。得出的质量相当于排开的水银的质量。支架的合适材料是 18 号（直径 1.0mm ）不锈钢丝。曾观察到较重规格的钢丝测量时质量不稳定（质量随时间变化），因此就要延长天平的平衡时间。

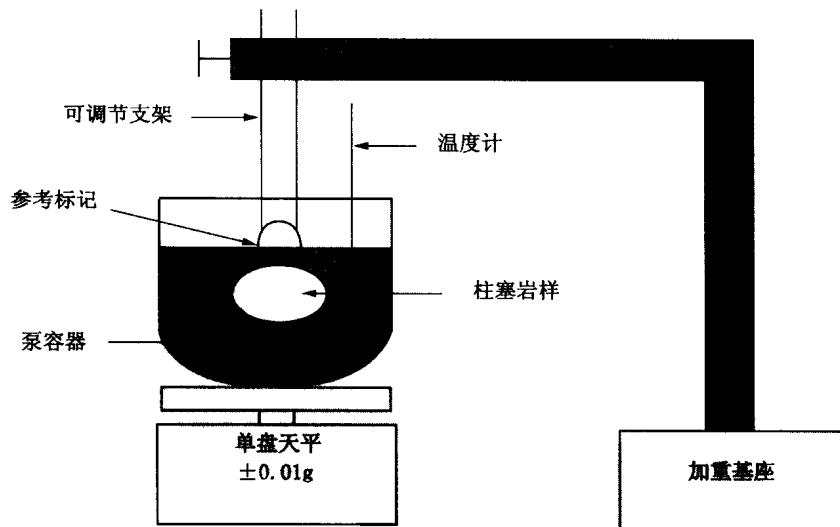


图 10 阿基米德汞浸没装置

5.2.1.7 计算

用式(11)计算总体积:

$$BV = \frac{\text{排开的水银质量}}{\text{测量温度下的水银密度}} \quad \dots \dots \dots \quad (11)$$

5.2.1.8 注意事项

用于支撑末端分叉的支架的一个较重的承重基座是必不可少的，它可以保持岩样稳固地就位，以保证正确称量。在不同温度下使用正确的水银密度进行校准至关重要。温度变化5℃，就会使系统误差达到总体积的0.02%（见表14）。

表 14 不同温度下的水银密度^a

温度, ℃	水银密度, g/cm ³	温度, ℃	水银密度, g/cm ³
18.0	13.5512	27.0	13.5291
19.0	13.5487	28.0	13.5266
20.0	13.5462	29.0	13.5242
21.0	13.5438	30.0	13.5217
22.0	13.5413	31.0	13.5193
23.0	13.5389	32.0	13.5168
24.0	13.5364	33.0	13.5144
25.0	13.5340	34.0	13.5119
26.0	13.5315		

^a 引自 Handbook of Chemistry and Physics, 71st Edition, 1990—1991, Editor-in-Chief: David R. Lide, Ph. d., CRC Press, Boca Raton, Florida

为了获得稳定的质量，支架应与岩样以点接触。相对于柱塞样品的体积来说，如果支架的体积太大，将会测量出错误的质量。质量不稳定表示支架不合适，或汞渗入柱塞样品。可以通过比较岩样浸

没水银前、后的质量，来确定样品是否发生汞渗入。

5.2.2 汞驱替法（体积驱替泵）

5.2.2.1 原理

利用连接有不锈钢样品室的体积驱替泵，用汞驱替法测定岩样总体积。

5.2.2.2 优点

该方法的优点是：

- a) 测试速度快。
- b) 该方法可以作为流体求和法测定孔隙度的组成部分。
- c) 如果不发生汞渗入或吸附，该样品还可以在以后的分析测试中使用。

5.2.2.3 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 岩样表面圈闭的空气将会使总体积变大。
- b) 带有溶洞或具有极高渗透率的岩样，由于水银的渗入而导致总体积变小，所以这种样品不再适合进行下一步的测试（见 5.2.3）。
- c) 多数水银驱替泵，岩样浸没到水银以下大约 50mm。这个水银高度导致了到柱塞顶部约有 6.9kPa (1psi) 的压力。由于汞对粗糙微观表面的波及，或汞侵入到大的孔隙，这有可能造成总体积系统地降低。在阿基米德汞浸没法中（5.2.1），样品的浸没深度是最小的（3mm~7mm）。
- d) 由于铅—水银的汞齐作用，该方法不适合于固封在铅筒中的疏松岩样。在包封材料与岩样之间也可能捕集水银。因此，建议装在包封材料中的岩样不用这种方法。

5.2.2.4 准确度

如果测量每块样品前泵都调整到零，且泵已经作了校准，则测量的重复性为 $\pm 0.01\text{cm}^3$ 。

5.2.2.5 仪器

图 11 绘出了高压汞体积驱替泵的示意图。样品室可容纳的样品体积约为 25cm^3 。

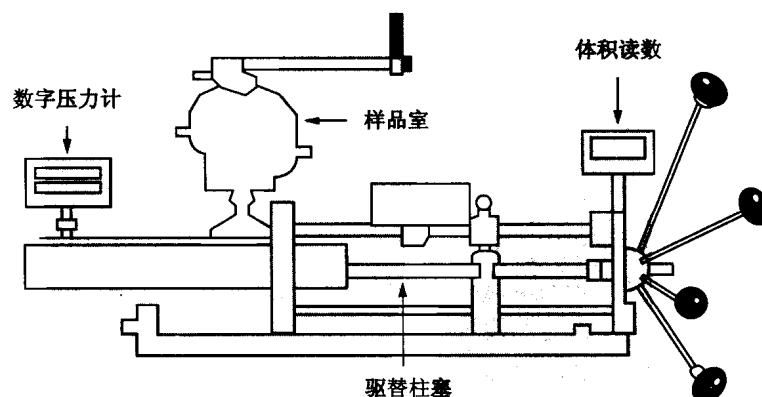


图 11 水银体积驱替泵

5.2.2.6 操作步骤及计算

通过水银驱替可测得规则形状和不规则形状的岩样的总体积。未装入样品时，把水银充到岩心室的基准位置，此时仪器体积读数为零。然后降低水银面，放入岩样，再次把水银充到样品室的基准位置，记录仪器体积读数，该读数与仪器体积读数为零时的差即为岩样的总体积。

5.2.2.7 注意事项

水银和样品室应是清洁的，并且没有表面膜、固体颗粒和油的存在。

5.2.2.8 校准

水银泵用已知体积的标准块校准。

5.2.3 卡尺测量法

5.2.3.1 原理

正圆柱形或其他规则形状的岩样可以用卡尺测量，得到总体积。用一个最小分度值为0.002cm的千分尺或游标卡尺，测量岩样的长度和直径。建议最少测量5处。

注意：如果样品的总体积数据要用5.2.3.6提出的方法作校准，那么就可以用这种方法测量表面有溶洞和/或有张开裂缝的岩样。

5.2.3.2 优点

该方法的优点是：

- a) 样品可用于其他测试。
- b) 分析过程迅速。

5.2.3.3 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 形状不规则的样品不能用这种方法测量。

- b) 岩样表面不规则，可能使总体积偏大。

- c) 对于 $PV = (BV - GV)$ 的孔隙度法，建议一般不用卡尺测量法测总体积。 $f = \frac{PV}{BV}$ 和孔隙体积

直接测定（见5.3.2.2）的情况下，总体积值的精度并不关键。岩石的类型（含有溶洞或裂缝）限制了卡尺测量法的使用，要求采用5.2.3.6中介绍的方法对数据进行校准。

- d) 对于使用包封材料的疏松岩样，最好不用这种方法测量总体积。如果使用了，根据筛网和包封材料的厚度对样品的长度和直径进行校准。

5.2.3.4 准确度

对实际样品的测量，长度的绝对偏差在 $\pm 0.15\text{mm}$ 以内，直径的绝对偏差在 $\pm 0.04\text{mm}$ 以内，由此表明，重复测量的可信度为99%（3%标准偏差以内）。重复测量得到的总体积绝对偏差可达到 $\pm 0.15\text{cm}^3$ 。为了提高准确度见5.2.3.6。

5.2.3.5 仪器

可使用游标卡尺或数字卡尺。

5.2.3.6 操作步骤

对于圆柱或规则形状的样品，测量长度和直径时，至少要测量5个不同的位置，以减小不规则形状的影响，这样小的偏差就可以中和掉。对于表面无溶洞或开放裂缝的样品，选取几块，其基本尺寸要涵盖所有要分析的样品，用浸入法测量这些样品的总体积。接着，再用正确的卡尺测量法测量它们总体积。用卡尺测量法测量的总体积与用浸入法测量的总体积来确定校准因子，用这个校准因子将卡尺测量法得到的总体积校准到浸入法的总体积。

如果用数字卡尺，只用很少的时间就可以读取大量的数据。与游标卡尺相比，由于读数是以数字显示的，测量结果不易受人为因素的影响。数字卡尺可与计算机连接，因此，可以自动读取读数。在60s内可以读取10个长度或直径的数据。

5.2.3.7 计算

由平均直径计算圆柱样品的横截面积，乘以平均长度即为总体积。对于非圆柱形样品可用适当的公式求得总体积。

5.2.3.8 注意事项

该方法的注意事项包括：

- a) 沿岩样长度，至少要在5个均匀间隔的不同位置处测量直径。

- b) 在岩样圆柱外围至少要在 5 个不同位置处测量长度。
- c) 确保每次测量前, 卡尺读数归零。
- d) 测量表面不规则样品的长度和直径时, 确保卡尺没有卡入溶洞或裂缝中, 避免得出小于真实尺寸的测量结果。

5.2.4 用其他流体(如盐水、精制油或甲苯等)代替汞的阿基米德(浮力)法

5.2.4.1 原理

放在液体里的物体受到的浮力, 等于排开液体的重量。

5.2.4.2 优点

方法的优点是:

- a) 如果使用的方法得当, 能获得精确的数值。
- b) 完全饱和了液体的岩样还可以用于其他测试。
- c) 测量总体积前, 如果岩样用一种液体 100% 饱和, 就可以由读出的质量计算孔隙体积、颗粒体积和颗粒密度。

5.2.4.3 应用局限性

该方法的应用限制包括:

- a) 岩样中的液体可能不适合以后的试验, 因此必须除去。
- b) 用这种方法不适合测量含有溶洞的岩样。
- c) 不能用有可能引起岩样中可溶物溶解或岩石胶结物膨胀的液体。
- d) 渗透率极高的样品含有溶洞或大孔隙, 浸没在液体中时, 液体会填满这些孔洞, 结果减小了总体积 [见 5.2.2.3b]。测定总体积前先填满孔洞, 就可用浸入法直接测量总体积。
- e) 对于装入包封材料内的疏松岩样, 由于在岩样柱塞表面与包封材料之间可能捕集多余的流体, 最好不用这种方法。

5.2.4.4 准确度

岩样浸没在液体中, 在温度保持恒定时, 如果岩样表面无空气圈闭, 那么质量重复测量的精度在 $\pm 0.015\text{g}$ 以内。总体积测量的准确度取决于测量时使用液体的密度和挥发性。如果操作得当, 重复测量时总体积的精度应在 $\pm 0.01\text{cm}^3$ 之内。

5.2.4.5 仪器

需要一台精确到 1mg 的分析天平, 细金属丝吊篮, 液体容器和温度计。图 12 展示了现有的两种试验装置。

5.2.4.6 实验过程

5.2.4.6.1 用已知密度的液体, 如无伤害的盐水、轻质精制油或高沸点的溶剂饱和岩样。对孔隙空间抽真空, 注入饱和液, 施加压力 (见 5.3.2.2.3.6), 样品彻底地被液体百分之百地饱和。

5.2.4.6.2 小心地把多余的液体从岩样表面除去 (避免颗粒掉落), 将饱和的岩样在空气中称量。在除去岩样表面多余的液体时要特别小心, 确保不会除去岩样表面孔隙中的液体。要避免使用由于毛细管作用从岩样表面孔隙中吸走液体的材料 (如干毛巾), 也要避免用机械方法, 像猛烈摇动这样的机械方法来除去岩样表面的多余液体。可以把岩样放在不起毛的布或用饱和液沾湿的纸巾上滚动擦掉岩样表面多余的饱和液体, 或小心地用潮湿的布或手指擦掉岩样表面的多余液体。

5.2.4.6.3 一个烧杯中装满饱和液。首先把金属丝 (最大直径 1.0mm) 吊篮连接到系在天平上的鎢形吊环上, 浸没到液体以下的基准标记处, 天平扣除皮重。然后把岩样放在吊篮里, 浸没到基准标记处, 得到岩样的浸没质量 [见图 12a)]。

5.2.4.6.4 图 12b) 表示的是另一种方法的示意图。一个烧杯装满饱和液并放在天平上, 然后把细金属丝吊篮浸没液体中到基准标记处, 天平扣除皮重。然后把饱和岩样放在吊篮里, 浸没到基准标记处, 得到岩样的浸没质量。

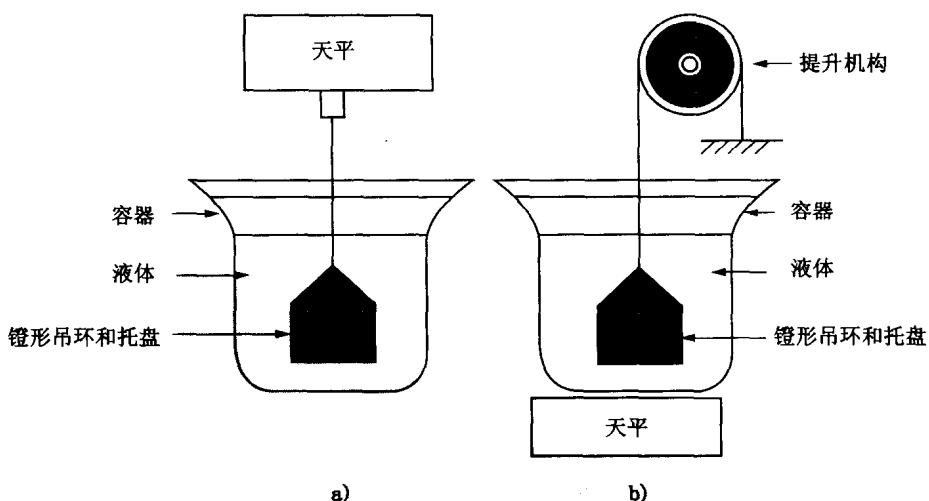


图 12 代替汞的其他流体的阿基米德（浮力）法装置

5.2.4.6.5 通过求 100% 饱和岩样在空气中的质量与干岩样质量之差，再除以饱和液密度即可计算孔隙体积。

注意：确定总体积时，用液体 100% 地饱和岩样并不是必需的。只要岩样悬挂在液体中称量时不吸入液体，该方法测定的总体积就是准确的。然而，如果岩样不是 100% 饱和的，那么由浸没质量计算的孔隙体积、颗粒体积和颗粒密度就不正确。

5.2.4.7 计算

由图 12a) 所示的仪器测定的总体积等于饱和样（或已经恒重的不完全饱和的样品）在空气中的初始质量减去浸没质量，除以浸没液的密度。由图 12b) 所示的仪器测定的总体积等于饱和样的浸没质量除以浸没液的密度。

$$\left. \begin{array}{l} a) \quad BV = \frac{\text{饱和后岩样的质量} - \text{浸没质量}}{\text{浸没流体的密度}} \\ b) \quad BV = \frac{\text{浸没质量}}{\text{浸没流体的密度}} \end{array} \right\} \dots \dots \dots \quad (12)$$

5.2.4.8 注意事项

该方法的注意事项包括：

- a) 必须小心安装仪器。仪器的安装应注意：要确保测量时岩样和金属丝吊篮完全浸没在液体中，呈悬挂式，不能接触到容器壁，只有一段竖直的金属丝（最大直径 1.0mm）穿过液面。金属丝和流体都是清洁的。
- b) 称量液体中的岩样时，在测定温度下，使用正确的液体密度至关重要。已知液体密度的精度至少应接近 $0.005\text{g}/\text{cm}^3$ 。液体密度 $0.005\text{g}/\text{cm}^3$ 的误差，可使孔隙度产生 0.5% 的绝对偏差（孔隙度以百分数表示）、颗粒密度产生 $0.01\text{g}/\text{cm}^3$ 的绝对偏差。液体密度可用比重计、电子数字密度计和各种专门的相对密度天平测量，或者可以用美国国家标准和技术协会通用的硅标准计算见式（13）、式（14）。

$$V_{ss} = \frac{W_{ss}}{\rho_{ss}} \dots \dots \dots \quad (13)$$

式中：

V_{ss} —— 标准硅的体积；

W_{ss} ——标准硅在空气中的质量；
 ρ_{ss} ——美国国家标准和技术协会的标准硅的密度。

$$\rho_F = \frac{W_{ss} - W_{iss}}{\rho_{ss}} \quad \dots \dots \dots \quad (14)$$

式中：

ρ_F ——硅浸没液的密度；
 W_{iss} ——标准硅的浸没质量。

- c) 质量不稳定地降低或许表明液体渗入了岩样，这将导致总体积偏低。
- d) 应将温度的波动减到最小，否则浸没液体的密度会改变。
- e) 在擦拭饱和岩样表面时要特别小心，以免颗粒掉落或擦掉过多的饱和液体。合理的方法见 5.2.4.6.2。

5.2.5 将直接测量的颗粒体积和孔隙体积求和计算总体积

5.2.5.1 计算

基本计算公式是：

$$BV = GV + PV \quad \dots \dots \dots \quad (15)$$

5.3 孔隙体积的测量

总孔隙体积指的是岩样中连通的和孤立的全部孔隙空间。

5.3.1 由分散岩样的颗粒密度得到总孔隙体积

总孔隙体积等于分散岩样总体积与颗粒体积之差。分散岩样是为了使孤立的孔隙体积暴露。

5.3.1.1 干法测定颗粒密度/颗粒体积

5.3.1.1.1 原理

首先确定清洁岩样的总体积（见 5.2）。然后烘干，称量和分散岩样。分散后，把一部分已称量的岩样放入波义尔定律孔隙度仪中，测定颗粒体积（见 5.3.2.1.1）。岩样总的颗粒体积用胶结岩样的原始质量与放在孔隙度仪中的分散岩样的质量比值来计算。

5.3.1.1.2 优点

该方法的优点是：

- a) 迅速。
- b) 岩样可以用于需要分散岩样的补充实验。见第 7 章补充试验。

5.3.1.1.3 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 岩样需要干燥。
- b) 不能用于含石膏的岩样。
- c) 岩样中含有像岩盐这样的矿物，能溶于清洗液中，对这种岩样不能用这种测量方法。
- d) 该方法假设孤立的孔隙体积在岩样烘干期间仍然保持孤立。
- e) 如果水充入孤立的孔隙空间，且在干燥时未除去，则计算的颗粒体积（GV）就会偏高。

5.3.1.1.4 准确度

该方法测定的颗粒密度的精确度在 $\pm 0.01\text{g/cm}^3$ 内。尽管没有可对照的孔隙度数据，但预计该方法的孔隙度精确度在 ± 0.4 孔隙度单位以内，甚至更高。

5.3.1.1.5 仪器

适用于该方法的仪器如下：

- a) 可调节研磨盘间空隙的粉碎机。
- b) 孔径为 0.25mm 的分析筛（可选美国标准局规定的 60 目筛）。

- c) 精确到 0.1mg 的分析天平。
- d) 用能测量粉状样品的波义尔定律孔隙度仪。即将岩样杯增加一个杯盖（将粉碎的岩样保持在样品杯中）。

5.3.1.1.6 操作步骤

该方法的操作步骤如下：

- a) 岩样制备：
 - 1) 清洗；
 - 2) 在 107°C (225°F) 下烘干；
 - 3) 在干燥器中冷却；
 - 4) 称量岩样并记录质量 (W)；
 - 5) 重复以上步骤 [第 2) 步到第 4) 步]，直到质量 (W) 恒定不变；
 - 6) 确定总体积 (BV) (见 5.2)。
- b) 破碎岩样，并使破碎的岩样通过孔径为 0.25mm 的分析筛（美国标准局规定的 60 目筛）。
- c) 在 99°C~116°C (210°F~240°F) 下烘干用于颗粒体积测定的部分样品到恒重 (W_d)。
- d) 用波义尔定律双室法（见 5.3.2.1.1）测定部分分散岩样的颗粒体积 (GV_d)：
 - 1) 校准带样品杯盖的孔隙度仪；
 - 2) 把已知质量 (W_d) 的破碎并烘干的岩样放入样品杯；
 - 3) 在带杯盖的样品室测定分散并烘干的岩样颗粒体积。

5.3.1.1.7 计算

该方法的计算过程 [见式 (16) ~ 式 (18)]：

$$PV = BV - GV \quad \dots \dots \dots \quad (16)$$

式中：

PV ——总孔隙体积；

BV ——胶结岩样的原始总体积；

GV ——由式 (17) 计算的颗粒体积。

$$GV = GV_d \cdot \frac{W}{W_d} \quad \dots \dots \dots \quad (17)$$

式中：

GV_d ——放在孔隙度仪中的分散岩样的颗粒体积；

W ——岩样原始质量；

W_d ——放在孔隙度仪杯中的部分分散干岩样的质量。

$$GD = \frac{W_d}{GV_d} \quad \dots \dots \dots \quad (18)$$

式中：

GD ——岩样的颗粒密度。

5.3.1.1.8 注意事项

该方法的注意事项包括：

- a) 测定颗粒密度必须选择能代表整个样品的那一部分岩样。
- b) 见 5.3.2.1.8 中波义尔定律双室法（岩样杯）测定颗粒密度的注意事项 a) ~ f) 项。

5.3.1.1.9 校准

见 5.3.2.1.9 中波义尔定律双室法（岩样杯）颗粒体积的校准。

5.3.2 致密岩样的有效孔隙体积

岩样总体积减去颗粒体积即可计算出有效孔隙体积，也可以直接测量岩样的孔隙体积得到有效孔隙体积。

5.3.2.1 颗粒体积测定

5.3.2.1.1 波义尔定律双室法（岩样杯）测定颗粒体积

5.3.2.1.1.1 原理

波义尔定律：当温度为常数时，一定质量理想气体的体积与其绝对压力成反比。

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{P_2}{P_1} \text{ 或 } P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad \dots \dots \dots \quad (19)$$

为了准确测定颗粒体积，考虑温度的变化和非理想气体的特性，扩展的公式如下。

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2} \quad \dots \dots \dots \quad (20)$$

用双室法测定岩样颗粒体积（GV）时，应使用式（20）。把气体在预先确定的基准压力[0.689 MPa～1.378 MPa (100 psig～200 psig)]下输入到已知体积(V_r)的参比室，然后把参比室中的气体扩散到与其相连的内装岩样的已知体积的样品室内，平衡压力降低，由此即可计算GV。此后由总体积中减去GV，即得孔隙体积，进而计算出孔隙度。

5.3.2.1.1.2 优点

该方法的优点包括：

- a) 实验样品在各方面均未损坏，可用于其他测试。
- b) 操作迅速、简单，且有极好的重复性。
- c) 也可以分析形状不规则和有溶洞的岩样。

5.3.2.1.1.3 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 为了达到高的准确度，需要经常地、非常仔细地校准仪器。
- b) 计算时既要考虑温度的变化，也要考虑大气压的变化。
- c) 如果岩心表面有气体吸附，则得出的孔隙度会高于真实的孔隙度值。使用氮气能使这种可能性降至最低。
- d) 若采用适当的技术，该方法也适用于被包封的疏松岩样。必须准确测定包封材料和端部筛网的体积，并由测定的表观颗粒体积中减去。包封材料和筛网的体积测定方法是使用前面用的波义尔定律双室法的样品杯直接测定，或由包封材料质量及之前测定的包封材料的密度计算求出。

5.3.2.1.1.4 准确度

精确校准的系统测得的颗粒体积在真实值的±0.2%之内。相当于直径2.54 cm (1 in)，长度2.54 cm (1 in) 岩样的颗粒体积误差为±0.03 cm³；或直径3.81 cm (1½ in)，长度5.08 cm (2 in) 岩样的颗粒体积误差为±0.1 cm³。

5.3.2.1.1.5 仪器

测量颗粒体积的仪器由两个相连的已知体积的样品室组成，这种仪器的一个实例见图13。

注意：为了准确测定，需要在已知体积的参比室和样品室之间装一个零取替体积的阀（如一个球形阀），或装一个已知驱替体积的阀。球形阀在转为关闭位置前，必须总是通向大气的。用这种方式，把阀腔体积加入到校准的样品室体积中，这样测定就是准确的。换句话说，为了准确测量颗粒体积，还必须准确测量阀的驱替体积，并在计算时加以考虑。

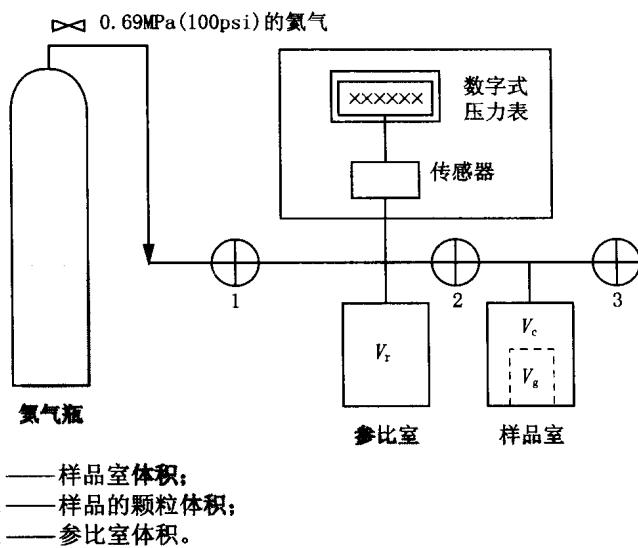


图 13 波义尔定律双室孔隙度仪

5.3.2.1.1.6 操作步骤

首先校准孔隙度仪，得出参比室体积 (V_r) 和样品室体积 (V_c)。然后把柱塞岩心放入样品室。以预先确定的压力，一般为 690kPa~1380kPa (100psig~200psig)，把氦气输入参比室。压力平衡大约 30s，然后读出压力 P_1 (由数字传感器读出压力) 并记录。接着气体膨胀进入样品室，系统达到平衡 [见 5.3.2.1.1.8e] 后测量产生的降低的压力 (P_2)。用 5.3.2.1.1.7 提出的气体定律方程计算岩样的颗粒体积。

5.3.2.1.1.7 计算

由参比室初始压力和最终系统压力，通过气体定律方程计算岩样的颗粒体积。孔隙体积为总体积与颗粒体积之差。

通过参比室和样品室内的气体质量平衡推导得出以下的颗粒体积计算公式，见式 (21)：

$$\frac{P_1 V_r + P_a (V_c - V_g)}{Z_1 T_{1r}} = \frac{P_2 V_r + P_2 (V_c - V_g + V_v)}{Z_2 T_{2r}} \quad \dots \dots \dots \quad (21)$$

式中：

- P_1 —— 参比室的初始绝对压力；
- P_2 —— 膨胀后的绝对压力；
- P_a —— 样品室的初始绝对大气压；
- Z_1 —— 在 P_1 和 T_{1r} 时的气体偏差因子；
- Z_2 —— 在 P_2 和 T_{2r} 时的气体偏差因子；
- Z_a —— T_{1r} 和大气压时的气体偏差因子；
- T_{1r} —— P_1 时参比室的绝对温度；
- T_{1c} —— P_1 时样品室的绝对温度；
- T_{2r} —— P_2 稳定后参比室的绝对温度；
- T_{2c} —— P_2 稳定后样品室的绝对温度；
- V_g —— 颗粒体积；
- V_c —— 样品室体积；
- V_r —— 参比室体积；
- V_v —— 阀的驱动体积 (由关闭到打开位置)。

如果等温条件 ($T_1 = T_2$) 成立, 且假设所有的 Z 值都等于 1.0, 式 (21) 简化为:

$$V_g = V_c - V_r \left(\frac{P_1 - P_2}{P_2 - P_a} \right) + V_v \left(\frac{P_2}{P_2 - P_a} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (22)$$

如果绝对压力 P_1 和 P_2 以相应的表压表示 [即 ($P_1 = (p_1 + P_a)$)], 并代入上式, 进一步简化为:

$$V_g = V_c - V_r \left(\frac{p_1}{p_2} - 1 \right) + V_v \left(1 + \frac{P_a}{p_2} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (23)$$

式中:

p_1 ——参比室压力表的初始读数;

p_2 ——系统平衡后的压力表读数。

如果使用驱替体积为零的球形阀, 且在关闭前总是通向大气, 则样品室体积中包括 V_v , 而 $V_v = 0$, 上式进一步简化为:

$$V_g = V_c - V_r \left(\frac{p_1}{p_2} - 1 \right) \quad \dots \dots \dots \quad (24)$$

注意: 计算中忽略了偏差因子 Z , 或 0.1cm^3 大小的阀门体积, 得出的孔隙度值误差约为 0.5 孔隙度单位。

5.3.2.1.1.8 注意事项

该方法的注意事项包括:

- a) 样品杯应保证每次重新组装后内体积不变。
- b) 如果温度或大气压发生变化, 必须重新校准系统。
- c) 柱塞岩心必须完全、正确地烘干, 有些岩样还需要特殊的烘干技术。
- d) 当孔隙内水的矿化度 (或者来自地层水, 或者来自钻井滤液) 大于 100000mg/L 时, 必须用甲醇洗盐, 除去盐分。如果孔隙内水的含盐度超过 100000mg/L , 忽略了洗盐, 那么可能使孔隙度降低 0.4 个孔隙度单位 (一般孔隙度为 20%, 含水饱和度为 50% 的孔隙空间)。
- e) 为准确测定颗粒体积, 压力平衡是关键。一般可在 $1\text{min} \sim 2\text{min}$ 内达到平衡, 但是渗透率和孔隙度低的岩心, 需要较长的平衡时间 ($30\text{min} \sim$ 几小时)。时间越长, 温度和大气压变化的可能性越大。
- f) 必须尽量减小与测定无关的体积或死体积 (样品杯中未被岩样占据的体积), 否则测定的颗粒体积会有误差。可把已知体积的实心不锈钢标准块加入样品室中, 填充短岩样剩下的空间。加入了实心标准块后, 计算颗粒体积时必须减去标准块的体积, 从而得到岩样的颗粒体积。
注意: 如果校准时不锈钢标准块是放在样品杯中, 那么得到的 V_c 和 V_r 值则不应减去标准块的体积。
- g) 为得到最好的分析结果, 要测定的岩样的孔隙体积应与参比室的体积接近。该方法对于小的、不规则岩样的准确性, 可以通过测定类似大小的、已知颗粒密度的样品 (如渥太华砂岩) 来检验, 其方法为先测体积较大的, 接着是小的。

5.3.2.1.1.9 校准

孔隙度仪的校准方法因仪器不同而异。原则上要进行两次或多次测定, 首先用已知体积的实心不锈钢标准块充满样品室, 接着依次取出一个或几个标准块, 分别代表样品室体积的 80%, 60%, 40% 和 20%。校准仪器时, 为使准确度达到最高, 应取出足够的标准块, 使 p_1 降低一半。

在预定的压力下, 通常为 $690\text{kPa} \sim 1380\text{kPa}$ ($100\text{psig} \sim 200\text{psig}$), 把氦气输入参比室。压力平衡后 (大约 30s), 记录 p_1 (即数字传感器的读数)。然后, 气体膨胀进入样品室。

系统达到平衡后 (大约 30s) 测定降低的压力 (p_2)。当阀门体积 (V_v) 为零, 温度恒定时, 且

样品室中不锈钢标准块的体积 V_g 已知，就可与 5.3.2.1.1.7 中提出的相应公式联立方程组，求解得出 V_r 和 V_c 。

当 V_v 不等于零，或温度发生变化时，求解变得更复杂，但原理相同。

注意 1：在某些系统中，方程被调整时，需要按标准块体积数据进行线性回归，以求出 V_c 和 V_r 。

注意 2：应该用固定质量的测试仪，或全量程的 0.02%（或更高）的辅助标准压力传感器，以 34.5kPa (5psi) 为间隔，对压力传感器进行校准。传感器输出数据可以用回归方法的 4 阶多项式拟合“真实压力”。通过测量每个不锈钢标准块的体积与其已知体积比较进行校准检验。假设在测定的颗粒体积范围内，孔隙度绝对偏差在 0.5 个孔隙度单位以内，体积测试的绝对偏差应小于或等于 0.03cm³。

5.3.2.2 孔隙体积测量

5.3.2.2.1 波义尔定律单室法直接测定孔隙体积

5.3.2.2.1.1 低围压

5.3.2.2.1.1.1 原理

测定孔隙体积的仪器设备包括：一个可以充满气体的、已知体积和初始压力的参比室，然后将气体压入岩样的孔隙。岩样装在带有弹性胶套和末端堵头的岩心夹持器中。当围压施加到夹持器的外表面上时，弹性胶套和末端堵头与岩样紧密相符。弹性胶套和末端堵头又把该压力传递到岩样上。这样孔隙体积用波义尔定律直接测定。这个过程与双室法不同，双室法测定的是颗粒体积，而非孔隙体积，其孔隙体积是由总体积减去颗粒体积计算得来的。

岩心夹持器可以是 Hassler 型、均匀受压的双轴向或三轴向装载室。低围压一般为 2758kPa (400psig) 或更低。对于胶结的坚硬岩石，这种类型的夹持器在低围压时引起孔隙空间的减小是不重要的。虽然通常称这种测量为“环境压力测量”，但是还是需要限制围压，因为压力对疏松岩石有明显影响。

在预定的压力 689.5kPa~1379kPa (100psi~200psi) 下，把氦气输入到已知体积 (V_r) 的参比室。然后将参比室的气体排入到岩样的孔隙空间。结果产生一较低的平衡压力，由此计算孔隙体积。

5.3.2.2.1.1.2 优点

该方法的优点包括：

- a) 如果测试开始时样品是清洁、干燥的，那么到测试结束，岩样仍然是清洁的，可用于以后的实验。
- b) 用同一种气体可先后测定孔隙度和渗透率。
- c) 操作快速，而且简单。
- d) 使用惰性气体可以消除岩石与饱和流体之间的伤害性反应。
- e) 直接测定孔隙体积排除了 BV 或者 GV 的测试误差对孔隙体积影响，因为相对于孔隙体积来说，BV 和 GV 值太大，且 $PV = BV - GV$ 。

5.3.2.2.1.1.3 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 必须对系统的死体积认真校准。
- b) 计算时必须考虑温度和大气压力的变化。
- c) 岩样必须是规则的正圆柱形，表面无溶洞或缺口（溶洞会降低孔隙体积，而岩样两端面不平行会使孔隙体积偏高）。在直径 2.54cm (1in)，长度 2.54cm (1in) 的正圆柱岩样上，不平行端面两边长度相差 1.0mm，引起的孔隙度误差就超过 1.5 孔隙度单位。
- d) 岩样必须洗去碳氢化合物并烘干，否则会使测定的孔隙度偏低。
- e) 所用的气体必须不被活性矿物吸附，如粘土或碳质材料。吸附会使孔隙体积偏高，用氦气就能使这种影响降至最低。

- f) 有些低渗透率 ($<0.01 \text{ mD}$) 岩样需要较长时间 (30min~几小时) 压力才能达到平衡。时间越长, 温度和大气压力变化的可能性越大。
- g) 当孔隙内水的含盐度 (或者是来自地层水, 或者是来自钻井滤液) 大于 100000 mg/L 时, 岩样应该用甲醇洗盐, 除去盐分。若当孔隙内水的含盐度超过 100000 mg/L , 而忽略了洗盐步骤, 则可能使孔隙度偏低 0.4 孔隙度单位 (一般指的孔隙度为 20%, 含水饱和度为 50% 的孔隙空间)。
- h) 如果采用适当的预防措施, 该方法可用于使用了包封材料的疏松岩样, 但必须确定筛网或包裹在柱塞表面的多孔金属板的孔隙体积, 必须由测定的孔隙体积中减去该体积, 得出岩样的孔隙体积。可以准备一个直径等于岩样直径的实心、无孔隙、被包封的柱塞, 作为岩样进行测试, 由此得出筛网或多孔金属板的孔隙体积, 以及包裹岩样末端包封材料重叠的体积。
- i) 在低围压下测定孔隙度, 由此得出的孔隙度值要高于油层的孔隙度。

5.3.2.2.1.1.4 仪器

基本装置如图 14 所示, 与图 13 (见 5.3.2.1.1.5) 的波义尔定律双室法装置相似, 主要区别在于样品室的设计, 该装置的样品室排除了样品外围的体积。

5.3.2.2.1.1.5 操作步骤

首先校准孔隙度仪, 得出参比室体积 (V_r) 和系统死体积 (V_d)。接着, 把一个清洁、干燥的柱塞岩心插入弹性胶套里。然后, 在样品的每一端放入一个直径等于样品直径的末端堵头, 与岩样的端面接触。在弹性胶套的外表面施加 2.758 MPa (400 psi) 或更小的围压。如果岩样封闭在压力均匀分布的岩心夹持器中, 则在末端堵头的外表面也施加了相等的围压 (见图 14)。

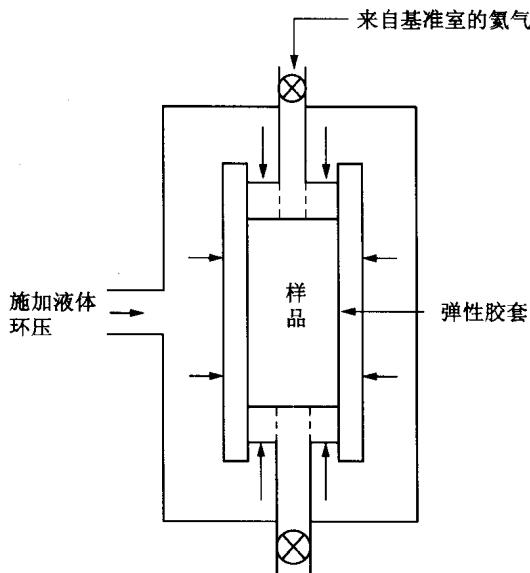


图 14 直接测量孔隙体积的等压装载室示意图

在预定的压力 (p_1), 一般为 $690 \text{ kPa} \sim 1380 \text{ kPa}$ ($100 \text{ psig} \sim 200 \text{ psig}$) 下, 使氦气进入孔隙度仪的参比室 (V_r)。记录压力, 参比室的气体排入岩样的孔隙空间。记录降低了的平衡压力 (p_2)。利用 5.3.2.2.1.1.6 中的公式计算孔隙体积。

5.3.2.2.1.1.6 计算

在已知初始压力下, 氦气由参比室膨胀直接进入多孔岩石, 确定岩样孔隙体积。由参比室内的气体质量平衡、系统的死体积、阀门体积和岩样孔隙体积推导出以下的孔隙体积计算公式, 见式 (25) ~ 式 (27)。

$$\frac{P_1 V_r}{Z_1 T_{1r}} + \frac{P_a (V_p + V_d)}{Z_a T_1} = \frac{P_2 (V_r + V_p + V_d + V_v)}{Z_2 T_2} \quad \dots \dots \dots \quad (25)$$

式中：

P_1 ——参比室初始绝对压力；

P_2 ——膨胀后的绝对压力；

P_a ——岩样中的初始绝对大气压力；

Z_1 —— P_1 和 T_1 时的气体偏差因子；

Z_2 —— P_2 和 T_2 时的气体偏差因子；

Z_a —— P_a 和 T_1 时的气体偏差因子；

T_{1r} —— P_1 时参比室的绝对温度；

T_1 —— P_a 时岩样孔隙空间的绝对温度；

T_2 —— P_2 平衡后岩样和参比室的绝对温度；

V_r ——参比室体积；

V_p ——岩样孔隙体积；

V_v ——阀门驱替体积（由关闭到打开位置）；

V_d ——系统死体积。

如果等温条件 ($T_1 = T_2 = T_{1r} = T_1$) 成立，那么

$$\frac{P_1 V_r}{Z_1} + \frac{P_a (V_p + V_d)}{Z_a} = \frac{P_2 (V_r + V_p + V_d + V_v)}{Z_2} \quad \dots \dots \dots \quad (26)$$

合并后得：

$$V_p = \frac{V_r \left(\frac{P_1 Z_2}{P_2 Z_1} - 1 \right) - V_v}{1 - \frac{P_a Z_2}{P_2 Z_a}} - V_d \quad \dots \dots \dots \quad (27)$$

注意：当岩样孔隙压力由 P_a 增加到 P_2 ，即有效净围压为常数时，或尽管有效净围压不是常数，但孔隙体积随净围压的变化忽略不计时，如果孔隙体积无变化，此时式 (27) 才成立。

5.3.2.2.1.1.7 注意事项

该方法的注意事项是：

- a) 应该用液体在弹性胶套外表面施加围压，而非气体。随着测试时间的延长，气体可能扩散进入胶套。
- b) 弹性胶套的硬度必须足够低（建议最大硬度为 50），这样在施加低围压时，就可封住末端的金属堵头，并使胶套与岩样表面紧密相符。
- c) 有时由于端面不平行造成的偏差，可用两个可变形的橡胶垫片来帮助成功地完成实验。每个垫片应是柔软的，直径等于对接岩样端面的直径，中心钻孔。在岩样端面与金属堵头之间插入一个垫片的作用是，垫片会压缩，从而填满岩样端面与堵头之间的空隙。

注意：只有岩样端面不平行时，才可采用这种办法。这个方法不适于端面平行的岩样。

5.3.2.2.1.1.8 校准

该仪器的校准方法是利用 a) 专门用来校准的不锈钢实心标准块，其体积已知，能够被放入到专门的样品室或能从样品室中取出，或 b) 一系列给定精密内孔的有孔标准块，用来产生不同的孔隙体积，其体积范围涵盖了所要测定的孔隙体积。向参比室注入气体，使其压力达到初始压力，接着将气体扩散进入专门的样品室或进入已知孔隙体积的放入样品室内的标准块。用多个钢标准块进行重复测试，将多个孔隙体积计算公式联立方程组，就可以同时解出参比室体积 V_r 和死体积。这些数值可作

为常数，用于以后的孔隙体积测试。

系统的死体积 (V_d) 也可以用实心钢标准块作为岩样放在岩心夹持器内来确定，或者将两个堵头紧挨放入弹性胶套内，并施加与测定岩样时相同的低围压。进入参比室 V_r 的压力扩散进入钢标准块或紧挨的堵头，然后就可以用孔隙体积计算公式计算 V_d 。只要系统不做改变，该值就可作为常数保留下来。已知孔隙体积的不锈钢检查标准块还可以通过合适的 V_r 、 V_d 值来确定，用来检验系统。这些检查可以用来验证日常设备运转是否正常。

5.3.2.2.1.1.9 准确度/精度

对于理想的圆柱样品，一个专门校准过的系统测得的孔隙体积绝对偏差在 $\pm 0.03\text{cm}^3$ 之内。实际岩样测定结果表明，总体积为 50cm^3 的岩样，其测试绝对偏差在约 $\pm 0.1\text{cm}^3$ 以内，得出的孔隙度与真值的绝对偏差在 ± 0.2 孔隙度单位以内。

5.3.2.2.1.2 高围压

5.3.2.2.1.2.1 测试原理

测试原理与低围压下的相似，但在这方式的测试中，孔隙度是在高围压下测定的。这样，这些试验数据就可用来评估油藏压力条件下的油层孔隙度。与低围压时测定不同，必须知道（1）提高围压的压力梯度，及（2）采用的方法（均匀加压、三轴向加压、双轴向加压或单轴向加压），以便把测定结果扩展到油藏条件（如图 15 和图 16 所示）。传统上，大多数常规孔隙体积的测试是采用施加均衡的围压（即在各个方向上都相等）进行的，因为这是一种相当容易达到和相对低费用的方法。这种方法提供的孔隙度数据是有效净围压（围压减去孔隙压力）的函数。对于某些油藏，还应测定更复杂和更耗时间的孔隙体积压缩系数，以便更准确地确定油藏条件下的孔隙度。测定压缩系数往往需要孔隙空间中存在液体，以便模拟液体—岩石相互作用的影响，如果有反应的话^[1]，将超出了本标准的范围（参考文献见 5.6）。

5.3.2.2.1.2.2 优点

该方法的优点包括：

- a) 该方法的优点与低围压下的方法相似（见 5.3.2.2.1.1.2）。
- b) 与零围压或低围压测试相比，高围压测试更接近原始油藏孔隙度。

5.3.2.2.1.2.3 应用局限性

该方法的应用限制如下：

- a) 与低围压下应用局限性中的 a) ~ h) 相似（见 5.3.2.2.1.1.3）。
- b) 随着围压的增加，即使实际上岩样未压缩，弹性胶套也会将压力传递到颗粒表面的砂粒或溶洞之间，导致孔隙体积的降低。对于无溶洞的砂岩来说，这种压缩几乎不超过 0.2 孔隙度单位（举例来说，就是 10.0% 的孔隙度会压缩到 9.8%），即使存在，对孔隙度值一般也不会有明显的影响。对于有溶洞的岩样，这种误差是非常大的。为了减小这种误差，可以使用聚酯薄膜或金属内套筒。通过增加样品半径 (r) 的方法将表面的影响减到最小，也就是令表面积与总体积的比值等于 $2/r$ ，随着样品半径的增加，这个比值随之减小。
- c) 初始围压必须足够高，以密封弹性胶套与岩样以及岩样夹持器末端堵头，并使末端堵头紧密地压在岩样端面。弹性胶套对岩样表面的密封程度取决于弹性材料的韧性和岩样表面的粗糙程度。如果孔隙度与渗透率联测，密封压力必须足够高，以防气体绕流。但这样做对孔隙度可能产生两种相反的影响。如果岩样夹持器末端堵头与岩样相符得不好，测得的孔隙度值就会偏高，这个影响可用岩样孔隙压缩系数来抵消。使用钻取得好的、两端平行的、正圆柱岩样，能将由于接触面相符得不好带来的误差降到最低。
- d) 在任意高围压下测得的最终孔隙度值都可能与加压速度、稳定时间以及加压历程^[2]有关。
- e) 必须知道或估计油藏的有效压力，以便合理地使用实验室确定的高围压下的孔隙度数据。实际油藏压力引起的孔隙体积的减少通常是不均匀的。多数油藏的主要压力是垂向的。这种垂

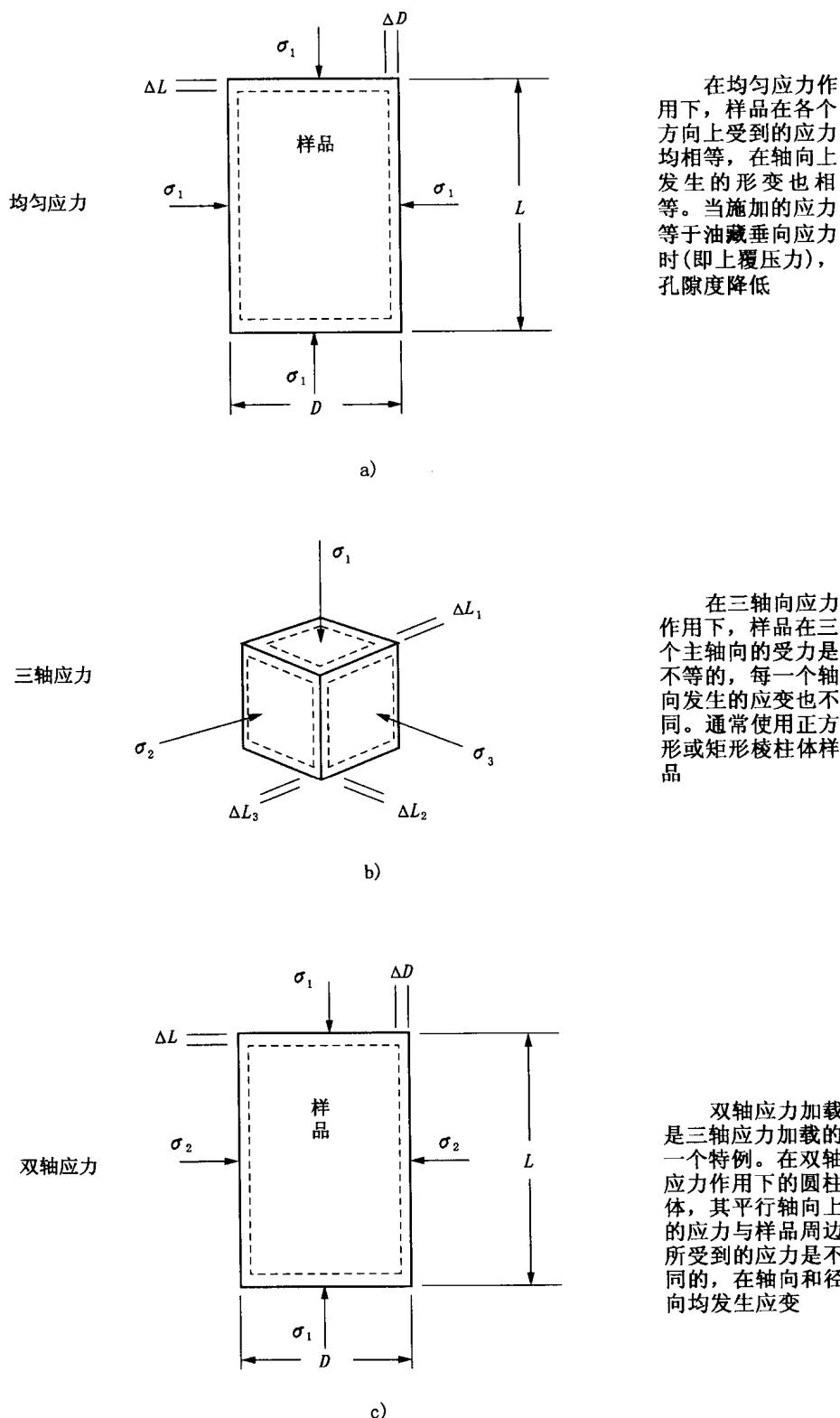


图 15 实验室加载示意图

向的有效压力等于单位面积上的上覆岩石重量减去油藏压力。上覆压力可由深度和井筒密度测井计算，或由假设岩石密度为 $0.24 \text{ MPa}/\text{m}^3$ ($1.0 \text{ psi}/\text{ft}^3$) 来估算。油藏压力可以测量，或在正常压力区域，假定油藏压力等于深度 \times 静水柱梯度，美国油藏压力大约为 $0.0102 \text{ MPa}/\text{m}$ ~

0.0133 MPa/m (0.45 psi/ft~0.59 psi/ft)。

注意：近海油藏的上覆压力由水深和水的密度产生的压力，以及上覆岩石重量组成。

最常见的水平应力是垂向应力的分力，并且可由水力压裂或地层综合测试（泄漏试验）^{[4], [5]}来预测。油藏平均有效应力是垂向和水平有效应力的平均值。因此，油藏平均有效应力一般小于均衡应力，等于垂向有效应力。

f) 岩石孔隙空间内含水，表明岩石较软，当施加围压时^[1]，增加了孔隙体积降低的可能性。这里所讨论的常规分析是用清洁、干燥的岩样进行的，而油层中含有间隙水，这就带来了许多不确定因素，其重要性可通过对含水岩样进行专项实验定量化。而这种影响对于坚硬的、胶结好的岩石来说是很低的。

g) 低围压时，火成岩或疏松岩样就显出了明显的压缩性。

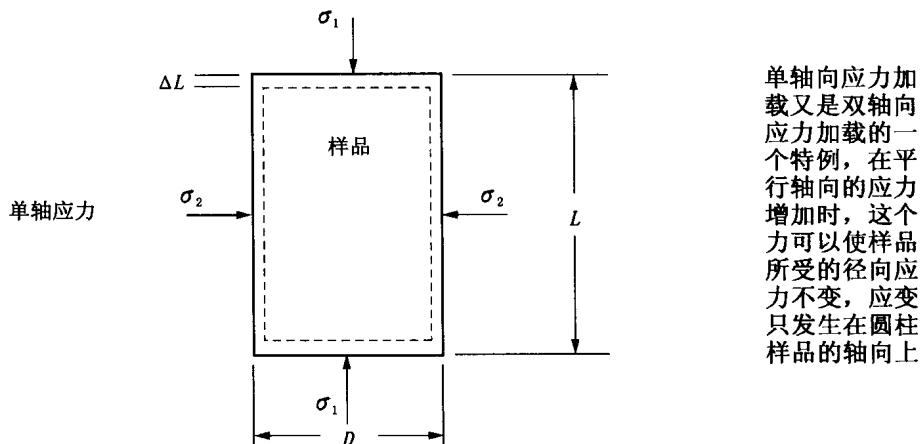


图 16 实验室和油层加载示意图

5.3.2.2.1.2.4 仪器

与低围压时用的仪器相似，但高围压测试时要用韧性弹性材料制成的套筒，能经受加压时施加的压力，并且在压力降低时还能与岩样紧密相符。

5.3.2.2.1.2.5 操作步骤

高围压测试的操作步骤与 5.3.2.2.1.1.5 中讨论的低围压的操作步骤相似。

通常，选择提高围压的方法来确定岩样的孔隙体积。在下一个孔隙体积测定之前，每个围压下的岩样孔隙空间内的平衡压力，一般要释放。5.3.2.2.1.1.6 提出的公式用于计算孔隙体积。

5.3.2.2.1.2.6 计算

计算孔隙体积 (PV) 的基本公式与低围压测定时的相同，但计算孔隙度时还必须考虑由于围压增加引起的岩样总体积 (BV) 的降低。所作的修改如下：

$$\text{孔隙度} = \frac{PV}{\text{未加压的 } BV - \Delta PV} \quad \dots \dots \dots \quad (28)$$

式中 ΔPV 等于初始 PV 与任意压力下的 PV 差。这里假设任意压力时总体积的降低与相同压力的孔隙体积的降低相等。

$$\text{孔隙度} = \frac{PV}{GV + PV} \quad \dots \dots \dots \quad (29)$$

式中 PV 为任意压力下的孔隙体积。这里假设在所有施加的围压下，压力为零时确定的颗粒体积 (GV) 为常数。

$$\text{孔隙度} = \frac{PV}{\text{计算的 } BV} \quad \dots \dots \dots \quad (30)$$

测定每个压力下的孔隙体积 (PV)，岩样直径和长度，并计算总体积。这不是常规作法。

5.3.2.2.1.2.7 校准

仪器的校准与低围压中讨论的原理相同（见 5.3.2.2.1.1.8）。对于高围压时系统测量的有效性，可由在选定的围压下测定钢标准块的孔隙体积来验证。

5.3.2.2.1.2.8 准确度/精度

合理的校准系统得出的孔隙体积的准确度与低围压时的准确度数量级相同（见 5.3.2.2.1.1.9），得出的孔隙度误差在 $\pm (0.2 \sim 0.3)$ 孔隙度单位之间。

5.3.2.2 流体孔隙度求和法

确定孔隙度的“流体求和”法详细叙述见流体饱和度测试方法中的“常压干馏法”（见 4.2）。由于岩样无需清洗和干燥，因此该方法能快速提供孔隙度数据。孔隙体积由测定采出的新鲜岩样中的油、气和水的体积相加求得。孔隙体积除以岩样的总体积求得孔隙度。

当遵循合适的操作步骤，且岩石相当均质，不含遇水易膨胀的矿物质（因为这会使水体积的确定变得复杂）时，则相邻岩样测定的波义尔定律孔隙度绝对偏差一般在 ± 0.5 孔隙度单位之内^[6]。如果不采取特殊的预防措施和实验技术，流体求和法测得的孔隙度偏高，主要是因为从水合矿物中采出了多余的水。对于液体已蒸发的风化岩样该方法是无效的，因为在测定压力下注入的水银未能进入水已经蒸发的较小的孔隙中，这样测得的气体体积和孔隙度都偏低。

由测得的岩石和液体的体积计算颗粒密度，可把这个数值与根据岩性估计的颗粒密度相比较。计算的与估计的颗粒密度间的数量级的差异，可以作为一种质量控制的检验，将揭示出是测量错误还是数据计算错误。但当岩石中含有外来矿物（重矿物或轻矿物）时，该方法不适用。因为这些条件下，颗粒密度变化不定，并且难于准确估算。

干馏时要破坏岩样，所以必须选择相邻岩样进行渗透率测定。测定渗透率的岩样可用波义尔定律法测定孔隙度，并与流体求和法孔隙度相比较，以此作为质量控制的检验。虽然岩样与岩样不会完全一致，但数据应在偏差范围内。

5.3.2.2.3 液体饱和法

5.3.2.2.3.1 原理

用液体饱和法测量孔隙度（连通的孔隙空间），涉及到孔隙体积的称量分析法，通过以下步骤获得：(1) 清洁、干燥岩样的质量；(2) 用已知密度的液体饱和后岩样的质量；(3) 浸没在与饱和液相同的液体中岩样的质量。

5.3.2.2.3.2 优点

该方法的优点包括：

- a) 可同时处理很多岩样。
- b) 可直接测定孔隙体积。
- c) 见 5.2.4.2 中的 a) 和 b) 项。

5.3.2.2.3.3 应用局限性

该方法的应用限制包括：

- a) 就测量消耗的总时间来说，该过程较慢。
- b) 该方法基本上是准确的，但仅限于那些能被 100% 饱和，且能成功确定饱和质量的岩样。
- c) 表面有溶洞的岩样，由于称量过程中，溶洞内的液体可能损失，建议不用这个方法测定其孔隙度。如果有液体损失，孔隙体积中就不包含这部分体积，计算出的孔隙度就会偏低。但用这种方法可以准确确定有溶洞的岩心的颗粒体积。
- d) 见 5.2.4.3 的 a) 和 c) 项。

5.3.2.2.3.4 准确度

如果采用适当的技术，该方法确定的孔隙度（连通的孔隙空间）准确度应在 0.5 个孔隙度单位以内，颗粒体积误差应为真实值的 $\pm 0.2\%$ 以内。

5.3.2.2.3.5 仪器

适用该方法的仪器包括：

- a) 准确到 1mg 的分析天平。
- b) 能用于真空下装脱气液体的合适的容器。
- c) 真空干燥器和压力饱和装置。
- d) 能使压力保持低于 13.3Pa (0.1mmHg) 的适当真空源。
- e) 已知密度的、已过滤的、低粘度、低蒸汽压的液体，用于饱和岩样。常用的液体包括：盐水、精制实验室油、葵烷甲苯。
- f) 用于装浸在脱气液体里的饱和岩样的合适容器。

5.3.2.2.3.6 操作步骤

称量清洁、干燥岩样的质量。在称量干岩样前，应使用诸如 CaCl_2 或硅胶这样的干燥剂烘干岩样。把称量后的干岩样放在容器中（真空干燥器和压力饱和装置），并抽真空大约 8h。抽真空时，可注入 CO_2 ，以除去吸附在岩石表面的空气。一般使用在液体中有更好的溶解性的气体，来置换吸附的气体，如 O_2 或 N_2 。对于低渗透率岩样，需要重复几个周期抽真空和注 CO_2 。在致密岩样中，为了驱出 N_2 ， CO_2 ，接触时间越长，真空循环需要的时间也越长。对于渗透率非常低的岩样，抽真空的时间应延长到 12h~18h（一昼夜）。

用于饱和清洁岩样的液体应不含溶解的空气。因此，液体在注入到岩样前应脱气。操作时要非常小心，避免脱气后的液体与空气接触。与盐水相比，碳氢化合物是强润湿液，如果只要求测定孔隙度，而不需要做其他的实验，则选择碳氢化合物作饱和液，不用盐水。

将脱气液体注入装有岩样的真空容器中，使岩样饱和。岩样完全浸没在液体中以后，继续抽真空 30min~1h。

最好的方式是对岩样周围的液体加压到 13800kPa~20700kPa (2000psi~3000psi) 至少 4h，以保证岩样完全饱和。加压饱和使液体进入了连通不好的孔隙空间或未发生自发吸入的孔隙。然后把岩样由饱和容器中取出，并称量浸没在饱和液体中的岩样质量。

小心地除去饱和岩样上多余的液体（避免颗粒掉落），并在空气中称量。从饱和岩样表面除去多余的液体时，要非常小心，保证不会除去暴露在岩样表面的孔隙中的液体。从岩样表面擦去多余的液体时，应该避免使用那些由于毛细管作用把孔隙中的液体吸掉的材料（如干毛巾），也应避免用任何机械方法，如猛烈抖动。除去多余液体的合适作法是把岩样放在潮湿的无纤维的布或纸巾上滚动，以吸掉多余的液体，或小心地用潮湿的布或手指擦拭岩样。

每批样品称量后，必须精确测定饱和时所用的脱气饱和液的密度，因为除非使用 5.3.2.2.3.8 中 e) 的公式，否则饱和液的密度是误差产生的最大来源。见 5.2.4.6 描述的步骤确定总体积。由于岩样原始质量与液体密度，可直接计算颗粒体积 [见 5.3.2.2.3.8c) 中的公式]。

使用前，一般把岩心柱塞放到带螺旋帽密封的容器中或其他充满脱气液体的合适容器中储存，在容器中充满液体是为了使容器中含有的空气减到最少。

5.3.2.2.3.7 注意事项

该方法的注意事项包括：

- a) 为保证完全饱和，需要专门的预防措施。用这种方法，低渗透率岩心可能会不能完全饱和。
- b) 为达到可接受的准确度，在确定饱和后岩样质量的同时，使用准确的液体密度是关键。
- c) 孔隙体积的误差可能来自称量饱和岩样质量之前的不合理地擦拭岩样。

5.3.2.2.3.8 计算

该方法的计算步骤如下：

$$a) PV = \frac{\text{饱和后的质量} - \text{干岩样质量}}{\text{饱和液密度}}$$

$$b) BV = \frac{\text{饱和后的质量} - \text{浸没质量}}{\text{浸没液密度}} \quad (\text{见 } 5.2.4)$$

$$c) GV = \frac{\text{干岩样质量} - \text{浸没质量}}{\text{浸没液密度}}$$

d) 孔隙体积检验： $PV = BV - GV$ [按此式计算的 PV 应与 a) 计算的 PV 一致]

$$e) \text{孔隙度} = \frac{PV}{BV} = \frac{(\text{饱和后的质量} - \text{干岩样质量}) / \text{饱和液密度}}{(\text{饱和后的质量} - \text{浸没质量}) / \text{浸没液的密度}}$$

如果温度恒定，饱和液与浸没液密度相等，相约消去液体密度，上式简化为：

$$\text{孔隙度} = \frac{\text{饱和后质量} - \text{干岩样质量}}{\text{饱和后质量} - \text{浸没质量}}$$

$$f) \text{孔隙度检验：孔隙度} = \frac{BV - GV}{BV} \quad [\text{孔隙度应与 e) 中计算的一致}]$$

$$g) \text{颗粒密度} = \frac{\text{干岩样质量}}{GV}$$

式中：

PV ——孔隙体积；

GV ——颗粒体积；

BV ——总体积。

5.4 历史上使用过的方法

以下列出并汇总了历史上曾经采用过的测定孔隙度、总体积、颗粒体积和颗粒密度的方法，这些方法普遍由新方法所取代。关于这些方法的细节见 API RP 40（第一版）《API 岩心分析推荐作法》，1960 年 8 月。

5.4.1 水银置换法

该方法的要点在于把已干燥的岩样浸入到校准的比重瓶内的水银中。测量岩样排开水银的体积，得到岩样的总体积 [API RP 40：1960 中的 3.312 (15 页), 3.56 (26 页)]。

5.4.2 总体积测定仪

该方法也是将岩样浸入到水银中，被岩样排开的水银驱替另外一种液体，将该液体排驱到一倾斜的带刻度玻璃管中，岩样的总体积直接由刻度玻璃管读出 [API RP 40：1960 中的 3.311 (15 页), 3.57 (26 页)]。

5.4.3 用科贝 (kobe) 孔隙度仪的波义尔定律单室法

科贝孔隙度仪由水银泵、压力表、进气和出气阀以及样品室组成。测定岩样的总体积需要用水银充满装有岩样的样品室，使岩样浸没在水银中。充满未装岩样的岩心室所需要的水银体积减去充满装有岩样的岩心室所需要的水银体积，得到岩样的总体积。

通过将水银泵退回到“预设的”体积来计算颗粒体积。在水银泵退回到“预设的”体积这个位置的过程中，岩样没有浸没到水银中，样品室的压力为大气压 (P_1)。将水银泵入样品室（出气阀关闭），记录新的压力 (P_2)。已知了样品室中的水银体积，样品室预设的空白体积和压力，就可以用波义尔定律计算颗粒体积 ($P_1 V_1 = P_2 V_2$)。由总体积和颗粒体积计算孔隙度。由岩样重和颗粒体积计

算颗粒密度 [API RP 40: 1960 中的 3.32211 (17 页), 3.5.10 (28 页)]。

5.4.4 Washburn-Bunting 法

Washburn-Bunting 孔隙度仪用来测定岩样的孔隙体积。仪器装有带刻度毛细管的样品室, 刻度毛细管的顶端装有能使系统向大气开放和关闭的活塞。岩样室底部装有一根与充满水银的烧瓶相连的管线。岩样被放在样品室内。分析步骤是先抬升水银烧瓶, 迫使水银进入样品室, 浸没岩样, 水银继续上升, 进入校准的毛细管。当水银达到上部活塞时, 关闭活塞。接着降低水银烧瓶, 直到岩样漂浮在样品室的水银上。此时岩样处于真空下, 岩样孔隙内的空气被排入样品室和校准的毛细管里。几分钟后, 举升水银烧瓶, 使空气排出, 恢复到大气压力, 直到水银高度与开始时毛细管内的水银达到的高度相等。毛细管中的空气体积等于岩样的孔隙体积。考虑到空气在岩样表面的吸附, 用实心钢标准块作为样品进行测试, 得到一个空气体积, 从前面得到的孔隙体积中减去这部分体积, 就可以得到更准确的孔隙体积 [API RP 40: 1960 中的 3.3221 (17 页), 3.5.12 (30 页)]。

5.4.5 干法测定颗粒密度和孔隙体积

该方法是把岩样经过抽提、干燥、破碎和过筛后, 一部分破碎的岩样过筛, 将通过孔径 0.25mm (美国 60 目) 而留在孔径 0.15mm (美国 100 目) 筛网上的岩样称其质量后, 放到仪器的样品杯中。然后用水银泵将水银泵入样品杯中。当系统的压力达到预设的压力值时, 记录注入水银的体积。由空样品杯的体积, 就能确定样品杯中岩样的总体积。应用干岩样质量, 就可计算出颗粒密度。使用一块平行样, 该干岩样质量除以由碎岩样计算的颗粒密度, 就可计算出颗粒体积。测定的岩样总体积减去颗粒体积, 即可算出孔隙体积 [API RP 40: 1960 中的 3.3211 (16 页), 3.5.8 (26 页)]。

5.4.6 湿法测定颗粒密度和孔隙体积

测定岩样的总体积, 然后称量干岩样质量并破碎。把碎岩样放到校准的容量瓶中, 该容量瓶内装有已知体积的合适润湿液 (如甲苯、水等)。增加的体积等于碎样的颗粒体积。碎岩样的质量除以其测定的颗粒体积即可计算出颗粒密度。总体积减去颗粒体积即可算出孔隙体积 [API RP 40: 1960 中的 3.3212 (16 页), 3.5.9 (27 页)]。

5.4.7 利用真空蒸馏的全直径流体求和法

该方法广泛用于产量主要来自碳酸盐地层的“致密岩石”的油区。称量每块全直径试样的质量, 然后用水加压饱和充满气体的孔隙空间。再次称量岩样质量, 用此增加的质量即可算出气体占据的孔隙体积。最大温度为 232°C (450 °F), 局部真空下蒸馏出岩心孔隙中的流体, 将收集液体的玻璃容器浸没在恒温 -59°C (-75 °F) 的乙醇/干冰浴中。这一过程是为了冷凝水蒸气, 并且避免通过真空系统时流失。读出冷凝体积, 并使用油的校准系数进行校准。通过由冷凝管中收集的水的总体积减去气体体积计算出岩样孔隙中的水量。把气体体积、校准的油和水的体积相加计算出孔隙体积。由试样确定的总体积计算孔隙度 [API RP 40: 1960 中的 4.2.1 (39 页), 4.5.2 (42 页)]。

该方法的主要缺点之一是: 蒸馏过程后的岩心状况。由于石油焦化和未进行清洗, 使岩石变黑, 就这样储存岩样, 还被认为可以用于其他试验 (如波义尔定律孔隙度、毛管压力试验、相对渗透率), 这种情况并不少见。由于这样和那样的原因, 负责编写 API RP 40: 1960 的委员会未把这一部分作为推荐方法写入。

5.5 富含有机物的岩石

最近几年, 人们对开发煤层甲烷和天然气页岩油藏产生了浓厚的兴趣。煤层和含气页岩是典型的有机物含量高的裂缝性地层, 在这种地层中, 天然气原始储量中的大部分天然气吸附在有机物质上。由于在这种地层中大部分天然气原始储量由吸附气组成, 因而在储量评价和产量预测时必须要弄清楚吸附的总容量以及如何来开采 (解吸附作用/吸收等温线)。油页岩含有固态有机物, 通常利用加热液化产出石油。评价这类沉积的方法叙述在 4.7。此处, 孔隙度一般不要求。

5.5.1 煤

目前, 工业上还没有可行的方法测定煤样的孔隙度、渗透率或相对渗透率, 也没有公开发表的可

行的实验室测量标准。因此，测定含油和气储层岩石的孔隙度标准实验方法在煤层甲烷的研究中必须加以改进。以下是反映目前实际状况的意见和参考。

由煤层产出甲烷时，可根据三个不同的参数定义“孔隙度”。计算煤层甲烷气地质储量的参数是：(1) 煤层中的“原始气体含量”，相当于常规天然气层中充满气的孔隙中含的天然气体积；(2) 甲烷吸附在煤层表面的基质孔隙（微观）；(3) 层理孔隙（天然的微裂缝孔隙）组成的双孔隙系统。层理网络为液体流动提供了通道和渗透性。

5.5.1.1 原始天然气储量

确定煤层天然气原始储量的唯一方法是采用保压岩心实验^[7]。由保压取心筒中的煤层岩心中释放的气体体积被认为是时间、温度和压力的函数。

气体含量和解吸速度常常用解吸罐法测定^[8]。所用的煤样通常用常规取心、井壁取心、电缆恢复和煤的钻屑方法获得。煤岩心（或切片）密封于金属罐中，岩样释放的气体体积用上述方法测量^[7]。由金属罐解吸法确定气体含量时，需要估计岩心从井底到地面以及密封到金属罐前这一过程中的气体体积损失^{[9],[10]}。

即使保压岩心也常常放在金属罐中完成解吸过程，但用金属罐解吸法测定常规和井壁取心气体含量比保压取心法的费用低，是最常用的方法。把煤热解成无灰的程度后，比较由不同方法或岩样测得的气体含量^[7]。由于释放的气体不一定100%是甲烷^[11]，还必须分析气体的组分，确定甲烷的含量。

5.5.1.2 基质孔隙度

煤层的基质孔隙度一般大于层理孔隙度。然而，由于甲烷吸附在基质上，而不是以游离气的形式存在，在煤田甲烷含量测试中，很少选择常规油田或气田基质孔隙度的分析方法。如果需要常规孔隙体积，则用平衡湿度^[12]和氦气波义尔定律孔隙度法测定基质孔隙度。

注意：用波义尔定律法，只要有吸附的气体就将得出错误的基质孔隙度，因此往往使用明显不吸附的氦气。

5.5.1.3 层理孔隙度

虽然煤层的孔隙度大部分为基质孔隙度，但层理网状系统为流体的流动提供了通道和渗透性。因此在确定孔隙体积压缩系数以及气—水相渗或毛管压力测试所需的饱和度时，煤层的层理孔隙度测试至关重要。

层理孔隙度是净围压的函数。在均匀围压下，用煤层岩心测定层理孔隙度。用于疏松岩心^[16]的包封材料也常用于煤层岩心。

用真空干燥器^[14]中干燥的煤层岩心进行煤的孔隙度测定。煤的风化研究表明这种干燥方法改变了煤的结构^[15]，得出了错误的结果。用未干燥岩心测定层理孔隙度的合适方法称为混相驱法。这个方法中，饱和岩心的流体能被物理性质不同但能与饱和液混溶的第二种流体排驱^[16]。

混相驱法是应用了水中的示踪剂浓度，示踪剂发生吸附就会产生错误的结果^[17]。在实验误差内，由水饱和的煤岩心，用氦气排驱水的非混相驱与混相驱示踪剂法^[17]得出了相同的结果。

注意：在煤岩心的基质中常常残余有甲烷，影响孔隙度的测定。煤岩心用氦气饱和（用水蒸气饱和过的），接着抽真空，曾用于除去残余甲烷。

5.5.2 产气页岩

在含气页岩中，如泥盆系（Devonian），天然气可能以游离气的形式储存在基质或裂缝中，也可能以吸附气形式存在于有机物和粘土表面。可以认为地质储量的80%以上都是吸附气，强调需要气体吸附等温线。对于煤层来说，页岩中吸附气的体积是煤层的1/5~1/50，为了提供准确的数据，测量仪器和方法必须是专门设计的。正如煤层目前的情况一样，对于页岩的测量，目前也没有工业标准。

报导的页岩样的气体吸附等温线结果表明，目前不同实验室^[18]之间的实验条件存在很大差异，这些差异产生不同的吸附实验结果，这就要求使用这些数据的人员要弄清楚实验条件是什么，报告中

的结果是在什么条件下得到的。

用于油藏模拟的模拟器，常常把吸附甲烷的含量作为压力数据的函数输入。数据的常用单位符号是 cm^3/g (scf/ton)。测定的和报告中的等温线是否只针对吸附气体，还是代表总的吸附等温线——其中包括了吸附的气体以及以游离气的形式储存于基质和/或裂缝的气体，了解这些至关重要。

水的存在减少了吸附气的体积。因此干岩样的吸附实验将囊括气藏的评价，以及首先选择的平衡湿气条件的岩样试验。

注意：目前还未规定建立代表油藏平衡湿气条件的方法。因此，许多吸附等温线测定都是在“恢复”的页岩，或干岩样上完成的。

虽然测量技术在不断地改进，但是一些影响测量结果和数据报告的重要因素已经很明确了^[18]。工程师利用这些数据，作为关键因素来论证实验室。应该建立一些实验方法，使其测试数据能代表储层，在数值模拟技术中也有同样的要求。

5.5.2.1 影响测试的关键因素

影响测试的因素包括：

- a) 取心技术（包括取心液）。
- b) 岩样的保存技术。
- c) 岩样大小和形状（是否要破碎？过筛到多大尺寸？）。
- d) 岩样干燥条件：
 - 1) “按标准”；
 - 2) 烘干（在多高的温度下？烘干多长时间？）；
 - 3) 平衡条件（多高温度？多长时间？）。
- e) 气体体积的测试是在标准温度和压力下进行的，单位符号为 cm^3/g (scf/ton)。
- f) 用干燥的或平衡质量岩石（“按标准”中的公制或美制吨作为 scf/ton 的基础）。
- g) 总吸附气（包括孔隙中的游离气）的，还是只是吸附气的等温线。
- h) 样品室校准技术。
- i) 样品室的温度测量和控制。
- j) 报告中岩样的密度（总的还是颗粒的；湿的还是干的）。
- k) 每个吸附过程是否达到平衡？是否是在选择的吸附时间内终止实验。
- l) 岩样体积测定。
- m) 实验前岩样抽真空。
- n) 吸附测定中所用的气（一般是甲烷）。
- o) “游离气体积”孔隙度测定时所用的气体（一般是氦气）。

5.5.2.2 仪器

图 17^[19]绘出了测定吸附体积的仪器示意图。与常用的双室孔隙度仪相似。

5.5.2.2.1 游离气（裂缝和基质）孔隙度

可使用以氦气作为气相的波义尔定律双室孔隙度仪（见图 13）测定裂缝和基质孔隙体积。

5.5.2.2.2 吸附等温线

首先完成氦气的等温线测定，由此可得出吸附最小的自由气体积。然后把甲烷注入参比室，气体膨胀进入样品室。参比室再次与样品室隔开，并在较高压力下注入甲烷。重复这一过程，计算较高压时吸附的气体。重复整个过程，直到达到所要求的压力。氦气与甲烷的等温线之差即代表吸附气的体积。给出了计算等温线的方程，以及影响测量准确度的误差分析验证因子^[19]。

5.5.3 油页岩

因为从油页岩中采油是通过加热固体有机物来生产的，因而，评价油页岩时一般不需要测定岩石的孔隙度。见 4.7 中关于油量的测定。

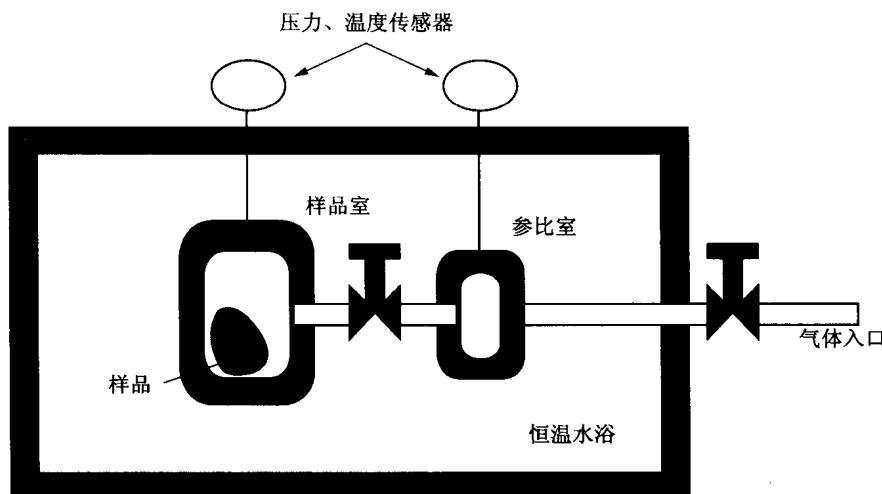


图 17 吸附体积测量

5.6 参考文献

参见附录 NA. 5。

6 渗透率的测定

6.1 概述

渗透率是多孔介质的一种性质，是允许流体通过能力的度量。多孔岩石或地层渗透率的测定就是测定流体通过该特定材料的能力。渗透性是与电或热的传导性相似的一种性质。当低速流占优势时，渗透率的倒数代表孔隙介质对流体流动产生的粘滞阻力。习惯上把符合这种条件的流动称为“粘性流”，或正式称为“斯托克斯流（stokes）”。通过测定流体在岩石中某一方向上的流动，就得出岩石在该方向的渗透率。均质、各向同性介质的渗透率在各个方向上都相同。然而，实际岩石既不是完全均质的，也不是各向同性的。

6.1.1 定义

6.1.1.1 达西流

19世纪中期，达西通过试验^[1]和研究提出了流体通过多孔介质流动时，所涉及的变量之间关系的经验表达式，现在称为达西定律。简单地说，达西定律表明单位横截面积渗透性介质的体积流速（即体积流量）与势能梯度成正比，与流体的粘度成反比。该比例系数即为渗透率。因此，对于势能梯度所需要的“斯托克斯流（stokes）”等于流体的粘度与体积流量的乘积除以岩石的渗透率。液体水平流动的势能梯度，或用低密度气体在任意方向上实际测量时的势能梯度等于压力梯度。

6.1.1.2 Forchheimer 惯性阻力

Forchheimer 在 20 世纪开始的工作^[2]表明，达西定律具有局限性，仅限于低速体积流量。Forchheimer 观察到高流量时，所需的势能梯度大于按照达西定律的预测值。该比例系数 β 即为多孔介质的惯性阻力。由于流体经过多孔介质弯曲通道运移时，伴随着无数的加速作用（即时间—速度在方向和大小的变化），因而使得惯性能消耗。这些加速作用引起第二种流动形式，即部分流动能通过粘性剪切转化为热能。

在油藏中，特别是远离生产井和注入井的地方，体积流量一般非常低，因此可以应用达西定律。但在具有高压力梯度的高流量近井地区可能引起不可忽视的惯性效应，称为“速敏表皮效应”。这种效应在产气井井眼附近和射孔井段特别普遍，在这些地带，低粘度的气体能产生很高的流量。

实验室用气体测定高渗透率岩样时（在这些岩石中最常观察到惯性效应），低体积流量需要很低

的压力梯度，因而很难测准。如果应用达西定律，较高的流量将会使计算的渗透率偏低。6.2.1.3中提出了一种评估避免由于惯性阻力产生明显误差，测定渗透率所允许的最大压力梯度的方法。另一个方法是进行多个流速测定，利用 Forchheimer 的方程获得每个岩样的渗透率和惯性阻力。从实用的角度来看，用 6.4.1.1 提出的压力非稳定方法，能快速地完成这项工作。

6.1.1.3 Klinkenberg 气体滑脱效应

即使适当考虑惯性效应，多孔介质对气体的渗透率仍取决于气体的平均自由程和绝对压力。这是由于存在一个被称为滑脱的现象，这一事实首先由 Klinkenberg^[3]在石油工业中提出。早在 1875 年^[4]的科学文献中就提出了气体通过小的毛细管流动时气体滑脱的理论和实验数据，以前的研究人员在渗透率的研究中忽略了气体滑脱这一现象。当忽略了气体滑脱时，由 Klinkenberg 方程或达西定律（惯性阻力忽略不计）计算的渗透率高于用与岩石不发生作用的液体得到的渗透率。若以百分数表达，对于高渗透率岩样来说，这个差值很小，但随着渗透率的降低，这个差值逐渐增大。用气体测渗透率时，用较高的平均孔隙压力可使差值降至最低。

为了避免孔隙压力对气体渗透率的影响，Klinkenberg 提出了一个方法，用不同平均孔隙压力的气测渗透率外推到无穷大的孔隙压力。它表示该外推的气体渗透率（现在称为“Klinkenberg 渗透率”， k_{∞} ）等于用与岩石不发生反应的液体（如清洁的精制油）测得的渗透率。

在清洗和干燥制备进行气测渗透率的岩样时，有些岩样，特别是含有一定量粘土的岩样，其渗透率会改变。这种岩样的 k_{∞} 往往大于用水测的值。对这类岩样需要专门的清洗和干燥技术。

6.1.1.4 液体

用液体测定渗透率消除了气体滑脱问题，在合理的常用流速下，惯性阻力一般忽略不计。因此，可用达西定律直接计算由单一流速测定的渗透率。然而，岩石组分与液体（特别是水溶液）的相互作用，微粒运移和微生物堵塞可能引起的渗透率变化需要特别加以注意。而且，在进行其他测定前，必须除去保留在岩样中的液体。由于存在这些问题，常规渗透率测定多数用气体进行。但对于某些岩样，如对干燥方法敏感的岩样，只能选择用液体测定渗透率。

6.1.1.5 围压关系

多孔介质的渗透率对介质受到的净压缩应力的大小及其受力过程敏感。随岩样夹持器围压的增加，岩石的渗透率降低。当围压由 1.5 MPa 或 2.0 MPa (200psi 或 300psi) 增加到几十兆帕（几千 psi）时，可以观察到渗透率明显降低，渗透性较好的胶结砂岩可降低几个百分点，而含有微裂缝的低渗透砂岩其降幅可达一个数量级，甚至更高。一般来说，实验室测定渗透率时，要求达到近似油层压力，以获得与地下油藏真实渗透率最接近的测试值。此外，随着围压的逐渐增大，渗透率降低幅度逐渐减小，这种现象在压缩应力刚好低于引起岩样破裂的压力时更为明显。

6.1.2 渗透率的单位

6.1.2.1 惯用单位

为了使多孔介质影响渗透特性这一概念得到实际应用，定义了专门的单位“达西”。当粘度为 $10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ (1cP) 的液体完全充满孔隙介质，在 1 MPa/cm (1atm/cm) 的压力梯度下，以 $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ 的速度的“层流”条件通过横截面积为 6.45 cm^2 (1inch²) 的孔隙介质流动时，该孔隙介质的渗透率为 1 达西 (D)。简单地说，“层流条件”意味着“流动速度足够小，以致与压力或水力梯度成正比”。渗透率的单位“达西 (D)”，作为物理量间的比例系数具有长度平方的量纲。除了下文的限定以外，渗透率只代表介质的性质，与流体无关。为方便起见，可采用毫达西（等于 0.001D）作为渗透率单位。单位拼写的复数以标准化的形式出现在文献中。尽管建议不使用次级单位，但微达西（等于 0.001 mD 或 10^{-6} D ）常用于低渗透的气藏致密砂岩。而且，那些非常致密的岩石，如微裂缝的花岗岩，常用毫微达西（等于 $0.001 \mu\text{D}$ 或 10^{-9} D ）表示。

6.1.2.2 SI 单位（标准国际单位）

渗透率的基本 SI 单位 m^2 定义为：粘度为 $1 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 的流体，在 1 Pa/m 的压力梯度下，以 $1 \text{ m}^3/\text{s}$ 的

流速通过 1m^2 截面积的流动，其渗透率即为 1m^2 。 1D 等于 $0.986923 \times 10^{-12}\text{m}^2$ 。由于该单位的指数太小，在实际使用时极不方便，AIME 的石油工程师学会选择的渗透率单位是平方微米 (μm^2)， 1D (习惯单位) 等于 $0.986923\mu\text{m}^2$ 。

6.1.2.3 水文学方面的典型单位

大多数环境工程师在水文学都有过采用固有渗透率、水利传导率和传导系数这些术语的经历。环境工程师、岩心分析人员或石油工程师所涉及到的流体流动的物理学概念都是相同的，但是不同专业领域所用术语不同，这是由各领域的不同用途所致。水文学家常常涉及到地下水在水层中的流动，在这种水层中，水的粘度、密度和压缩性变化相当小。在这些水层中，通过测定液柱高度差 (即非流动井中水上升的高度)，即可方便地确定流动势能。在实验室中，模拟实验技术是把一系列水压计与水流通过岩样连接。水压计中水的高度在最靠近岩心上流端时最大，水柱高度 (由水平基准面算起) 向下流方向逐渐降低。

在油藏中，流体性质变化很大，一般存在一种以上的流体相，压力往往太大，以至难以测量水柱压力。压力由压力计或压力传感器直接测量，因此，这时所用应用方程中应是水压而非水头。流动势能必须由压力、流动速度、以及流体、岩石性质，通过适当偏微分方程计算，这些方程往往需要数值有限差分近似求解。

6.1.2.3.1 流动势差与压力差

理解驱使流体流动的动力是流体势差而非压力差是至关重要的，以便了解什么是流动势能和确定压力差如何合理应用于流动方程，图 18 表示了流动势能与压力之间的关系。两个水箱，每个顶部都与大气连通，并在不同深度装有水位计管，两个水箱由小管连接加入相同深度的水。每个水箱中水面的压力为大气压，箱体内的压力随深度增加而增大。

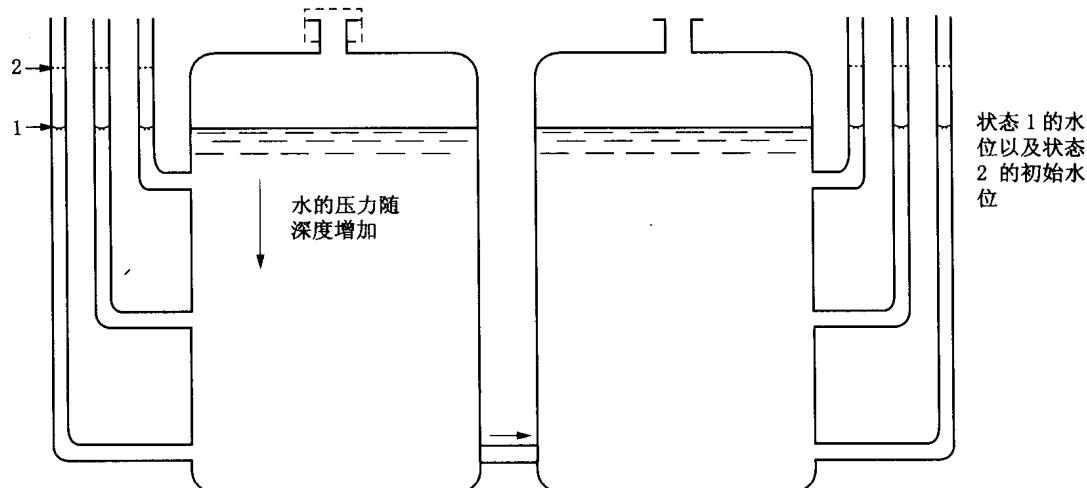


图 18 流动势与压差的关系

我们观察到每个水位计管中的水面高度是相同的，除了每个管中由于毛细管力的作用水面稍有上升外，与水箱中的水面高度相同。水位计测压管中的水面高度是水箱内流动势能的度量，即使压力随深度增加，该流动势能在每个深度都是相同的。假如，只有压力是流动的驱动力，那么水箱底部较高压力的水就会朝较低压力的地方，向上流动。实际上并未观察到这个现象。假设每个水箱中各处水的密度为常数，那么各处的流动势能 ϕ 为 [见式 (31)]：

$$\phi = p - \rho g z / C_4 \quad \dots \dots \dots \quad (31)$$

式中：

p ——不同深度 z 处的水压；

ρ ——水的密度；
 g ——重力加速度；
 C_4 ——常数（见表 15）。

表 15 Forchheimer 或 Darcy 方程中的常数及其单位

变量或常数	常量单位或数值			
	SI	SPE 优先选用	惯用单位	常用单位
A , 流动横截面	m^2	m^2	cm^2	cm^2
b , Klinkenberg 滑脱因子	Pa	Pa	atm	psi
D , 岩样直径	m	m	cm	cm
g , 重力加速度	m/s^2	m/s^2	cm/s^2	cm/s^2
k , 渗透率	m^2		darcy	millidarcy
L , 岩样长度	m	m	cm	cm
M , 气体相对分子质量	kg/kg-mole	kg/kg-mole	g/g-mole	g/g-mole
P , 绝对压力	Pa	Pa	atm	psia
p , 表压	Pa	Pa	atm	psig
Δp , 压力差	Pa	Pa	atm	psi
q , 体积流速				
r , 岩样或密封垫圈半径	m	m	cm	cm
S , 压缩量				
s , 流动距离	m	m	cm	cm
T , 绝对温度	K	K	K	K
V_p , 孔隙体积				
v , 油藏总体积				
v_s , 体积流量	m/s	m/s	cm/s	cm/s
β , 惯性阻力	m^{-1}	m^{-1}	cm^{-1}	ft^{-1}
ρ , 气体或液体密度	kg/m^3	kg/m^3	g/cm^3	g/cm^3
μ , 气体或液体粘度	Pa·s	Pa·s	cP	cP
R , 气体定律常数	8314	8314	82.05	1205.8
C_1 , 达西或 Forch 方程常数	1.0	1.0	1.0	6.8046×10^{-2}
C_2 , 达西或 Forch 方程常数	1.0	10^{12}	1.0	1000
C_3 , Forch 方程常数	1.0	1.0	9.8692×10^{-7}	3.2379×10^{-8}
C_4 , 含 g 的方程中的常数	1.0	1.0	1.0133×10^6	68.950

水箱中任意深度的压力为：

$$p = p_1 + \rho g z / C_4 \quad \dots \dots \dots \quad (32)$$

式中：

p_1 是空气—水界面的压力，为 1 大气压。

因此联立式（31）和式（32），得到 $\phi = p_1$ ，流动势能在任何深度都相同，在两个水箱中也是相同的；因此，在水箱内和两个水箱之间并不能产生流动。

条件 1：

- a) 两个水箱的水装到相同的深度，且均敞开到大气压下；
- b) 两个水箱中的压力随深度增加而增加；
- c) 流动势能（由水位计管中的水位表示）在所有深度都相同，并且在两个水箱中也相同；
- d) 因此，水箱内或水箱之间不发生流动。

条件 2：

- a) 增加左边水箱中水面以上的空气压力，然后盖上排气孔；
- b) 左边水箱中的流动势能增加，以水位计管中的水位表示；
- c) 水由左边水箱向右边水箱流动，直到两个水箱水位计管中的水位相同为止。

现在，假定把空气通过通风口泵入左边的水箱，这样水以上的空气压力就大于大气压力，然后盖上通风口。我们就会观察到，连在左边水箱上的所有水位计的水面上升高度相同。除了增加管中水面高度所需的水量之外，水箱内的水面高度并未改变。开始时，右边水箱的状态不变，与右边水箱相比左边水箱水位计管中的水面高度较高（图 18 中的虚线），由此我们得出结论，即使两个水箱内水面高度相同，而左边水箱的流动势较高。当然，水开始由左水箱向右水箱流动，直到两个水箱的水位计高度相同。当流动停止时，左边水箱的水面将低于右边水箱的水面。

在实验室测定单相气体渗透率时，“气头”差一般小于压力测定的精度，可以忽略不计。因此，压力差或压力梯度与任一方向上（水平或垂直）的流动势能差或流动势能梯度非常接近。6.2.2 详细讨论单相液流的测定条件，只在特定限制的条件下，可以用势能差或势能梯度代替压力差或压力梯度。

6.1.2.3.2 绝对渗透率

水文学上所用的绝对渗透率 k ，虽然它的定义是根据水头和运动粘度 ν ，而不是在 6.1.2.1 中达西方程中定义的动力粘度 μ ，但与 6.1.2.2 中的渗透率定义本质相同。运动粘度等于动力粘度除以流体的密度。单位时间内，单位运动粘度的液体，在单位势能梯度下，通过与流动方向垂直的单位截面积流动，则孔隙介质就有单位长度平方的绝对渗透率。如果用 SI 单位，绝对渗透率的单位是 m^2 。

6.1.2.3.3 水力传导率

水力传导率 K ，不完全是孔隙介质的性质。它还取决于流动液体的运动粘度，而且只适用于地下水层。其单位即为速度单位，通常以“ m/d ”表示。若单位时间单位体积的地下水以其常规的粘度，通过单位长度的单位水力梯度下，通过垂直于流动方向的单位截面积流过，则介质就有 1 单位长度/单位时间的水力传导率。水力传导率相当于渗透率（或绝对渗透率），由式（33）表示：

$$K = \frac{k \rho g}{\mu} \quad \dots \dots \dots \quad (33)$$

式中 k 为渗透率，其他符号定义同上。式（33）可采用任何一致的一组单位。用 SI 单位制时， K 的单位为 m/s 。

6.1.2.3.4 传递系数

地下水层的传递系数 T ，包括水层的厚度 b ，及水层内水的运动粘度。传递系数为单位水力梯度下水的运动粘度通过单位宽度的水层传递速度。其单位是每单位时间的平方长度，一般为“ m^2/day ”。传递系数等于 $K \cdot b$ 。可由渗透率计算〔见式（34）〕：

$$T = \frac{k \rho g b}{\mu} \quad \dots \dots \dots \quad (34)$$

关于绝对渗透率、水力传导率、传递系数的定义来自 Lohman^[42]。几组单位的换算系数可在 *Ground Water* (1993)^[43] 中查到。

6.1.3 术语

6.1.3.1 特定渗透率

渗透率标准单位的定义要求孔隙介质只含一种均质的单相流体。这样严格控制介质性质的渗透率应该称为特殊渗透率；但通常简称为渗透率，并以符号 k 表示。依此定义，渗透率完全是与测定液体无关的只代表孔隙介质性质的常数。当一定的矿物与流体接触发生相互作用，或在液体中沉淀矿物质生成时，事实上这一现象已经产生了新的介质，新介质的渗透率与未发生变化的介质的渗透率可能有差别。当这种现象发生时，应该用对介质和流体都恰当的标准清楚地表示，例如，“硅化木 (Wood-bine) 的盐水（也可以用新鲜水、原油、庚烷等）渗透率”。

以上定义，由于没有校准气体滑脱效应，得出的是未校准的渗透率。称为气体渗透率 k_g （或 k_{air} , k_{N_2} , k_{H_2} 等）与测定时使用的气体有关，并且也与平均孔隙压力有关。定义介质的渗透率时，必须指定这两个参数。当不受高流速的 (Forchheimer) 影响时，Klinkenberg 滑脱校准的气体渗透率为常数，并且与测定时使用的流体无关。

因为进行测定时的压力条件对渗透率可能有明显影响，所以也必须指出。例如，平均孔隙压力为 0.223 MPa (32.3 psia) 和径向围压为 2.75 MPa (400 psi) 的渗透率是 k_{air} ；或静水力压力为 34.47 MPa (5000 psi) 的渗透率是 k_∞ 。第一个定义意味着：气体渗透率是用空气在平均孔隙压力 0.223 MPa (32.3 psia)，和施加在岩样夹持器胶皮筒上的围压为 2.75 MPa (400 psi) 时测得的。因此，净轴向压力未知，净径向围压为 $2.75 + 0.101 - 0.223$ 或约为 2.682 MPa ($400 + 14.7 - 32.3$ 或大约 382 psi)。第二个例子中，推荐的 Klinkenberg (滑脱校正) 渗透率与所用的气体无关，也与平均孔隙压力无关 (除非孔隙压力影响净压力)。测定时，施加了 34.5 MPa (5000 psi) 的径向和轴向相等的静压力。

6.1.3.2 有效渗透率和相对渗透率

本标准只涉及单相渗透率测定。因此，对有效渗透率和相对渗透率只作出定义。孔隙介质的有效渗透率是对孔隙介质存在多相流体时对某一单相流体传导率的度量，这里的饱和度是指某一单相流体饱和度 (每相流体充满总孔隙体积的分数)。相对渗透率是特定流体相的有效渗透率与某一参考渗透率的比值 (这里的流体饱和度是指各相的饱和度和)。该参考渗透率可以是岩样的特定渗透率 (Klinkenberg 渗透率)，或在指定饱和度下的单相流体的有效渗透率等。参考渗透率通常必须加以说明。

History of Petroleum Engineering (API, 1961)^[39]，五卷中的第三本书是渗透率实验室测定早期工作的丰富参考资源，包括 Fancher, Lewis, Barnes^[40] 和 Wyckoff, Botset, Muskat 和 Reed^[41] 等人首创的成果。

6.2 理论

单相渗透率测定可分为四个主要类型：包括用气体或液体在稳态或非稳态 (瞬态) 条件下测定，本节提出了气体和液体的稳态流动方程。几个实际变量 (每个变量都有特殊的优点和应用局限) 将在 6.3 中描述，6.4 中阐述瞬态压力下气体和液体渗透率的测定原理和方法，这些测定方法都是直接测定。

孔隙介质的渗透率也可以通过间接测定，用经验关系推导得出：例如孔隙度与颗粒尺寸 (Kozeny^[5] 和 Carman^[6])；孔隙度和束缚水饱和度 (Wyllie 和 Rose^[7])；压汞法测定的毛管压力测定孔隙喉道和孔隙尺寸分布 (Swanson^[8]，Katz 和 Thompson 等人^[9])；有效电导率 (Archie^[10]，Ondracek^[11])；声波传导率 (Biot^[12])；电动势 (Moran^[13])；由于这些方法与直接测量法相比，精度低，且耗费时间长，本标准不考虑这些方法。

所有的测定都是在假设需要大量的技术工作和努力使其环境达到的等温条件下进行的。而且，即

使温度可能影响渗透率测试，但大多数常规渗透率测量都是在室温或接近室温条件下进行的。

表 16 和表 17 分别是用稳态和非稳态方法的气体和液体渗透率测定的快速选择和参考指南，表中列出了每种方法的主要优点和缺点，渗透率范围和实际用途。

表 16 气体渗透率测定的快速选择和参考指南^{*}

参考章节	测定类型	渗透率范围 mD	仪器或用途	主要优点	主要缺点
6.3.1.1 6.3.1.1.1	轴向流，岩心柱塞稳态法	0.1~10000	带有压力计，真空流量计的低压仪器	投资低，操作系统简单；便于比较的大数据	劳动强度大，操作费用高；低压；无滑脱校准；需检验惯阻力
6.3.1.1 6.3.1.1.2	轴向流，岩心柱塞稳态法	0.1~10000	仪器带有电子传感器，高压岩心夹持器	自动化强；模拟地层压力；准确度和精度高	为了校准气体滑脱，需多次测定；必须检验确保惯性阻力忽略不计
6.4.1.1 B.6.8.2	轴向流，岩心柱塞压力降落法	0.001~30000	测试范围广；用系数 b 和 β 进行高压测试校准	完全自动化；不需要流量计；能获得油层条件下的渗透率(k_w)和 k_g	由于带有高精度的压力传感器和自动数据采集系统，因而投资高
6.4.1.3 D.6.8.4	轴向流，岩心柱塞脉冲衰减法	0.00001~0.1	用于渗透率极低的高压仪器	是测定超低渗透率的唯一方法；完全适合自动化；用同一台仪器可测孔隙度	需要高压，带有精密传感器，严格防泄漏的和数据采集系统，投资高
6.3.1.2	全直径岩心点式渗透率法	1~10000	零压力，高密度，用于非均质岩心的定位测量	不需制备柱塞（建议用切片岩心）；相对快速；可自动测量或制成便携式设备	零压力，无滑脱校准的渗透率在测定范围的下限较高；测定范围的上限有惯性阻力较高的倾向
6.4.1.2 C.6.8.3	全直径岩心的点式渗透率，压力降落法	0.001~30000	零压力，高密度，用于非均质岩心的定位测量	不需制备柱塞（建议用切片岩心）；相当快速；可自动测定； b ， β 系数校准	零压力，渗透率在测定范围的下限较高；自动化系统的投资高
6.3.1.3	全直径岩心的横向渗透率	0.02~500	全直径岩心（或柱塞）的方向渗透率， k_{max} 和 k_{90} *	能测定各个方向的水平渗透率；用整个岩样获得平均值	清洗和制备岩样花费大；不能多参数测量，只得到 k_g
6.3.1.4	全直径岩心的径向渗透率	0.01~250	全直径岩心各方向的平均渗透率	大岩样上测定平均“水平”渗透率	岩样制备困难；无径向压力；渗透率取决于中心“井筒”的条件

表 16 (续)

参考章节	测定类型	渗透率范围 mD	仪器或用途	主要优点	主要缺点
* 用气体代替液体的主要优点是：					
a) 容易应用——不需要专门的饱和技术。					
b) 与岩石无反应；对设备无腐蚀。					
c) 重复测试无需清洗。					
d) 岩心中的微粒迁移倾向比液体小。					
e) 不含供微生物生长的环境，因此不需要专门过滤。					
* 用气体代替液体的主要缺点是：					
a) 需要气体滑脱校准——特别是对于低渗样。					
b) 测定高渗透率岩样时，有明显的高速惯性阻力的倾向。					
c) 与液体相比，必须用严格防漏的夹持器。					
d) 某些情况下，渗透率对油层的代表性较差。					

表 17 用液体测定渗透率的速查表和参考指南

参考章节	测定类型	渗透率范围	仪器或用途	主要优点	主要缺点
6.3.2.2	用液头的柱塞轴向流	1000~40000	液体通过高渗透率圆柱形岩样的重力流	简单，低成本（且测定流速时不需要电子天平）	低回压—难于保证岩心柱塞中无残余气体
6.3.2.1	轴向流，岩心柱塞稳态法	0.1~20000	带有电子传感器，高压岩心夹持器的仪器	能自动测量；能模拟油层压力；渗透率对油层最具代表性	需要高压，严格防漏，带有精密传感器和数据采集系统—投资高
6.3.2.1 6.3.1.3.1	全直径岩心的横向流	0.005~500	全直径岩心的方向渗透率， k_{max} 和 k_{90} 。	能测定各个方向的“水平”渗透率；不需要流量计：速度由 Δp 和 t 计算	与以上的轴向流相同；岩心的清洗，制备和处理花费非常大
6.3.1.4 6.3.1.4.2	全直径岩心的径向稳态流	0.002~250	全直径岩样各个径向方向的平均渗透率	在全直径岩样上测定平均“水平”渗透率	与上相同；难于制备样品；无径向压力；渗透率取决于中心“井筒”条件

6.2.1 气体稳态渗透率方程

首先引出稳态气体渗透率测定的一般方程。方程包括防止气体滑脱和惯性阻力的措施，与通常实际采用的稳态测量相比显得有些复杂，且需要更多的测量。然而，其作用是使气体测量的理论统一，并提出应用达西方程的原则和指导方针，这是以下实际应用稳态方法的基础。

与液体不同的是，气体具有高压缩性。而且，正常的实验室条件下，气体密度非常低，所以测量时重力影响可以忽略不计。在室温条件下，空气、氮气或氦气的粘度（分别见表 18，表 19 和表 20）低于室温下水的粘度的 1/50。因此，在给定的压力梯度下，气体的体积流量是相当高的，按达西定律的要求，偏离了 Stokes 流条件。最后，气体滑脱现象或 Klinkenberg 效应需要专门处理。由于这些差别，建立与气体测量渗透率有关的方程的出发点是 Forchheimer 方程的差分形式，将 Klinkenberg 关系代入到 Forchheimer 方程得式 (35)：

$$-\frac{dP}{ds} = \frac{C_2 \mu q_s}{C_1 A k_g} + \frac{C_3 \beta \rho_s^2}{C_1 A^2} \quad \dots \dots \dots \quad (35)$$

式中：

s ——沿流动方向的距离；

q_s ——单位时间气体通过 A 面积的体积流速；

A ——与气体流动方向垂直的面积；

$\frac{dP}{ds}$ ——沿 s 的压力梯度；

μ ——气体动力粘度；

k_g ——介质对特定气体的表观渗透率；

β ——惯性阻力系数；

ρ_s ——气体密度。

常数 C_1 , C_2 , 和 C_3 是适应以下气体流动方程所用的各组量纲，见表 15 中 SI 制、SPE 选用、传统的和常用量纲。注意以上方程出现的非标准符号大写字母 P 表示压力为绝对压力。小写字母 p 用于表示以下方程中的表压或差压。由于两个压力间的混淆，以及测量表压未按要求转为绝对压力时常常产生误差，因而，本标准采用以下规定，见式 (36)：

$$P = p + P_a \quad \dots \dots \dots \quad (36)$$

其中 P_a 是实际环境气压计压力转换为合适的单位（非当地空气压力，而是已转换为海平面压力）。

气体的密度见式 (37)：

$$\rho = \frac{MP}{zRT} \quad \dots \dots \dots \quad (37)$$

其中 z 为气体偏差因子，理想状态下其值等于 1。附录 NB1, NB2, NB3 分别列出了空气、氮气和氦气作为温度和压力函数的 z 值。 z 值由 Beattie-Bridgeman 状态方程^[14]计算。表 15 列出了各组单位通用气体定律常数 R 的值， M 为气体的分子量。式 (37) 中的温度是绝对温度，以 Kelvin 度表示见式 (38)：

$$T = ^\circ\text{C} + 273.15 = (\text{ }^\circ\text{F} - 32) / 1.8 + 273.15 \quad \dots \dots \dots \quad (38)$$

表 18 1 大气压下的空气粘度 (°F 和 °C)^{*}

$\mu \text{dyn} \cdot \text{s/cm}^2$

	温度, °F						温度, °C					
	50°F	60°F	70°F	80°F	90°F	100°F	0°C	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C
0	176.8	179.6	182.3	185.0	187.7	190.4	171.8	176.8	181.8	186.6	191.4	196.2
1	177.1	179.9	182.6	185.3	188.0	190.6	172.3	177.3	182.3	187.1	191.9	196.6
2	177.4	180.1	182.9	185.6	188.2	190.9	172.8	177.8	182.8	187.6	192.4	197.1
3	177.7	180.4	183.1	185.8	188.5	191.2	173.3	178.3	183.2	188.1	192.9	197.6
4	177.9	180.7	183.4	186.1	188.8	191.4	173.8	179.8	183.7	188.6	193.3	198.0
5	178.2	181.0	183.7	186.4	189.0	191.7	174.3	179.3	184.2	189.0	193.8	198.5

表 18 (续)

温度, °F							温度, °C					
	50°F	60°F	70°F	80°F	90°F	100°F	0°C	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C
6	178.5	181.2	184.0	186.6	189.3	192.0	174.8	179.8	184.7	189.5	194.3	198.9
7	178.8	181.5	184.2	186.9	189.6	192.2	175.3	180.3	185.2	190.0	194.7	199.4
8	179.0	181.8	184.5	187.2	189.8	192.5	175.8	180.8	185.7	190.5	195.2	199.9
9	179.3	182.1	184.8	187.4	190.1	192.8	176.3	181.3	186.2	191.0	195.7	200.3

* 空气粘度由以下公式计算:

$$\mu_{\text{air}} = \frac{14.969 T^{1.5}}{T + 120}$$

式中:

T——绝对温度, K (摄氏度 + 273);

μ_{air} ——大气压下的空气粘度, $\mu\text{dyn} \cdot \text{s}/\text{cm}^2$, 乘以 10^{-4} 转换为 cP, 或乘以 10^{-7} 转换为 $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

常数——Montgomery^[35] 和 Birge^[36] 的研究结果。

表 19 1 大气压下的氮气粘度 (°F和°C)*

$\mu\text{dyn} \cdot \text{s}/\text{cm}^2$

温度, °F							温度, °C					
	50°F	60°F	70°F	80°F	90°F	100°F	0°C	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C
0	171.3	173.8	176.4	178.9	181.4	183.8	166.6	171.3	175.9	180.4	184.8	189.2
1	171.5	174.1	176.6	179.1	181.6	184.1	167.1	171.7	176.3	180.8	185.2	189.6
2	171.8	174.3	176.9	179.4	181.9	184.3	167.5	172.2	176.8	181.3	185.7	190.0
3	172.0	174.6	177.1	179.6	182.1	184.6	168.0	172.7	177.2	181.7	186.1	190.5
4	172.3	174.8	177.4	179.9	182.3	184.8	168.5	173.1	177.7	182.2	186.6	190.9
5	172.5	175.1	177.6	180.1	182.6	185.1	168.9	173.6	178.1	182.6	187.0	191.3
6	172.8	175.3	177.9	180.4	182.8	185.3	169.4	174.0	178.6	183.0	187.4	191.8
7	173.1	175.6	178.1	180.6	183.1	185.5	169.9	174.5	179.0	183.5	187.9	192.2
8	173.3	175.9	178.4	180.9	183.3	185.8	170.3	174.9	179.5	183.9	188.3	192.6
9	173.6	176.1	178.6	181.1	183.6	186.0	170.8	175.4	179.9	184.4	188.7	193.0

* 氮气粘度由以下公式计算:

$$\mu_{\text{N}_2} = \frac{13.85 T^{1.5}}{T + 120}$$

式中:

T——绝对温度, K (摄氏度 + 273);

μ_{N_2} ——大气压下的氮气粘度, $\mu\text{dyn} \cdot \text{s}/\text{cm}^2$, 乘以 10^{-4} 转换为 cP, 或乘以 10^{-7} 转换为 $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

常数——Montgomery^[35] 和 Birge^[36] 的研究结果。

当温度接近 25°C, 压力接近 253atm 时, 氮气粘度可由下式计算:

$$\mu_{\text{N}_2} [T, P] = \mu_{\text{N}_2} [T, 1] - 0.12474 + 0.123688P + 1.05452E - 0.3P^2 - 1.5052E - 0.6P^3$$

式中:

$\mu_{\text{N}_2} [T, 1]$ ——1 个大气压下的氮气粘度 (由上表可查), 单位为 $\mu\text{dyn} \cdot \text{s}/\text{cm}^2$;

P——大气压力。该压力依据 Gracki 等人^[34] 数据的拟合, 其最大偏差在 0.1% 内。0°C 和 50°C 时的拟合压力值与 25°C 时的几乎相等。

表 20 1 大气压下的氮气粘度 (°F 和 °C)*

 $\mu\text{dyn} \cdot \text{s}/\text{cm}^2$

	温度, °F						温度, °C					
	50°F	60°F	70°F	80°F	90°F	100°F	0°C	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C
0	191.7	194.2	196.8	199.32	201.8	204.4	187.0	191.7	196.3	200.8	205.4	209.8
1	191.9	194.5	197.0	199.6	202.1	204.6	187.5	192.1	196.7	201.3	205.8	210.3
2	192.2	194.7	197.3	199.8	202.3	204.9	187.9	192.6	197.2	201.7	206.3	210.7
3	192.4	195.0	197.5	200.1	202.6	205.1	188.4	193.1	197.6	202.2	206.7	211.2
4	192.7	195.3	197.8	200.3	202.9	205.4	188.9	193.5	198.1	202.7	207.1	211.6
5	193.0	195.5	198.1	200.6	203.1	205.6	189.3	194.0	198.6	203.1	207.6	212.0
6	193.2	195.8	198.3	200.8	203.4	205.9	189.8	194.4	199.0	203.6	208.0	212.5
7	193.5	196.0	198.6	201.1	203.6	206.1	190.3	194.5	199.5	204.0	208.5	212.9
8	193.7	196.3	198.8	201.3	203.9	206.4	190.7	195.4	199.9	204.5	208.9	213.4
9	194.0	196.5	199.1	201.6	204.1	206.6	191.2	195.8	200.4	204.9	209.4	213.8

* 氮气粘度由以下公式计算:

$$\mu_{\text{He}} = 187.0 \left(\frac{T}{273.1} \right)^{0.685}$$

式中:

 T ——绝对温度, K (摄氏度 + 273); μ_{He} ——大气压下的氮气粘度, 单位为 $\mu\text{dyn} \cdot \text{s}/\text{cm}^2$, 乘以 10^{-4} 转换为 cP, 或乘以 10^{-7} 转换为 $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。常数——Montgomery^[35] 和 Birge^[36] 的研究结果。根据 Gracki 等人^[34] 的数据, 氮气的粘度在温度 25°C 时随压力的变化很小。在 37 个大气压时比 1 大气压低 0.43%, 在 158 个大气压时比 1 大气压时高 0.17%。

6.2.1.1 气体滑脱系数的处理

Klinkenberg 点函数关系 (即与样品的各个点有关, 而非平均值) 见式 (39):

$$k_g = k_\infty \left(1 + \frac{b}{P} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (39)$$

注意: k_g 取决于压力。因此在积分 Forchheimer (或 Darcy) 方程时, k_g 不能作为常数处理。式 (39) 中, b 必须与所用的压力单位相同。

遗憾的是滑脱系数 b 只代表岩石和气体的部分性质, 这就会引起混淆和其他问题。例如, 用空气测量的 b 值, 在性质具有明显差别的不同气体计算时将会错误引用。由气体滑脱系数区别气体性质是相当简单的过程, 因此, 只保留了与岩石有关的性质。根据 Klinkenberg^[3], b 与气体分子的平均自由程 $\bar{\lambda}$ 有关, 关系式见式 (40):

$$\bar{\lambda} = \frac{br}{4cp} \quad \dots \dots \dots \quad (40)$$

但是由动力学气体理论^[15], 平均自由程由式 (41) 给出:

$$\bar{\lambda} = \frac{1.881\mu}{P} \sqrt{RT/M} \quad \dots \dots \dots \quad (41)$$

式 (40) 和式 (41) 中, 可以用任何一致的单位。由这两个式子整理可得式 (42):

$$b = [14432.8\mu \sqrt{T/M}] \left(\frac{c}{r} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (42)$$

式中:

P ——气体绝对压力；
 R ——通用气体定律常数；
 b ——Klinkenberg 气体滑脱系数，MPa（若 b 的单位为 atm，常数 14432.8 则变成 6.77；若 b 的单位为 psi，常数 14432.8 则变为 99.5）；
 μ ——气体粘度，cP；
 T ——测定气体 b 时的绝对温度，K；
 M ——气体相对分子质量；
 c ——无因次“接受系数”，根据 Klinkenberg^[3]，该值稍小于 1；
 r ——随机分布的毛管半径（空间的），在 Klinkenberg 模型中近似于孔隙介质半径， μm 。
式（42）中，方括号中的系数仅取决于气体性质，圆括号中的系数与岩石有关。若我们把岩石相关系数 r/c 定义为岩石的“有效气体滑脱半径” r_b ，则由式（42）可得式（43）：

$$r_b = \frac{99.5\mu}{b} \sqrt{T/M} \quad \dots \dots \dots (43)$$

那么，该 r_b 即为报告中推荐的气体滑脱因子，该参数与所用的气体及温度无关。在报告中除了 Klinkenberg 气体滑脱系数 b 值外还应有 r_b ，或用 r_b 取代 b 值。

Klinkenberg 的随机分布毛细管模型，建立 r_b 与渗透率及孔隙度的关系见式（44）：

$$r_b = C_b \sqrt{\frac{k_\infty}{\phi}} \quad \dots \dots \dots (44)$$

式中：

k_∞ ——Klinkenberg 渗透率， μm^2 ；

ϕ ——孔隙度（分数）。

在 Klinkenberg 模型中， C_b 等于 $\sqrt{24}/c$ （约为 5）。如果我们分解这个“简单”模型， C_b 可以根据经验取得。图 19 双对数坐标中以 r_b 与 $\sqrt{24}/c$ 作图，拟合直线的斜率一致。由该关系计算的 C_b 约为 11。用氦气在几个岩心柱塞测得的数据显示出明显的分散。除了常数值以外，它们定性地反应 Klinkenberg 的模型。气体滑脱系数 b 或 r_b 预先处理为孔隙结构的函数，这可能是造成数据点分散的原因。

6.2.1.2 气体的稳态流—Forchheimer 方程

当上流和下流压力以及流速随时间不发生变化时即达到了稳态。稳态时，通过岩样的质量流速为常数，并且不会随时间改变。因此，

$$\rho q_s = \rho_r q_r \quad \dots \dots \dots (45)$$

下标 r 指的是测定质量流速的温度和压力的参考条件。因此，稳态时，等温条件下测试温度与流动气体的温度应该相同：

$$Pq_s/z = P_r q_r/z_r \quad \dots \dots \dots (46)$$

把式（37）、式（39）和式（46）代入式（35）得出流动气体的等温稳态流的 Forchheimer 差分形式，气体滑脱校准系数满足如下方程，见式（47）：

$$C_1 \frac{-dP}{ds} = \frac{C_2 \mu P_r q_r z}{A k_\infty z_t (P + b)} + \frac{C_3 \beta M P_r^2 q_r^2 z}{A^2 R T z_t^2 P} \quad \dots \dots \dots (47)$$

该方程的积分形式可用于求出 k_∞ ， b ，和 β 。这就要求最少测量三次，最好不少于 6 次测量，以便使上流压力（或下流压力）的变化范围足够大，从而使平均孔隙压力和流动速度产生明显的变化。对于常规测量，在稳态条件下测量是不现实的。然而，对于多数情况，可以进行一次压降测试（见

6.4.1.1 和 6.4.1.2) 以获得满足计算这些参数的数据资料。

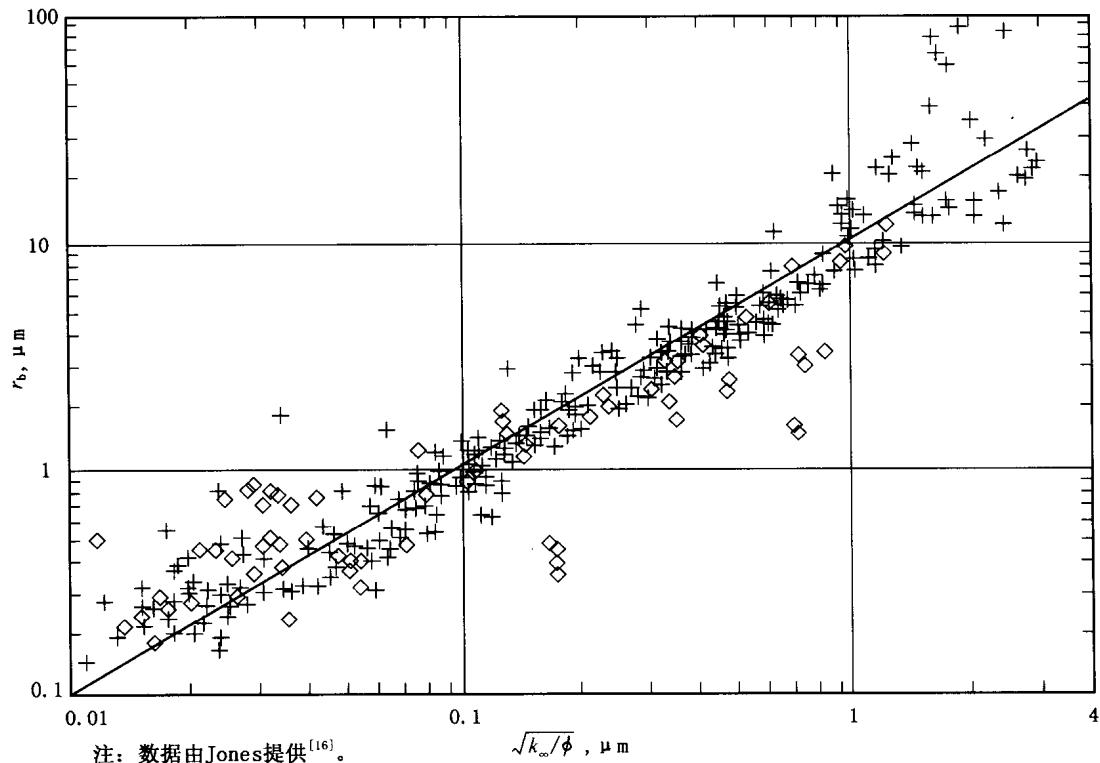


图 19 与岩石有关的气体滑脱半径 r_b 与渗透率和孔隙度的关系

6.2.1.3 滑脱效应校准的达西方程

式(47)的最后一项小到可以忽略不计时,便可简化为达西定律的差分形式,并对其进行气体滑脱效应校准后可作为实际常规测量的基础。因低压力梯度产生低流速,即方程中最后项的平方值,因此数值极小,该项的数量级还取决于 β 的值和气体的密度。密度是温度、压力和所用气体的分子量的函数。

图 20 表示作为砂岩(空心圆圈),碳酸盐岩(方块)(数据来自 Jones^[16])和疏松砂岩(实心圆圈,数据来自 Geertsma^[17])的渗透率函数的典型 β 值。我们认为数据的分散与岩石的非均质性有关^[16]。带有裂缝或具有与流体流动方向平行的高渗透率薄层存在的岩石比均质性比较好的岩石的 β 值高,因为在这些高渗透率“条带”上具有局部高流速。图 20 包括涵盖了大多数数据点的两条虚线和“拟合”最好的中心曲线。

根据图 20 的数据作图 21,图 21 给出了最大允许压力梯度 $\Delta p/L$,该值应符合用滑脱校准的达西方程计算渗透率时不会由于惯性阻力引起明显的误差。曲线表示的是空气在 22.2°C (72°F) 下流压力为 0.10134 MPa, 0.34 MPa, 0.689 MPa 和 1.38 MPa (14.7 psia, 50 psia, 100 psia 和 200 psia) 时测定值。由于 β 值分散,所以曲线是近似的。可作如下解释:如果个别样品的 β 值正好落在图 20 的上虚线上,采用图 21 所示的最大 $\Delta p/L$ 值,用于测量渗透率,若式(47)的最后项忽略不计,那么,计算的渗透率则偏小 5%。如果实际 β 值为图 20 上虚线表示的值的 2 倍,且应用相同的 $\Delta p/L$ 值测试,那末计算的渗透率则太低,大约偏低 10%。换句话说,如果实际 β 值比上虚线表示的值小 10 倍(接近高密度点),渗透率误差仅有 0.5%。对于多数样品,当采用滑脱校准的达西方程计算渗透率时,用图 21 表示的最大 $\Delta p/L$ 值,产生的误差(由于惯性阻力)将小于 2%。

正如所预料的,由图 21 中的下流压力为 0.10134 (14.7 psia) 的最高渗透率开始,最大可允许的压降随渗透率降低而增加。但渗透率低于 0.3 mD 时, $\Delta p_{max}/L$ 随渗透率降低而降低。该出乎预料

的结果是由于气体滑脱造成的。最低渗透率处，滑脱效应最大，此时，气体流动速度大于无滑脱发生时的气体流动速度。

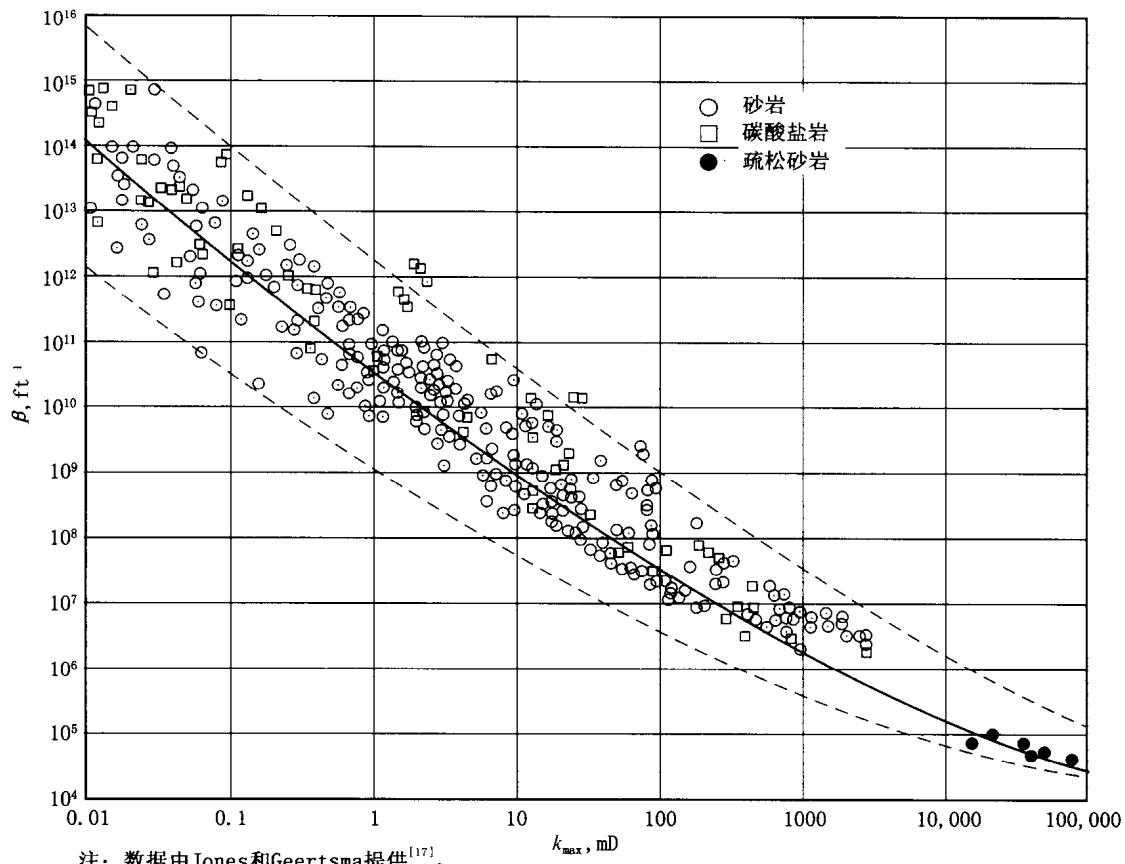


图 20 惯性阻力 β 与孔隙度的关系

除了非常低的渗透率之外，随下流压力增加，最大可允许的总压力梯度降低。增加回压则增加了气体的密度，因此增加了式 (47) 最后项的比例。通过采用逐步增加的孔隙压力进行多次测量来校准 Klinkenberg 气体滑脱，这个结果可以得到证实。由于随意引入了不可忽略的惯性阻力，在高孔隙压力下测定的视气体渗透率可能太低。

最大 $\Delta p/L$ 值是气体的特性。氮气与空气的 $\Delta p/L$ 值相似，但氦气的较高。因为氦气的粘度较高，而且其分子量小于空气。在 A. 6.8.1 中建立了计算其他气体和液体的 $\Delta p/L$ 值的方程。

当式 (47) 的末项忽略不计时，可满足 Stokes 流动条件。积分保留项经滑脱校准的达西方程可用于计算几种常用流动形态的 Klinkenberg 渗透率：

$$k_\infty = \frac{2C_2\mu P_r q_r z_m}{C_1 z_r G_f (P_1 - P_2) (P_1 + P_2 + 2b)} \quad \dots \dots \dots \quad (48)$$

式中 C_1 和 C_2 为表 15 中的转换常数，用于改变变量的单位组。 P_1 和 P_2 分别为注入和排出绝对气体压力。为了进行积分，假设式 (37) 中的 z 由其平均值 z_m 代替。气体偏差系数 z_m 和 z_r 是在平均孔隙压力 P_m [见式 (50)]， P_r (测定 q_r 的绝对参考压力) 和气体温度下计算的。 G_f 为含有长度量纲的几何因子。以下 6.3.1 中给出了几种流动状态的各个因子。Klinkenberg 气体滑脱系数 b 必须由多次测量或相关关系确定。如果是由一个关系式取得的，应加以说明。

为求得由式 (43) 计算 r_b 所用的 b 值，在最少三次 (最好不少于四次) 不同的平均孔隙压力下测定的视气体渗透率， k_g 。每个渗透率由下式计算：

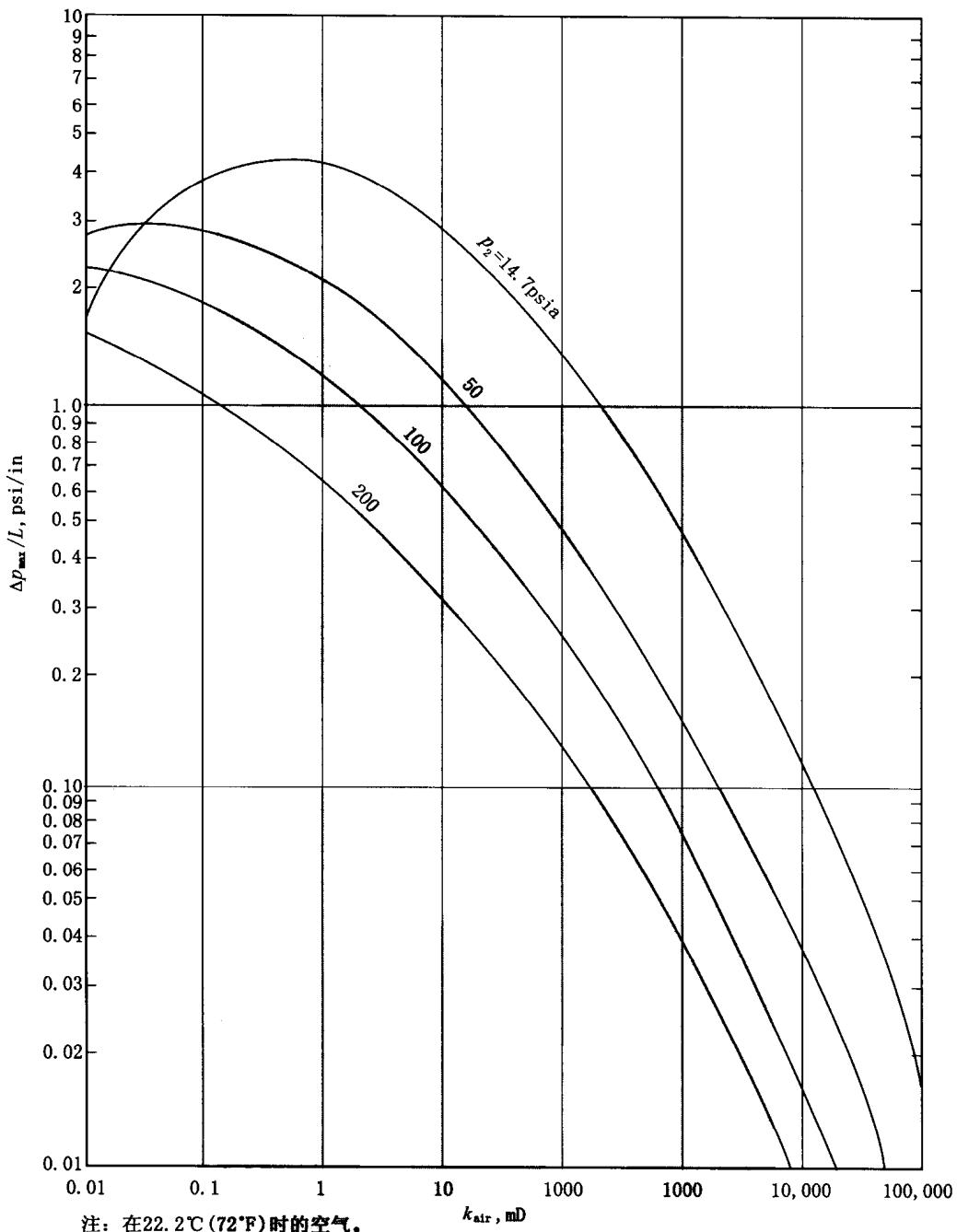


图 21 用于滑脱校准达西方程的可允许的最大总压力梯度

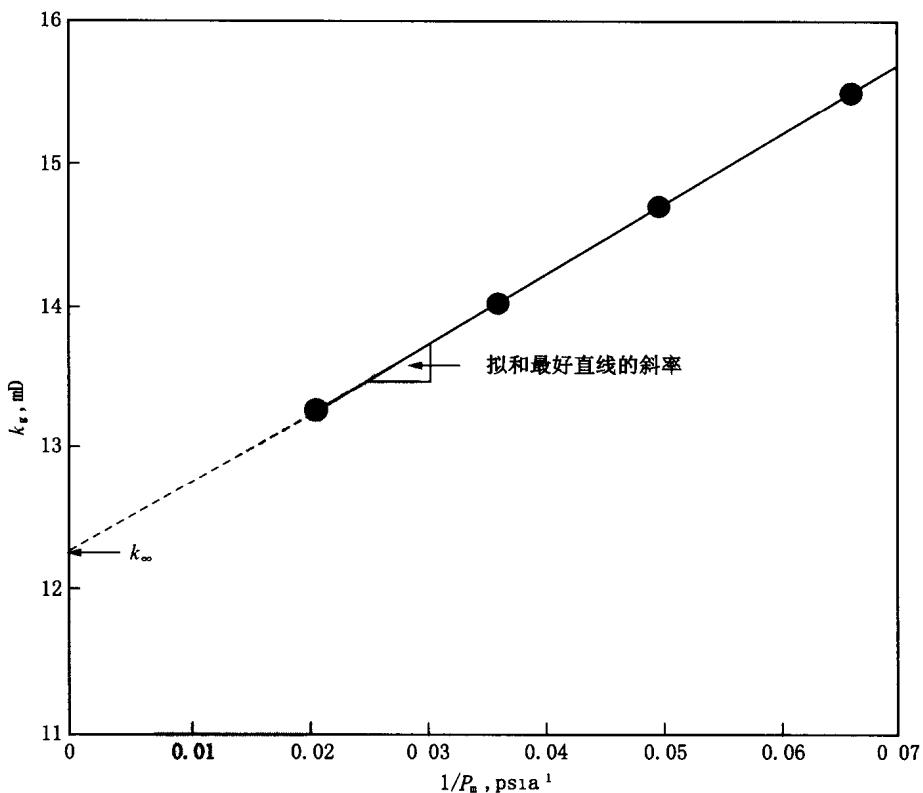
$$k_\infty = \frac{2C_2\mu P_r q_r z_m}{C_1 z_r G_f (P_1 - P_2) (P_1 + P_2)} \quad \dots \dots \dots \quad (49)$$

并以平均孔隙压力的倒数作图, 如图 22 所示。平均孔隙压力定义为:

$$P_m = \frac{1}{2} (P_1 + P_2) \quad \dots \dots \dots \quad (50)$$

依照 Klinkenberg 的关系, 该图的截距为 k_∞ , 其斜率等于 $b k_\infty$ 。

$$k_g = k_\infty \left(1 + \frac{b}{P_m} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (51)$$

图 22 用于获得 Klinkenberg 气体滑脱因子 b 的图

通过线性回归可求得斜率和截距。该方法的实质是保证每次测量的惯性阻力可以忽略不计。否则, k_g 将会很低, 特别是在较高的 P_m 值时 k_g 将会更低。偏离直线的程度可以作为一致性的自检。在常规测量中, 往往只报告式(49)计算的气体渗透率(无滑脱校准)。对于这些测定, 关键是要说明所用的气体及其平均孔隙压力。否则, 该渗透率报告缺乏完整性。

6.2.2 液测稳态渗透率方程

与气体相比, 液体的压缩性较低, 密度和粘度较高。对于涉及到的低压差稳态测量, 液体可以看作是非压缩性的流体。由于液体的密度较高, 在测定渗透率时除了考虑水平流动外, 一般不能忽视重力影响。液测渗透率时很少出现偏离达西定律的问题。在相同压力梯度下, 较高粘度的液体比气体产生的体积流量要低的多, 较高的液体密度在一定程度上补偿了与惯性阻力相关的粘度的影响。用达西定律计算测定液体渗透率所允许的最大 $\Delta p/L$ 值见 A.6.8.1。

流动液体分子间的平均自由程非常小, 以至于观察不到滑脱效应。但是, 液体(特别是水溶液)能与岩石的组分相互作用, 因而改变了岩石的渗透率。所以, 液测渗透率时必须控制液体流速, 避免在高流速时引起岩石中微粒的迁移。

考虑到重力影响的层流液测渗透率的达西表达式为:

$$v_s = \frac{q}{A} = \frac{-C_1 k}{C_2 \mu} \left(\frac{dp}{ds} - \frac{\rho g}{C_4} \frac{dz}{ds} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (52)$$

式中:

s —沿流动方向的距离;

v_s —体积流量(单位时间内流体通过单位孔隙介质的体积);

z —纵坐标(向下递增);

ρ —液体的密度;

$\frac{dp}{ds}$ ——沿 s 的压力梯度；
 μ ——液体的粘度；
 k ——介质的渗透率；
 q ——体积流速；
 A ——垂直于流线的截面积；
 C_1 , C_2 和 C_4 ——使单位一致的常数，查阅表 15。

6.2.2.1 非压缩液体稳态流特例

式(52)可简化为几种特殊流动条件下的简单形式，具体如下。

6.2.2.1.1 液体的水平流

因为流动无垂向分量，故 $dz/ds = 0$ ，对式(52)积分得：

$$k = \frac{C_2 q \mu}{C_1 G_f (P_1 - P_2)} \quad \dots \dots \dots \quad (53)$$

式中 G_f 为含长度量纲的几何因子。对于轴向、横向或径向流的 G_f ，分别由 6.3.1 中的式(57)、式(59)或式(60)给出。

6.2.2.1.2 液体的垂向流

根据流动方向可分为两种情况， dz/ds 分别等于 +1 或 -1：

a) 具 h 高度水头驱动的向下流动（图 23）：

$$k = \frac{C_2 C_4 q \mu L}{C_1 A \rho g (h + L)} \quad \dots \dots \dots \quad (54)$$

式中：

L ——岩样的长度；

h ——水头的高度。如果水头高度为零，这时的向下流动为自由流动，这种情况下的流速与岩样的长度无关。

b) 具 h 高度水头驱动的向上流动（图 24）：

$$k = \frac{C_2 C_4 q \mu L}{C_1 A \rho g h} \quad \dots \dots \dots \quad (55)$$

如果施加压力差 Δp （在两个高度相等的测孔，用微差压力传感器测量，如图 25 所示达到稳态流，并且两个传输管线完全由测试液体充满，那么：

$$k = \frac{C_2 q \mu L}{C_1 A \Delta p} \quad \dots \dots \dots \quad (56)$$

达到稳态流后（即 Δp 和流速不随时间变化），同时关闭进液阀和出液阀，使微差压力传感器达到平衡，读数为零。如果读数不为零，则应在稳态读数中扣除这个读数。

6.2.3 渗透率随净压力的增加而减小

储层岩石的渗透率随净上覆压力增加而减小。净压力一般定义为围压与平均孔隙压力之差。图 26 表示渗透率随净压增加而减小的典型曲线图。低渗样品降低百分数一般较大。如图 26 中的零压力时 6-2、8-2 和 11-2 柱塞样的渗透率分别约为 700mD、40mD 和 10mD。致密含气砂岩的渗透率（零压力时为 0.01mD，甚至更低）在较高的净压缩应力时，可比其在零压力时降低达 10%，甚至更多。

6.3 稳态渗透率测定的实际应用

本节讨论了几种用气体和液体测定稳态渗透率实用流程。同时讨论了每种方法的优点和应用局限（即速度、费用、精度、适用范围、可达到的压力水平，方向性测定以及对误差的敏感性等），并提出

了克服主要缺点的注意事项。

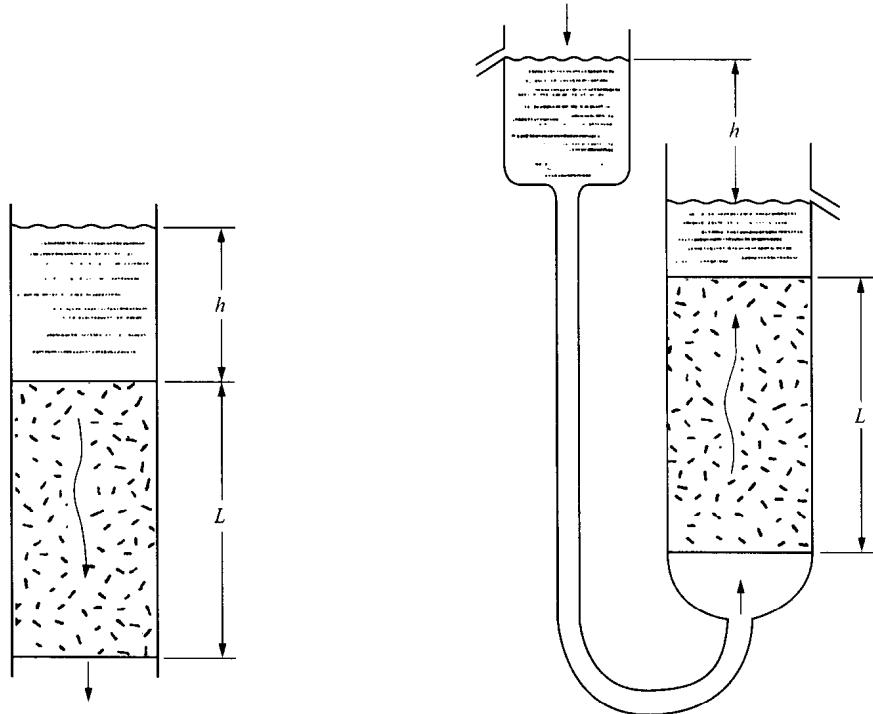


图 23 具驱动压头 h 的向下流动

图 24 具驱动压头 h 的向上流动

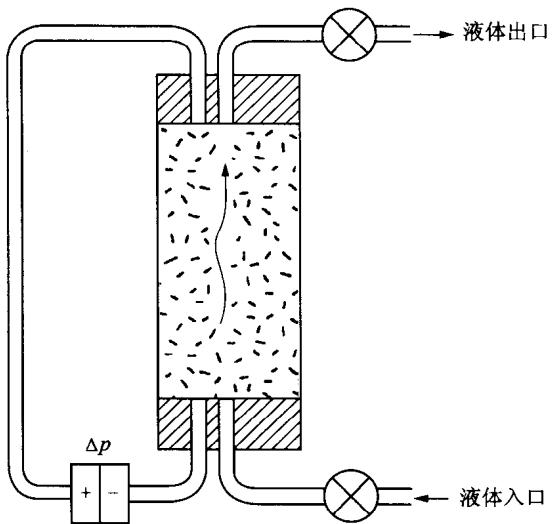


图 25 具有施加压差的液体向上流动

虽然我们最终计算的是岩样渗透率，是其对流体传导性的度量，它也是表征其流体流动特性的岩心传导率。传导率取决于流经长度、流动面积及岩样的渗透率。因此，通过合理地选择样品尺寸，可以扩展某些流动状态的可测量的渗透率范围。例如，当渗透率很高时，为了保持轴向流时的合理流速，可以制备小直径的长岩样。相反，对于低渗透率样品，则要求用大直径的短岩心。在其他条件相同的情况下，用 7.62cm 长的柱塞能准确测定特高渗样品的渗透率，其渗透率将是 2.54cm 长的柱塞测定同样岩心渗透率的 3 倍。

通常所测样品渗透率范围一般在 $0.001\text{mD}\sim 3000\text{mD}$ 之间，最大与最小测试范围之比大于 3×10^7 。为了适应这个变化，在渗透率仪中需要设置多范围压力和流速测量设备和（或）控制装置，或者制造可选择性比较强的多功能渗透率仪。为简单起见，以下列出的每种流程只给出了一组设备。

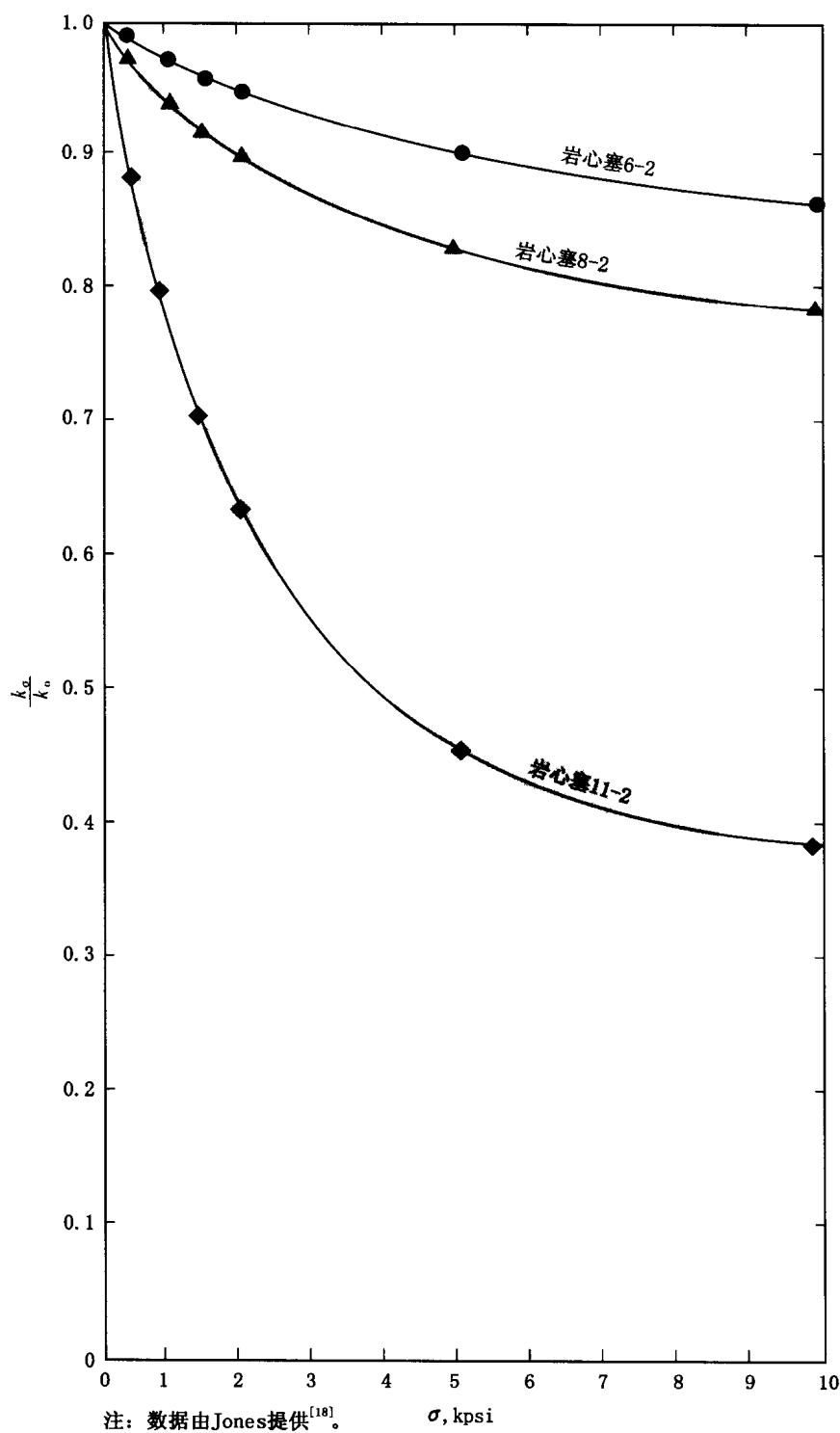


图 26 增加净水压力时的渗透率降低

6.3.1 气体

6.3.1.1 气体的轴向稳态流

图 27 表示气体轴向流动示意装置图。把一个清洁、干燥的柱塞样或长为 L ，直径为 D 的全直径岩心装在岩心夹持器中。夹持器内有一弹性套筒，用于密封及施加径向围压。通过以机械、气动或水力的方式对柱塞一端或两端施加压力，轴向压力即可传递到样品上，如果径向和轴向的压力在数量上相等，可以说样品为等压或静水加压。如果数量不等，样品则为双轴向加压。在相当低的压力几个 MPa（几百个 psig）下使用气体测量时，重力影响可以忽略不计，岩心夹持器可以水平放置，也可以垂直放置。

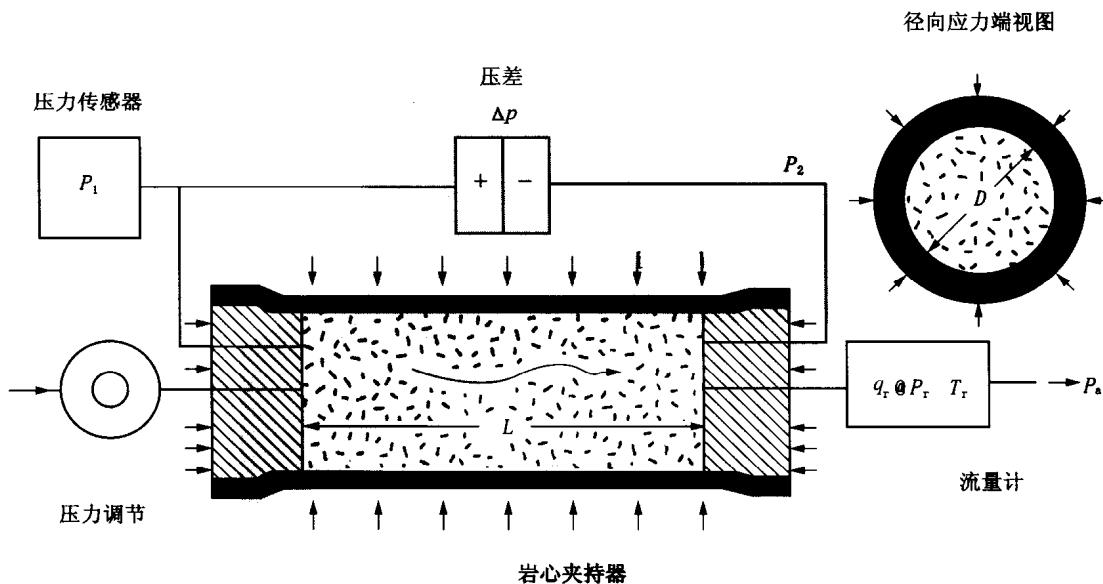


图 27 气体轴向流渗透率仪示意图

柱塞两端的堵头装有轴向小孔以使气体可以由一端流到另一端。且每个堵头都有径向分布小槽，或其他方式使入口端气体充分分布到整个注入端面，并使流出端气体汇集到一起。堵头的每端最好还有第二个小孔，以便分别测量上流压力 P_1 和下流压力 P_2 ；上流压力和压差 Δp 或下流压力和压差如图 27 所示。连接测量压力设备的管线可用三通阀接入紧挨轴向孔的流动管线，以至于在较大压力时不会引起三通阀与岩样相应端面之间产生明显的压降。每个支线与压力传感器连接技术是很关键的。否则，动态压力效应可能对压力的测量产生影响。

注意：该标准中所采用的 Δp 总是负值，等于 $P_1 - P_2$ 或 $p_1 - p_2$ 。正如前面表示的，大写字母 P 表示绝对压力，小写字母 p 为表压或压差。

流出管线可以直接与大气连通（当流量计在样品的上流时），既可连接到流速测量装置，也可连接到回压调节器，以便产生提高平均孔隙压力。后一种情况下，流量计既可以装在样品的上流，也可以装在回压调节器的下流。

可以用上流、下流压力或其他压力测定体积流速 q_r ，无论如何测定，压力均以 P_r 表示为绝对压力。假设测定液体的温度与流动气体的温度相同，换句话说，与质量流速成正比的数组 $(q_r P_r) / (z_r T_r)$ 可由质量流量计测定。质量流量计的校准及其结果在计算渗透率中的应用见 6.6.2。

6.3.1.1.1 仪器

6.3.1.1.1.1 低围压

图 28 表示简化的低压测定流动示意图。图 29 表示低压 Hassler 型岩心夹持器，该装置，在直径 2.5cm 或 3.8cm，长 1.9cm~7.6cm 的岩心柱塞上通常施加 2.76MPa (400psi) 的径向围压和待定的轴向压力。这些尺寸和压力已经成为常规低压岩心分析的标准。当气动或液压施加到橡胶套筒与岩心

夹持器之间的环形空间时，径向压力传递到柱塞上。轴向压力一般是由安装在柱塞下端的螺丝传递。正常情况下，这个压力是不用测量的，由操作者来定。由于操作者不同、不可重复的密封性以及控制压力的缺点，建议不用 Fancher 型岩心夹持器（见 API RP 40：1960 的 35~40 页）。

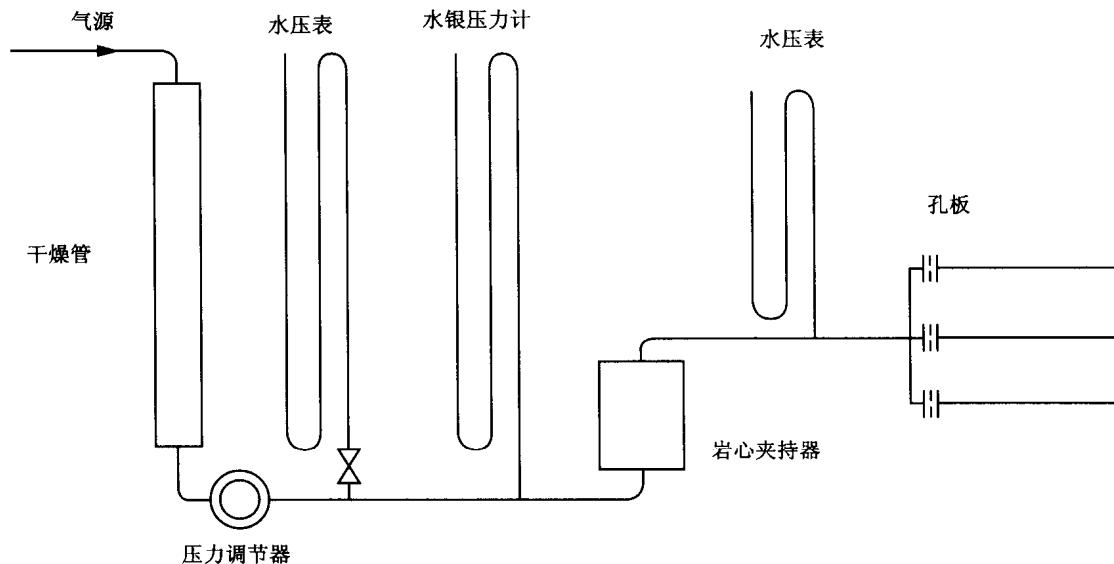


图 28 测量低压、轴向气体流动渗透率的简化流动图

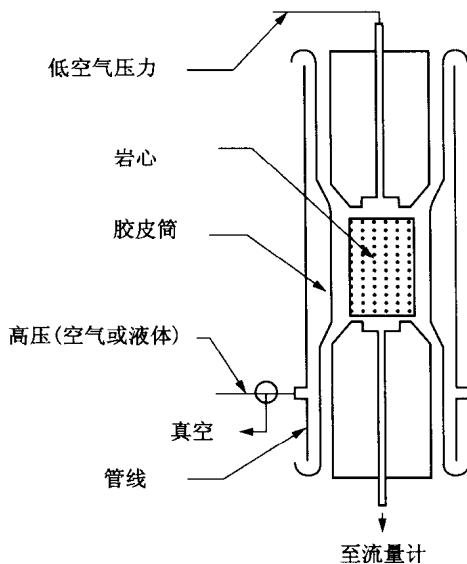


图 29 低压 Hassler 型岩心夹持器

6.3.1.1.2 高围压

图 30 表示通过水力加压最大可达 68.94MPa (10000psi) 的岩心夹持器。为安全起见，使气体通过套筒时减小扩散和腐蚀，加压时极力建议用液压油或重质矿物油。加压油通过连接柱塞内端与外部压力容器的管线的横截面积时，岩心夹持器的轴向压力将减小。对于外径为 3.175mm 的管线，压力减小不是很严重，但是用直径较大的管线产生的轴向压力明显小于径向压力。室温下操作时，建议用厚度为 0.32cm~0.64cm，硬度为 40~70 (Shore A 级硬度) 的氰橡胶 (丁氰橡胶) 套筒。对于低压可以使用低硬度和较薄的橡胶套筒。随着压力和温度的增加将发生冷流。当压力在 44.8MPa (6500psi) 以上时，为了延长套筒的寿命，要求胶皮筒的硬度大于 70。

图 31 为既可以用静水加压也可以用双轴向加压到柱塞的高压岩心夹持器。轴向压力是用一个压力倍增器加压，用气动或水力加压推动比柱塞末端直径大的活塞产生的力通过直径较小的柱塞端传递到岩样上，压力与作用面积成反比。例如，如果活塞的面积比岩心柱塞端面大 10 倍，如果施加到活塞上的压力为 4.14MPa (600psi)，那么传递到柱塞的压力就为 41.36MPa (6000psi)。如果轴向压力等于施加到橡胶筒的静水压力，那么岩心柱塞就是静水加压。否则，即为双轴向加压。除了能提供不同的压力外，这种类型的岩心夹持器的主要优点是更换岩样时不需要拆卸，围压释放（常用真空泵抽空膨胀套筒）抽出岩样下端柱塞取出岩样并装入新岩样。

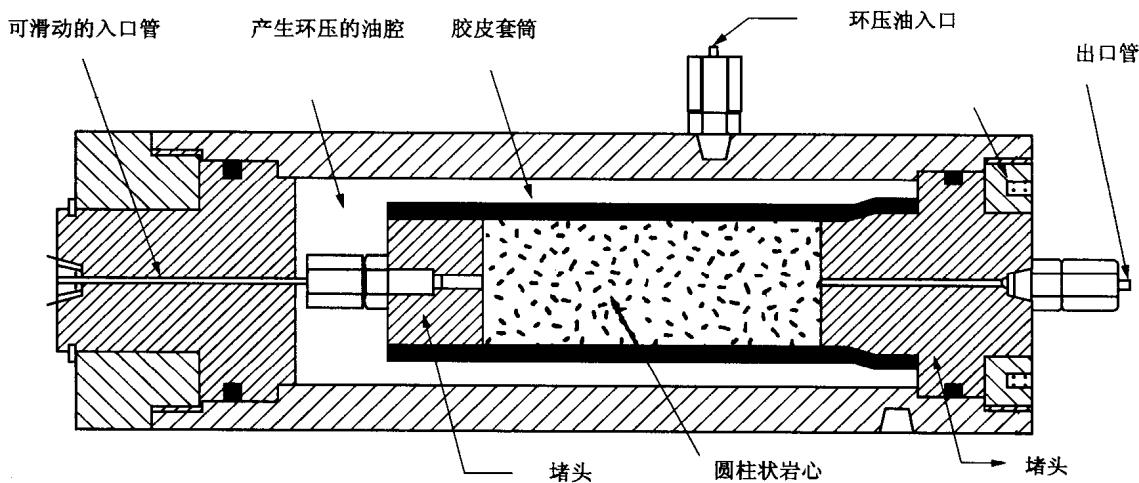


图 30 水力加压的高压岩心夹持器

在设计和操作高压设备时，必须注意安全预防措施。包括高压的所有部件，在压力至少等于 1.5 倍的最大工作压力时必须保证无永久变形，或者说必须遵守使用高压容器的地区、国家或国际标准。

6.3.1.1.2 计算

由式 (49) 计算气体渗透率 k_g (见 6.2.1.3)。若在不同的平均孔隙压力下进行多次测定，可由 Klinkenberg 图 (见图 22)，或由先前描述的线性回归求得 k_∞ 和 b 值。如果由关系式求得 b 值，则由式 (48) 计算 k_∞ 值。这些方法也用于以下列出的各种气体流动状态的计算。式 (48) 和式 (49) 的轴向流几何因子为：

$$G_f = \frac{\pi D^2}{4L} \quad \dots \dots \dots \quad (57)$$

通常若切割柱塞或全直径岩心其轴向与岩石层理或渗透率走向平行，测定的渗透率习惯上称为“水平”渗透率，用 k_h 表示。同样，切割岩样的轴向与操作平台垂直，测得的渗透率称为“垂直”渗透率，用 k_v 表示。

6.3.1.1.3 优点

该方法的优点包括：

- a) 实验方法简单，很多年前就有工业标准。因此，有很多的历史数据便于直接比较。
- b) 气体与岩石不会发生反应，因此在实验结束时样品仍然是干净的。
- c) 该方法适应设备范围广。包括低压 Hassler 型岩心夹持器，压力计，针孔型体积流量计及手工进行数据采集，因而投资较低。但极力推荐采用包括高压静水加压或双轴加压岩心夹持器、自动控制并采集数据功能的先进设备。
- d) 流量计和压力传感器容易更换，这样就扩大了渗透率的测定范围。

6.3.1.1.4 注意事项及应用局限性

该方法的注意事项和局限性包括：

- a) 用这种方法实际可测定的渗透率下限约为 0.1mD。低渗透率岩石达到稳定状态需要的时间很长，而且流量测定相当不准确。

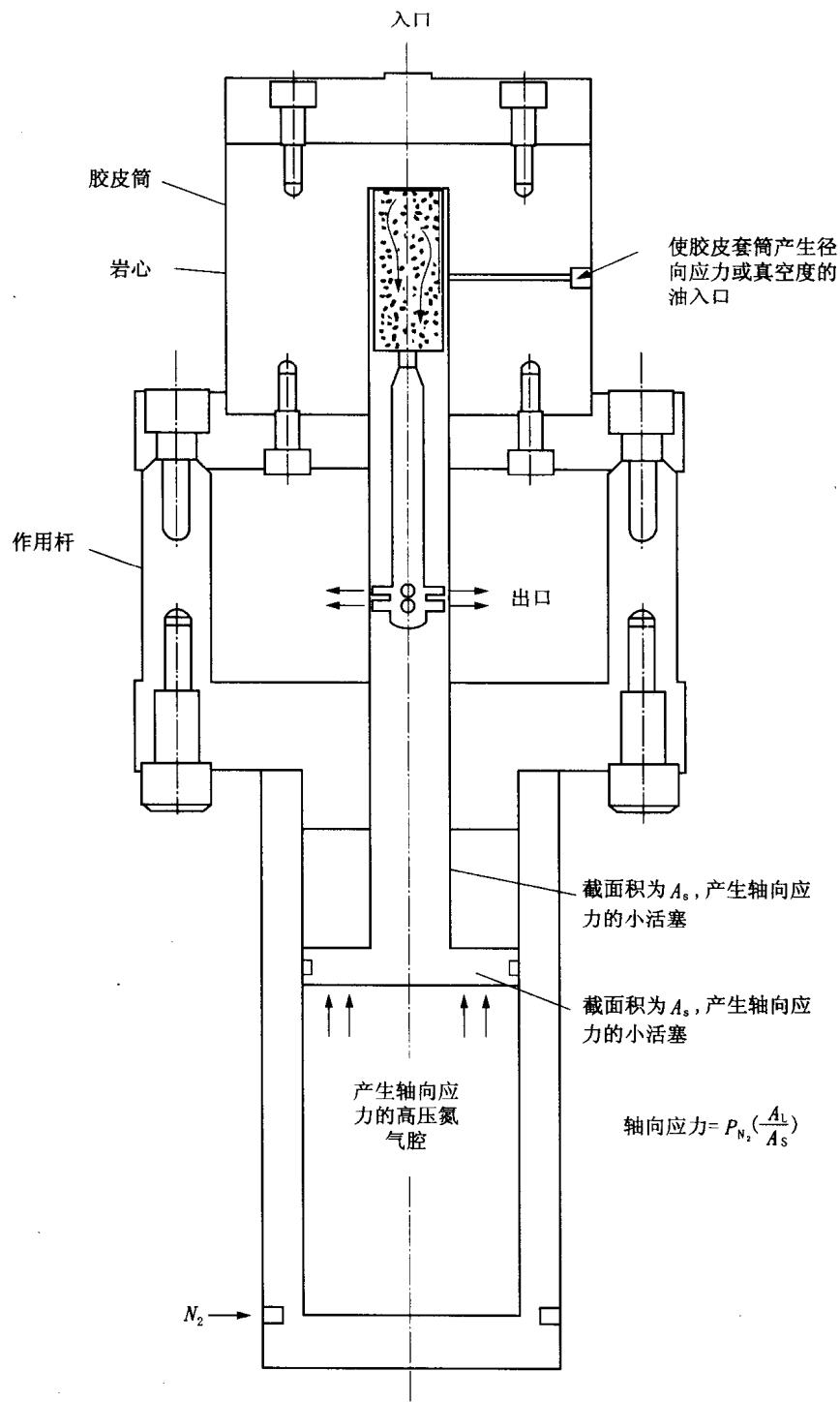


图 31 水力或双轴向加压的高压岩心夹持器

- b) 低压测定的非滑脱校准的主要缺点（一般径向围压为 2.7576MPa，轴向压力未知）是过高估算了原油藏的渗透率，特别是致密岩样。理论上是由几个平均孔隙压力下的测定结果作出 Klinkenberg 滑脱校准，但常规测定只由一个压力下的测定结果作出校准，报告中很少提到

这个压力。若不注明这个压力值，渗透率很难标准化，并且也不完善。另外，报告中必须指出所用的气体和平均孔隙压力。如果由经验关系进行气体滑脱校准，报告中也必须说明。

- c) 特别是高渗透率岩样进行单点测量很难准确确定是否达到了层流状态，应随时检查测量过程，以保证不超过最大允许的 $\Delta p/L$ 。
- d) 规则地钻切岩心柱塞的端面非常关键，特别是在高围压下。端面上若有突起，受到的压力就会不均衡而造成压碎岩样，这当然也适用于所有的圆柱状柱塞。

6.3.1.2 气体稳态点式渗透率测定

当气体由一密封的小直径管线尖端（或“探针”）向岩心切片表面，或非切片的整个岩样，或可渗透的岩石露头流动时，流动形态与半球状流动有些相似（图 32）。这种流动状态在小直径影响范围内，具有便宜、无损、零压力的气体渗透率测量而得到广泛应用。如果岩心未清洗，也未干燥，测定的渗透率为未知油水饱和度的有效渗透率。这种测量是在密闭的空间中进行的，以确定非均质地层的渗透率变化。进行这种测量的设备一般称为“点式渗透率仪”或“迷你渗透率仪”。

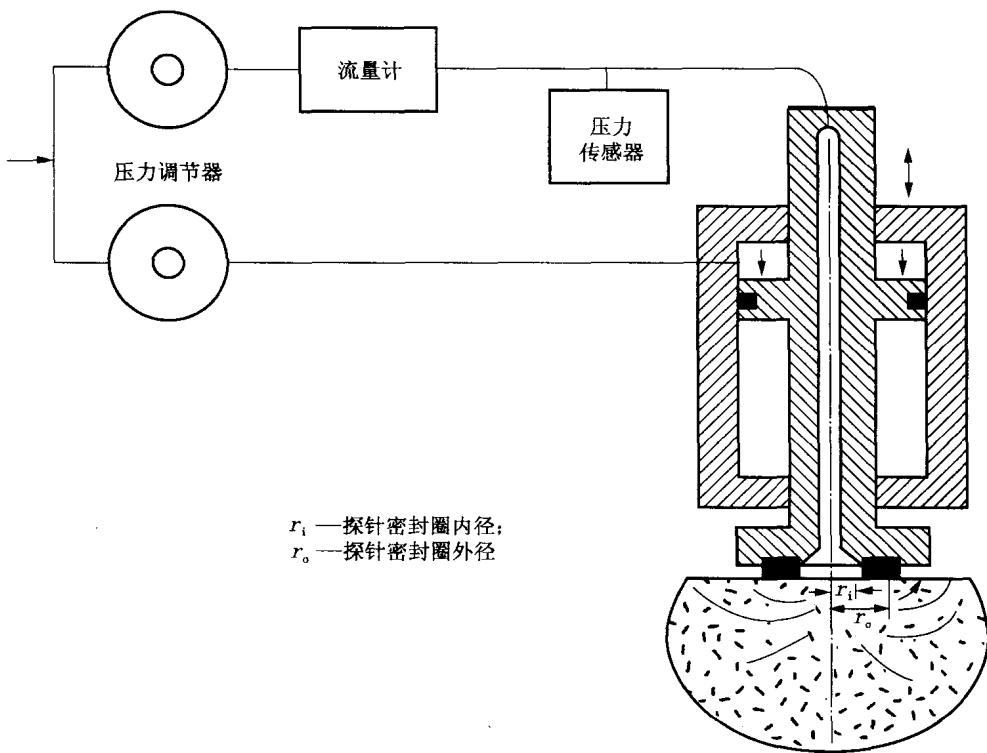


图 32 稳态探针渗透率仪简图

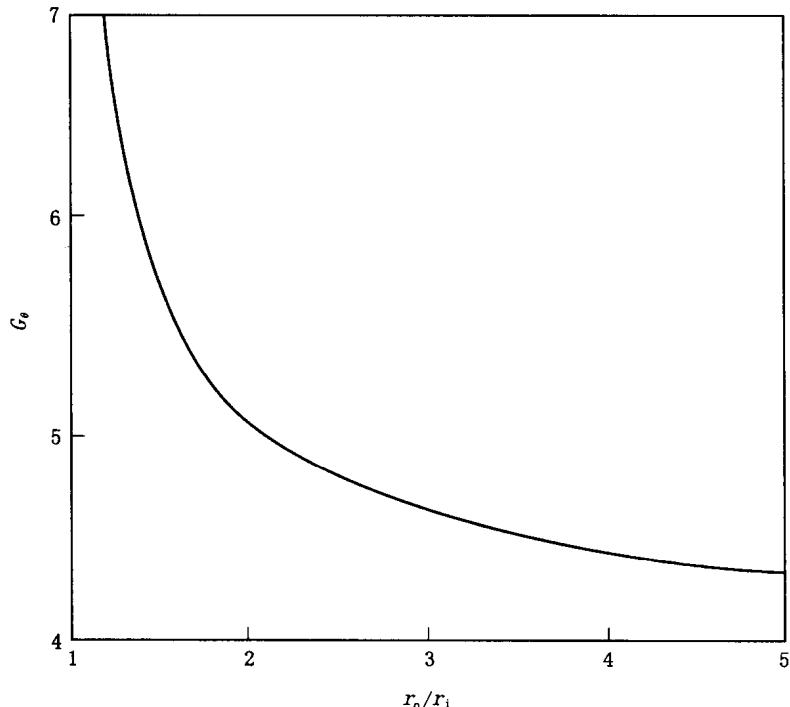
真正的半球状流动几何形态要求：a) 表面为较大平整均质的样品；b) 样品在紧挨探针处应有一半球状内腔，其半径 r_i 等于探针密封垫的内半径；c) 在探针与样品接触面以下样品向各个方向延伸范围很大（无限）；d) 除半球的内腔外，平面的各处应是密封的。因为这些条件是不能完全实现的，故 Goggin 等人^[19]进行了无因次几何流动因子的数值计算，是在平整面较小、探针密封较小且内外半径有限的小岩心上进行的。

图 33 表示无因次因子与探针密封垫的外半径 r_o 与其内半径 r_i 的比值的关系。实际上，在较大岩样上的半球流动时， G_0 等于 2π 。图 33 表示的关系可用于具有平整表面及对渗透率测定无影响的侧向宽度和深度足够大的外边界样品测试上。为实用目的，该因子只有在样品的深度至少在 4 倍探头内径且从探头轴心算起侧向周边至少在 4 倍内半径 r_i 的范围时样品测试才能产生较小的误差，同时，如果探头置于样品的圆柱表面，并且具有严格的密封条件，那么样品的半径至少为 $12 r_i$ ，同时样品露头部分的边界有

限时将产生更小的误差。参见 Goggin 等人^[19]关于与邻近边界有关的无因次几何因子。

6.3.1.2.1 仪器

为测量气体渗透率（见图 32），提供的探针必须装有当挤压样品时， r_i 和 r_o 尺寸不变的（或可重复性的）软橡胶密封垫，并能保证对岩样施加恒定的、可重复的密封力。该密封力必须适合于防止气体由密封垫与岩石之间的接触表面发生气串。密封垫内半径一般为 2mm~3mm，外半径与内半径的比值一般为 1.5~2.5。相对于小规模的非均质性来说，半径和比值较小会产生多解性，若采用较大的值，则可获得较高的平均渗透率值。如果岩心粗糙该尺寸还应放大。



注：由 Coggan 等提供^[19]。

图 33 点渗透率测量的无因次几何因子

探针必需放置在设置好的岩样测试点上，这个点应与岩样的深度轴向或其他参照点有关。将探针置于岩石表面，并对其表面密封。在 P_1 压力下，气体由探针输送到岩样。然后气体由岩样流出，排向大气。必须做好调节探针内的压力及测量压力的工作以及该压力下的体积流速。根据预测的渗透率大小，选择流量计范围。当压力和流速达到稳态时记录下读数。

6.3.1.2.2 计算

通过测量时的密封尺寸，大气压力和气体粘度，就能由式（49）计算 k_g ，这里 p_1 为上流表压，

$$P_1 = p_1 + P_a$$

$$P_2 = P_a$$

$$P_r = P_1$$

及

$$G_f = G_0 r_i \quad \dots \dots \dots \quad (58)$$

对于非均质样品所得渗透率是以探头密封半径为权的加权值，并且随半径的递增而减小。由于研究的岩样体积很小，必须用合适的方法获得宏观渗透率值。

6.3.1.2.3 优点

该方法的优点包括：

- a) 无需钻切岩心，具有无损、快速、成本低的优点，因此可以高密度测试。
- b) 探针法只研究小体积的岩样。测量完全适合于研究含有薄层和小规模非均质性岩心渗透率的空间变化。也能测量整个岩心不同方向的渗透率变化。
- c) 可以设计严格密封且便于井场和露头使用的便携式设备。
- d) 流量计量程范围大，可测定的渗透率范围大约为 $1\text{mD} \sim 10000\text{mD}$ 。

6.3.1.2.4 注意事项和应用限制

该方法的注意事项和应用局限性包括：

- a) 典型的探头密封顶端，岩样中的最小流动路径长度（由 r_i 到 r_o ）范围是 $0.2\text{ cm} \sim 0.4\text{cm}$ 。大部分压力将在该距离内损失。这个流动路径比一般通过岩心柱的测试的流动路径小一个数量级。为了避免明显的惯性流动阻力，入口压力 p_i 必须相应地降低。即使使用 Goggin 等人^[19] 提出的“高速流动校准”关系求得 β ，该校准也只能近似地应用于单一速度测量中，因为对于大多数给定的渗透率范围内，至少通过加（或减）一个数量级的速度，才能改变其 β 值，但在较低的入口压力下，该校准是很困难的。
- b) 测量过程中施加到岩石上的压力几乎为零，因此，渗透率趋于偏大。特别是致密样品。如果不进行 Klinkenberg 校准，渗透率更加偏大。
- c) 除非探头顶端密封垫侧向加压且基座是原本很平整（未加压条件下），其几何因子对施加到密封圈上的压力非常敏感，因此该压力必须具有很好的重复性。
- d) 虽然这项技术可用于整个岩心的测试，但仍然极力推荐钻取岩心，以除去泥浆固体的侵入和其他表面杂质，并获得平坦、光滑的表面以便于探头顶部密封，否则很难确保密封。
- e) 如果岩心表面未干燥，由于严重的相对渗透率影响，会使测量结果偏低。渗透率将随时间延长而增大，随着液体的蒸发或逐渐远离探头而使渗透率趋于稳定。
- f) 定期检查探头顶端的密封垫是否磨损和嵌入了砂粒，若有必需更换密封垫。在一个平坦、光滑的不渗透表面进行周期渗漏试验，以便于检查裂缝或杂质。由于用这种方法研究的岩样体积小，必须使用合适的算法求平均值以获得宏观渗透率。

6.3.1.3 气体的横向稳态流

该方法主要用于测定全直径岩心样品的方向性，如“水平渗透率”（但不仅限于此）。气体由全直径岩样的两直径夹角为 θ ，筛网长为 L 的入口端并横穿岩心，由与入口端相同大小的出口端流出（见图 34）。流动形态非常复杂，气体正交线性流的面积与整个气体流通路径不同。Collins^[20] 用保角映射变换计算无因次几何因子， G_θ 。（见图 35）， G_θ 是筛网对应角 θ 的函数。通常测量两个方向的渗透率，一个方向为最大渗透率值（一般是沿主要裂缝或渗透率层流的方向），另一个是与最大渗透率呈 90° 方向的渗透率值。

6.3.1.3.1 仪器和计算

用于计算横向流动的渗透率所需的测试和流动系统与稳态轴向流的相似。图 36 表示用于横向流渗透率测量的 Hassler 型岩心夹持器。气体由入口进入岩样，径向穿过岩样，由与入口相对的出口流出。两个开口与两个包裹整个岩样长度的网状筛网相连，如果每个筛网的对角是 90° ，那么无因次几何因子 G_θ 等于 1.0。密封材料必须既不渗入筛网也不影响气体流动，岩样两端用软橡胶垫密封。

式（48）和式（49）中所用的横向流无因次几何因子计算公式为：

$$G_f = \frac{L}{G_\theta} \quad \dots \dots \dots \quad (59)$$

全直径岩样可以放在一个较大的岩心夹持器中，以便在测量横向渗透率前（后），可以通过测量轴向流在纵向上测量岩心的“垂直渗透率”（见 6.3.1.1.2）。

6.3.1.3.2 优点

该方法的优点包括：

- a) 在全直径岩心上测量时，由于岩样体积较大，因此所测渗透率相对平均，这就降低了小尺寸岩样非均质的影响。
- b) 在全直径岩样上，可进行正交测量来确定侧向渗透率。

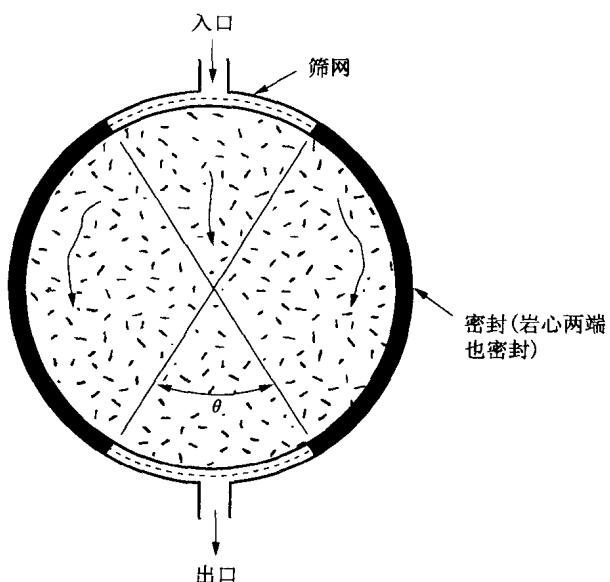
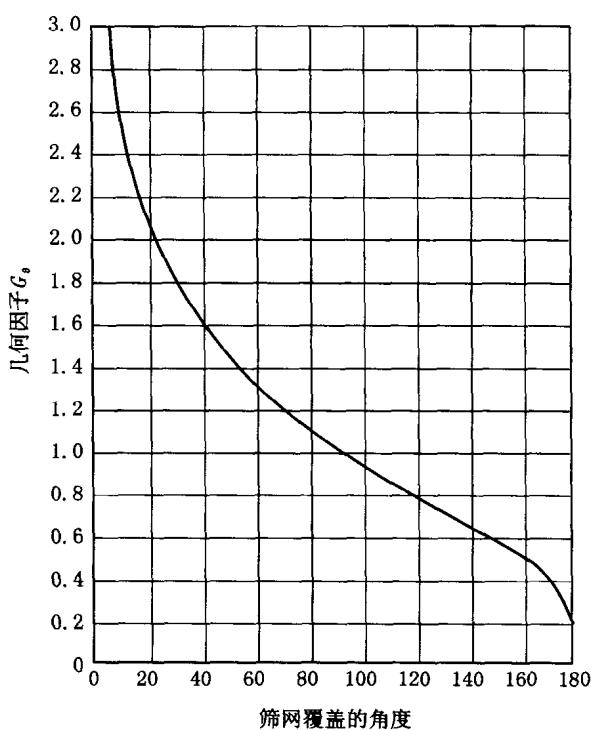


图 34 气体或液体的横向流形态



注：由Collins提供^[20]。

图 35 横向流的无因次几何因子

6.3.1.3.3 注意事项和应用限制

该方法的注意事项和应用局限包括：

- 全直径岩样很难精确地切割成正规形状。因此，在这样的岩样上进行垂向和侧向渗透率测定，不可能准确地得出常规定义的“垂直”和“水平”渗透率。
- 由于岩样较大，要花费相当长的时间来清洗、干燥和达到稳定状态。因此，与柱塞相比，实验花费的时间要长，成本也更大。
- 与气体滑脱及惯性阻力有关的注意事项和 6.3.1.1.4 轴向流的相同。

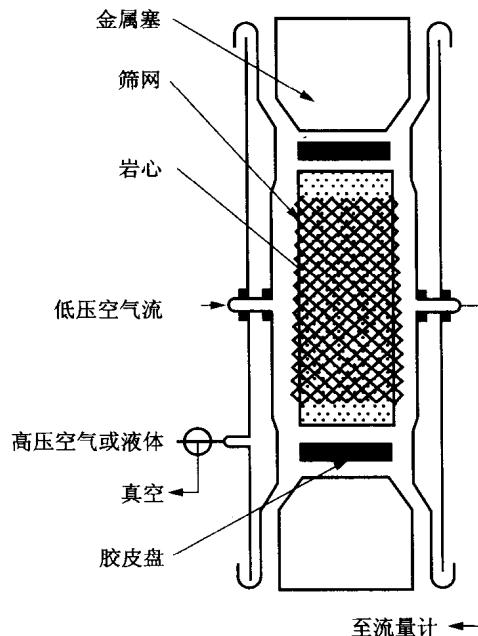


图 36 横向渗透率测量的 Hassler 型岩心夹持器

6.3.1.4 气体的径向稳态流

图 37 表示径向稳态流的流动形态。在一个长度为 L ，外半径为 r_e 的清洁、干燥的圆柱状岩样上，沿轴向钻切一内径为 r_w 的小孔，除中心小孔外，上、下表面的其余部分密封。气体以压力 P_1 由未密封的圆柱面径向流入中心小孔，以 P_2 压力下流出。除此之外，流动系统和测量步骤与轴向流相同。原则上，流动方向可以反转，因此，气体在 P_1 压力下注入中心孔，在 P_2 压力下通过岩样的圆柱外表而流出。但是一般情况下，建议不从小孔注入，因为其较小的流动面积更容易受到注入流体中微小颗粒的伤害。

6.3.1.4.1 仪器和实验步骤

图 38 所示的全直径渗透率仪由三部分组成：大小能足以保持均匀的入口压力的小室、施加密封压力的活塞及浮动板组件，其中浮动板组件包括下部固定板、支点球、三个相隔 120° 的弹簧和上浮动板。

岩心放在与下浮动板相连的橡胶密封垫上，使岩心中心孔与密封垫上的小孔对准。如果两端不平行，随着活塞压力增加，下流浮动板自动调节位置使其与岩心端面紧密结合。故增加活塞压力可以检测岩心两端与橡胶密封垫之间是否密封。随着压力的增加，如果流速降低则表明存在渗漏现象。如此反复试验，直到流速稳定。

6.3.1.4.2 计算

径向流动的流速和压降的测量方法与轴向流动测量方法相同。当流速和压降不随时间改变时即达到了稳态。由式（49）计算渗透率 k_g ，径向流几何因子由下式求得：

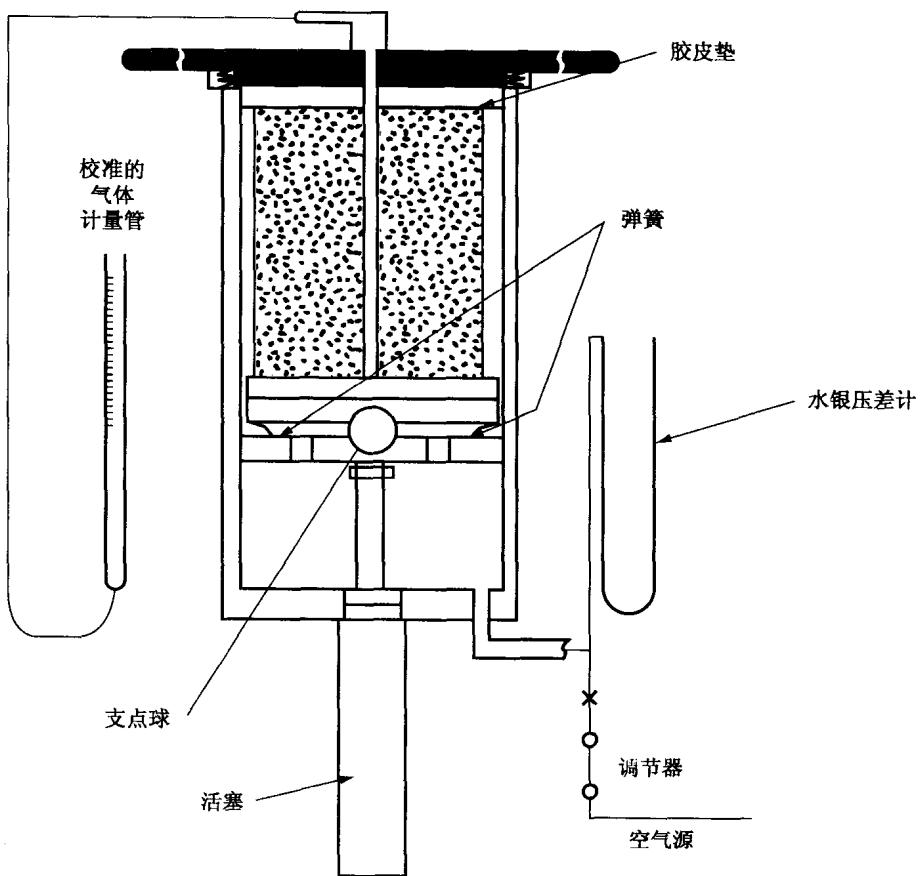


图 38 全直径径向流渗透率仪

通常情况下，液测渗透率比经滑脱校准的气测渗透率小。其中部分原因是由于液体与粘土相互作用（特别是水溶液）、液体的高流速度使微粒迁移及液体的不完全饱和所致。

6.3.2.1 一定压差下的稳态液测渗透率

6.3.2.1.1 仪器

该类液测渗透率设备的液体流动动力不是依靠液头提供。仪器由三部分组件：即岩心夹持器、压力测量系统和液体传递系统。除了耐腐蚀和具有与特殊液体相匹配的胶皮筒外，岩心夹持器、输送管线及测量液体渗透率的测压设备与气测系统没有区别。液体密度较高时需要考虑液压头的影响。假如在相同温度下，在流动系统相同高度装有微差压力传感器且流动液体完全充满所有的测量管线，通常情况下采用这种水平流动方式就可以消除液压头的影响，那么，当液体在岩心中的流动停止时，压差读数 Δp 应为零。在此条件下，用于水平流渗透率计算的式 (53) (见 6.2.2.1.1) 也适用于向上或向下流的垂直流动的渗透率计算 [见 6.2.2.1.2 关于式 (56) 的注释]。

由于大多数液体的粘度是气体粘度的 50 倍（甚至更高），因而，在相同的压力梯度下，液体流动速度相当慢。液体输送系统通常是一个恒速流动源，或者是能产生恒速流动的可调节的恒压源。单冲程活塞驱动泵可以控制流速并准确地输送液体。用这种泵就不需收集由岩心流出的液体来确定流速。但是，单冲程泵的体积有可能不足以使流速达到稳定状态。为了完全排除压力波动和流速的影响，对于“连续流动 (once-through)” 系统，推荐用两个这样的泵和一个改进的控制系统，而对于循环流动系统最好用三个这样的泵来驱动。

如果岩心渗透率不随粘土或矿物的相互作用而改变，系统缓慢地达到稳定状态是由于系统中积累了很高的压缩能，压缩能是系统中每个组件的体积与有效压缩系数的乘积。有效压缩系数是液体和容

器压缩系数之和。在系统中采用高回压可以明显降低液体的压缩率（如果存在气体）从而消除气泡的影响，也可以通过真空泵排除系统及液体中的气体。用刚性更强的材料制作容器则能减小容器的压缩率。同时系统体积应尽可能小，输送液体体积（例如，由泵驱替注入到岩心柱塞的盐水及排出油）至少为直接由泵排驱的盐水体积的两倍。然而，直接泵出时可以不考虑液体的腐蚀作用。这时系统压缩量接近于零，渗透率保持不变意味着已经达到了瞬时稳定状态。

使用色谱型泵时，应保证其输送在整个应用范围之内。为了计算渗透率流速应单独测量，通过定时间隔多次在电子天平上称重容器中收集的产出液体即可测定流速，用质量累计速度除以液体密度计算体积流速。

恒压系统既可以用气源，也可以用液源，由容器排驱的脱气液体通过岩样。活塞储集器或可拆卸的橡胶胆中装有要驱替的液体，驱替液在驱替过程中要经过一压力传感器。而色谱型驱替泵驱替时，流速必须单独测定。

6.3.2.1.2 操作过程和计算

所用液体在使用前应通过一精细的滤网彻底过滤。一个 $0.2 \mu\text{m}$ 的滤膜可以除去微生物及固体颗粒。把一个完全饱和的岩样小心地装入一个合适的岩心夹持器上，保证在整个实验过程中不会有空气遗留在系统中，然后施加围压。在缺少其他渗透率数据时，最初应采用低压差 Δp 或低流速以使操作者得到一个最初的近似渗透率，由此建立流速和压降的条件，并选择合适的测量设备。见 A.6.8.1 确定避免惯性阻力的最大 $\Delta p/L$ 的讨论。但用液体测量时这并不是一个严重的问题。实验中要注意避免岩石掉粒。测试过程中应收集驱出物并观察污染情况。调解回压阀以获得所需净压力。

必须严格控制温度以保证粘度不变，并避免体积流速随液体膨胀或压缩而改变。测定低渗透率岩心时，用较大的容器、活塞泵和低排驱速度是特别关键的。在这种情况下，短时间内温度的微小变化都会引起较大的流速变化。热力学引起的体积膨胀速率临界因子 Δq 为：

$$\Delta q = \beta_T V \left(\frac{dT}{dt} \right)$$

Δq 与泵的驱替速度有关。

式中：

β_T ——液体的体积热膨胀系数， $^{\circ}\text{C}^{-1}$ 或 $^{\circ}\text{F}^{-1}$ ；

V ——驱替的液体体积；

$\frac{dT}{dt}$ ——温度变化的时间频率。

假定装有 1000cm^3 的正葵烷的活塞泵，在 $1.000\text{cm}^3/\text{h}$ 的泵驱替速度下，注入到低渗透率柱塞中，由于环境温度的变化，葵烷的温度以 $0.02^{\circ}\text{F}/\text{m}$ 的速度增加。葵烷的热膨胀系数约为 5.5×10^{-4} 体积/ $(^{\circ}\text{F} \cdot \text{体积})$ 。因此，葵烷的热膨胀速度约为 $5.5 \times 10^{-4} \times 1000 \times 0.02 = 0.011 \text{ cm}^3/\text{min}$ 。泵的驱替速度为 $0.0166 \text{ cm}^3/\text{min}$ ，这就引起正常速度 66% 的误差！如果驱替速度增加 10 倍，误差降低到 6.6% 。此外，如果泵的体积减少到 10 cm^3 ，误差只有 0.066% 。减小体积膨胀的另一种方式是增加泵的热容和改进其隔热性。

在常压输送系统中（该系统中的流速必须单独确定），如果上流压力是自动调节的，那么在其驱替容器中的液体的热膨胀问题就不是什么问题了。因为在这种情况下，尽管有热膨胀，压力仍然保持为常数。

当流速和压差都达到稳定后，记录读数，然后终止流动试验。试验液体必须完全充满输送管线，出入端高度必须相同。压差稳定后，读出的流量为零。如果读数不是零，那么应在稳定流的 Δp 中减去该读数。由式（53）用合适的空间几何因子 G_f 计算液体渗透率。轴向流、横向流和径向流的几何因子分别由式（57）、式（59）和式（60）求出。由于上述的输送管线的限制，式（53）均可用于垂向、上流或下流轴向流以及水平流等三种流动形态的计算。

测完后，如果样品还要进一步分析，在取出岩样之后，应注意随着围压降低岩样膨胀避免液体和空气进入岩样。

6.3.2.1.3 优点

该方法的优点包括：

- a) 层流中液测 Stokes 流比气测压差高，也更容易测定，特别是在高渗透率岩心测试中。
- b) 不需要校准气体滑脱效应。
- c) 液测渗透率对油层渗透率而言，更具代表性。
- d) 不需要对岩样进行有可能伤害岩样的干燥处理。
- e) 如果要用同样液体饱和的岩样作其他分析，则用液体测定渗透率更有利。

6.3.2.1.4 注意事项和应用局限

该方法的注意事项和应用局限包括：

- a) 岩样的饱和、液体的准备和处理比气测更困难，也更费时间。
- b) 耐腐蚀的高压泵和控制设备价格昂贵。
- c) 必须采取措施，避免流体与岩石组分反应。
- d) 用液体稳态测定低渗透率岩心很难准确做到，需要很长时间才能达到稳定。极力推荐采用小体积、短岩心、低压缩量和非常严格的温度控制。

6.3.2.2 用水压头测量稳态液体渗透率

图 23 和图 24（见 6.3.2.1.2）表示轴向流的两种模式，在这两种模式中，液体在水压头的作用下以恒速恒压输送。图 24 所示模型测试准确且低费用，特别适用于测定中、高渗透率岩心，这种方式不需要泵，也不需要压力传感器。入口高度可调节的水箱和固定出口水箱均装有溢流排出管。在比岩样接受流速稍高的速度下液体由一个液面较高的供液容器通过计量阀流入水箱入口，多余液体从溢流管流出并收集起来以便进一步为供液容器循环使用。液体由水箱出口流入装在电子天平上的称量容器中。必须确定的体积流速 q 由质量累计流速（由质量和时间求得）除以液体密度求得。由式（55）计算渗透率，式中 ρ 是测定温度时的液体密度， g 为测定时的重力加速度， h 是两个水压头的自由表面之间的高差。因为施加了很小的回压，必须非常小心排出包括岩心柱塞在内的所有系统中的残留空气。

对于渗透率非常高的岩样（10D~40D），图 24 的模型是非常有用的，由于毛细管力的作用，下流容器的溢流孔可使水压头的变化最小。在直径很小的小孔顶端的毛管力很大，可以产生相对较大的 Δp 变化。

6.4 非稳态渗透率测定的理论和应用

高速数据采集系统、精确的压力传感器以及数字计算机的出现不仅可以而且方便地在瞬态或非稳态流条件下测定渗透率。瞬态测定利用体积固定的气罐或液罐。这些容器可以安装在样品的上流，使气体或液体注入待测岩样；也可以安装在下流，液体由岩样流出进入容器，或者分别安装在上下两个位置。当液流流出上流容器时，该容器的压力随时间减小。同样，当液流进入下流容器时，该容器的压力随时间逐渐增大。由容器体积和压力的瞬时变化可以计算出瞬时流速，因此免去了流速测量设备的需要。

当液体膨胀时以消耗内能的方式使液体流动，这可由温度降低来观察。同样，当液体压缩时，在液体上做功，其温度增加。因为瞬时流速是由压力的瞬时变化计算的，所以要保持等温条件，或测量出瞬时温度，并采用适当的数学方程处理。此处提出的方程假设为等温条件。

6.4.1 气体的瞬时压力技术

气体的热容低，与温度变化有关的影响可以通过用高热导材料制造容器和用与流动轴向平行的铜管包裹容器来消除。而且，当产生高流速时（高渗透率岩样）可选择使用氦气来消除温度影响，因为氦气的热扩散系数比空气和氮气高的多。

持续长时间测定低渗透率岩样时，由于环境温度变化及气体通过岩样流动时的焦耳—汤姆森（Joule—Thomson）膨胀，可能引起其他热问题，所以用极好的隔热材料并改善环境温度控制和减少测定时间使环境温度变化的影响减少。焦耳—汤姆森膨胀最好用氦气处理，除烃气外，不像其他气体，膨胀时温度增加（环境条件下）。这种温度的增加有可能抵消与冷却有关的工作。

实验室测定渗透率给出了两类主要的瞬态压力方法。一类称为“脉冲衰减”法。其特点是用上流和下流容器，其中一个容器（或两个容器）的体积相当小。容器和岩样都充入气体达到足够高的压力 $7 \text{ MPa} \sim 14 \text{ MPa}$ ($1000 \text{ psig} \sim 2000 \text{ psig}$) 以减少气体滑脱效应和压缩率。整个系统的压力达到平衡后，增加上流容器的压力（一般为初始压力的 $2\% \sim 3\%$ ）产生通过岩样流动的压力脉冲。这种方法非常适合于测定渗透率在 $0.1 \text{ mD} \sim 0.01 \mu\text{D}$ 的低渗透率岩样。小压差和低渗透率实际上消除了惯性流动阻力。本标准只讨论“滞后时间”法。这些方法得出的所有渗透率值与稳态法所测值差不多。而“初始”瞬态提供了有关岩样非均质的信息，这已超出了本标准涉及的范围。

另一个方法称为“压力降落”法。其特点是只有上流容器，岩样的下流端向大气敞开。采用的上流压力相当低 $0.069 \text{ MPa} \sim 1.72 \text{ MPa}$ ($10 \text{ psig} \sim 250 \text{ psig}$)，上流压力由所测岩心渗透率决定。在每一个不同的流速和平均孔隙压力下，一次压力降落得出的数据可以计算 $6 \sim 30$ 个渗透率值。在一次瞬态试验过程中，流动条件的适当变化可以计算滑脱校准（Klinkenberg）渗透率 k_{∞} ，克氏（Klinkenbergh）滑脱系数 b 和孔隙介质的惯性阻力 β 。该方法可用于测定渗透率的范围为 $0.001 \text{ mD} \sim 30000 \text{ mD}$ （通过使用多功能上流气罐和压力传感器），它是对“脉冲衰减”法的补充。对于高渗透率岩样（渗透率大于 1000 mD ），其 b 值很小，当岩样暴露在大气压力下时很难准确测定 b 值，此时由相关关系的近似值更为可靠。

除了流动系统之间的物理上的差别之外，“脉冲衰减法”和“压力降落法”的流动方程的推导完全不同。前者，同时解出达西方程和连续方程（质量守恒的另一种提法）。而压力降落法中滑脱校准的 Forchheimer 方程的稳态解用作一初始点。严格地说，不考虑个别瞬间质量流量沿岩样长度距离而增加（非稳态流），对该解进行微分，然后代入连续方程，提供对最终流动方程校准（或改进）的积分。重复迭代这一过程直到满足 Forchheimer 方程和连续方程。

稳态法和压力降落法之间的偏差取决于岩样孔隙体积与上流气罐体积的比值。当该比值很小时，稳态解几乎是精确的。随比值增大（PV 较大，或气罐体积较小），用于稳态解的校准也必须逐渐增大。

6.4.1.1 压降法气体轴向流

6.4.1.1.1 仪器和操作步骤

压降法是利用一个上流气体管汇（见图 39）与能对直径为 D 、长度为 L 的圆柱状岩样提供水力压力的岩样夹持器连接。一个校准了体积的上流气罐通过阀门与校准了体积的管汇连通或断开（可用多个体积的容器，以调节适应很宽的渗透率测定范围）。岩样夹持器的出口通向大气，该出口装有阀门以便在启动后可以关闭。一个测量表压的精确压力传感器与岩样夹持器的上流管汇直接连接。

气罐、管汇和岩样到出口阀均充满气体。热平衡几秒钟后，打开出口阀产生压力瞬变。当上流压力衰减到充满压力的 85% 时整个岩样长度上建立了连续平滑的压力变化，开始采集数据，读出并记录选择间隔的压力和对应的时间。

6.4.1.1.2 计算

由轴向流压力下降数据计算 k_{∞} ， b 和 β 的过程在 B.6.8.2 中讨论。

6.4.1.1.3 优点

该方法的优点包括：

- a) 由一次压力降落试验，就能确定滑脱校准渗透率 k_{∞} ，Klinkenberg 滑脱系数 b （达 1000 mD ）和 Forchheimer 惯性阻力 β 。
- b) 为了与常规测量比较，可以不同平均孔隙压力，不同气体的测定结果计算（见 6.4.1.1.5）未校准滑脱的渗透率 k_x 。

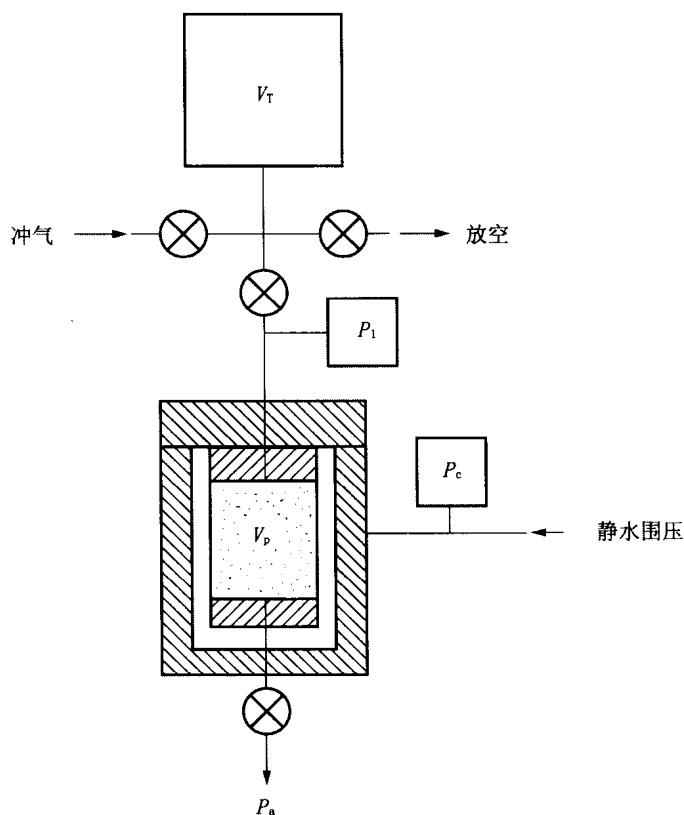


图 39 压力降落气体渗透率仪示意图

- c) 该方法不需要流量计，流速由测量的压力—时间计算。
- d) 对于一给定渗透率的岩心柱塞，由一个压力降落到另一个压力需要的时间与上流气罐的体积成正比。因此，通过用几个不同体积的气罐（低渗透率用小体积罐，较高渗透率用较大体积罐）就可以在很宽的渗透率范围内控制测定时间。
- e) 如果用多体积的气罐和多功能传感器，可测渗透率范围为 $0.001 \text{ mD} \sim 30000 \text{ mD}$ 。
- f) 未考虑偏离层流的现象，这是为了便于数据分析。
- g) 高围压测定的滑脱校准渗透率实际更准确地反映了油层条件，特别是对于低渗透率岩样。

6.4.1.1.4 注意事项和应用局限

该方法的注意事项和应用局限包括：

- a) 测定高渗透率柱塞时，为了减少热效应，应采用小的充满压力（小于 0.17 MPa ），小直径（ 2.54 cm ）较长的（不小于 5.08 cm ）柱塞。
- b) 为了尽量减少低渗透率岩样的测定时间，应采用直径较大（ 3.8 cm ）长度较短（不大于 3.8 cm ）的柱塞。
- c) 该方法需要高质量的压力传感器，快速数据采集和高运算速度的设备，因此，实际应用时需要数字计算机。
- d) 气罐必须是高热容和高导热的，以避免与温度变化有关的气体膨胀影响，特别是高渗透率岩样。压力降落试验时使用氦气和降低初始压力可以使温度变化进一步减小。测定高渗透率岩样时，还要求在气体传输系统中有大直径的出口，以尽可能减少内压差。
- e) 低渗透率岩样要求系统严格密封，并且在岩心夹持器中无窜流现象。采取适当的隔热措施，以便尽可能减少环境变化引起的温度变化。

f) 低渗透率岩样往往显示出对压力极为敏感。随平均孔隙压力降低，净压力增加（用恒围压时）渗透率降低。计算时，假设整个压力降落期间渗透率为常数。对于对压力异常敏感的岩样，这样假设计算的渗透率偏低，甚至得出负 β 值。由于净压力很低时，渗透率发生的变化最大，通过在较高的净压力13.79MPa(2000psi)和降低实验的平均孔隙压力的变化进行测定，可使压力的敏感性降至最低。

6.4.1.5 由Klinkenbergh渗透率计算气体渗透率

由于历来流行的稳态轴向气体渗透率测定没有Klinkenbergh校准，由这些结果已经建立了巨大的数据库。在同一油层常常需要用新的测量结果与以前的测量结果作比较，为了做到这一点， k_∞ 必须是经气体滑脱校准的渗透率。由任何气体，在任何要求的温度和平均孔隙压力下计算未经滑脱校准的渗透率 k_g （可由 k_∞ 和 b 计算）的步骤如下：

- 在测定的绝对温度 T 下，用合适的相对分子质量、粘度和已测气体的 b 值计算岩样的“气体滑脱半径” r_b [见6.2.1.1中的式(43)]。
- 通过计算的气体滑脱半径 r_b ，用新气体的相对分子质量和粘度，由式(42)中可得要求温度下的新气体的 b 值。
- 由新的 b 值，测量的 k_∞ 和要求的平均孔隙压力，由式(51)计算新气体的 k_g 。以上步骤联立为一个方程：

$$k_g = k_\infty \left[1 + \frac{b_m \mu_c}{\mu_m} \sqrt{\frac{T_c M_m}{T_m M_c}} \right] \quad \dots \dots \dots \quad (61)$$

式中，下标m代表测量气体或条件，c代表计算 k_g 所要求的气体或条件。为了举例式(61)的用途，假设一特定的岩石，在22.2°C(72°F)下用氮气测得 k_∞ 和 b 值分别为10.62mD和0.0453MPa(6.57psi)。为了用该测定结果与取自相同油层的原有数据进行比较，需要计算平均孔隙压力为0.124MPa(18.0psia)，温度为23.9°C(75°F)时的 k_{air} 。氮气的相对分子质量为4.0026，23.9°C(75°F)时的粘度是0.01967cP。空气的平均相对分子质量是29.0，23.9°C(75°F)时的粘度是0.01837cP。因此，由式(31)可得在温度为23.9°C(75°F)平均孔隙压力为0.124MPa(18.0psia)时的 k_{air} 为：

$$k_{air} = 10.62 \left[1 + \frac{\frac{6.57 \times 0.01837}{0.01967} \sqrt{\frac{(75 + 459.7) \times 4.0026}{(72 + 459.7) \times 29.0}}}{18.0} \right] = 11.97 \text{ (mD)}$$

值得注意的是：许多早期的测量是在低压（一般1.7235MPa~2.7576MPa）下进行的，如果新的测定结果是在较高的压力下进行的，即使用上述方法进行校准，那么岩石旧的 k_{air} 可能较高。此外，原有的数据库可能没有进行这些校准计算所需的平均孔隙压力和温度。

6.4.1.2 压力下降法点式气测渗透率的测定

压力下降技术更适合点式渗透率的测定，并提供经气体滑脱和惯性阻力校准的气体渗透率测定，具有迅速、无损检测的特点。由于点式渗透率测定是用稳态设备，所以可以在表面平整或整个岩心样品进行高密度、接近零压力条件下进行测定。

6.4.1.2.1 仪器和操作步骤

图40表示由Jones^[22]设计的仪器示意图。操作时，气体充入上流体积（一般用干的氮气）的压力约为0.06894MPa(10psig)。探针安装在样品上方，并通过探针控制器活塞上的固定气动加压，对岩样表面密封。

打开紧挨探针的内阀，压力开始降落。通过管汇中的内阀门，选择合适的测定渗透率的气体箱。当全部内体积与探针接触时，根据压力下降速度进行选择气体箱。如果下降速度比预先设定的值慢，

则关闭连接到较大量程气体箱的阀门。

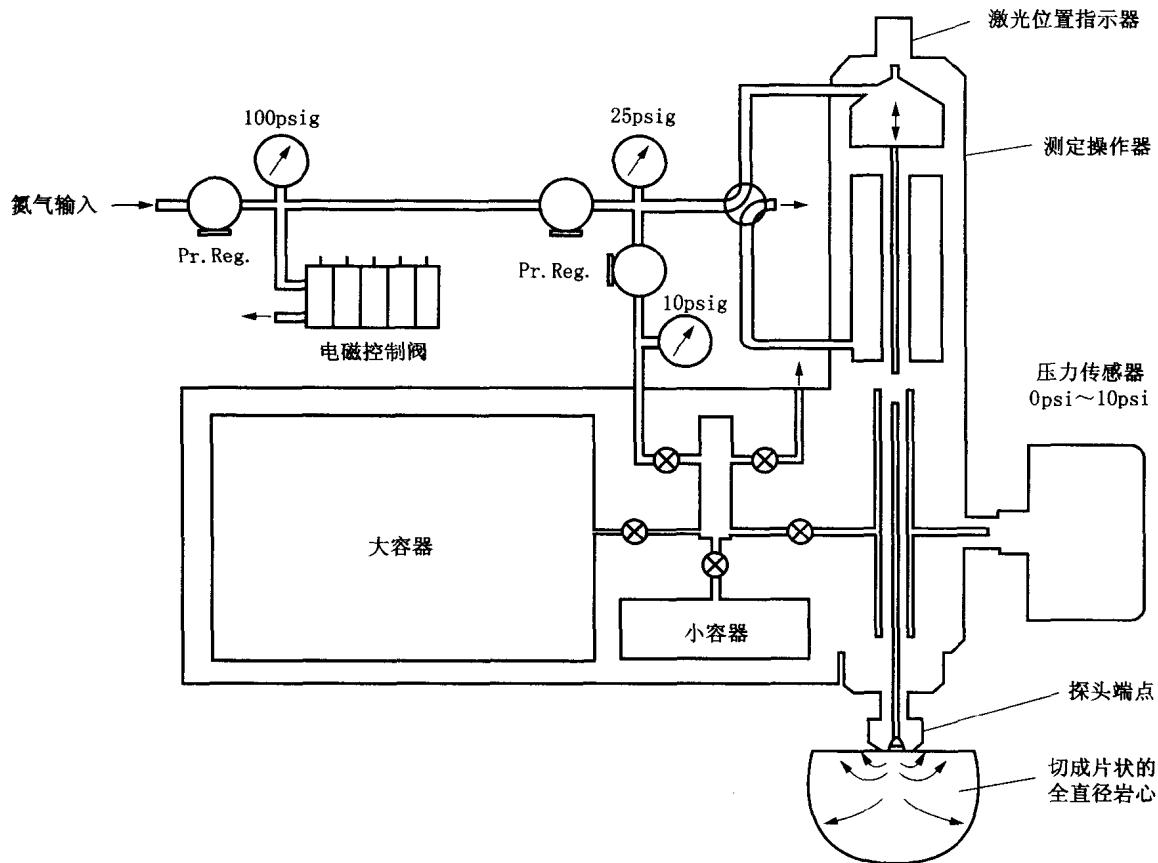


图 40 压力衰减渗透率点式测定仪图

读出预先选择的时间间隔及相应经过的时间，并记录以便用于计算 k_∞ 。

6.4.1.2.2 计算

计算过程在 C.6.8.3 中讨论。

6.4.1.2.3 优点

该方法的优点包括：

- 实测渗透率范围广 ($0.001 \text{mD} \sim 30000 \text{mD}$)。
- 测定时时间范围为 $2\text{s} \sim 35\text{s}$ 之间变化。
- 不需要流量计，只进行时间—压力测量。
- 由一次压力下降试验可获得滑脱校准 (k_∞) 和非滑脱校准的 (k_g) 渗透率。
- 对于微小压差变化和低渗透率岩样引起的较大惯性阻力的影响也可用该技术在渗透率计算时消除影响。
- 从不需切割岩心的意义上来说，该方法具有无损检测的优点。可以在岩层岩性变化大和渗透非均质性严重的岩心段高密度取样。
- 通过改变探针顶端密封垫的尺寸可以适应不同体积的岩样试验。但一般来说，该体积变化相当小。

6.4.1.2.4 注意事项和应用局限

除了可通过计算过程处理惯性阻力和气体滑脱的问题外，用于稳态点渗透率测量（见 6.4.1.2.4）的注意事项和应用局限也适用于压力下降法的测量。

6.4.1.3 轴向气体流动的脉冲—衰减法

6.4.1.3.1 仪器

如图 41 所示的脉冲衰减仪器由体积为 V_1 的上流气体箱、能提供高围压（通常是等压的）的可装孔隙体积为 V_p 的岩样的岩心夹持器和体积为 V_2 的下流气体箱组成。其中一个压差传感器测量两个气罐之间的压差，另一个传感器测量下流气体箱的绝对压力。

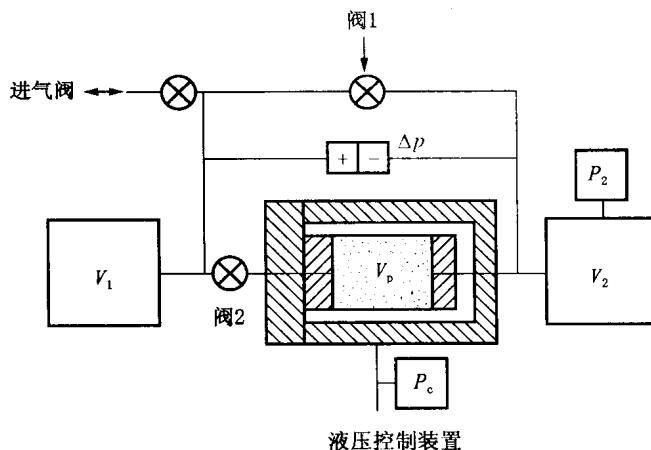


图 41 用于测定气体轴向流的脉冲衰减仪器

6.4.1.3.2 操作过程

打开阀 1、阀 2，两个气体箱和岩样注入气体（一般用干燥氮气）压力达 6.894 MPa ~ 13.788 MPa (1000 psig ~ 2000 psig) 之间。充气时间必须足以使气体充分扩散进入低渗透率岩样内部。充气过程完成后，关闭充气阀，监测压力直到压力没有变化表明已达到了热力和压力平衡，该稳定压力为 $P_2 [0]$ 。所有阀门应该在打开或关闭时其内部体积不能改变。

压力平衡之后，关闭阀 1 和阀 2，上流气罐中的压力以 Δp_1 (为 $P_2 [0]$ 的 2% ~ 3%) 递增。等 V_1 中的压力稳定后（即 Δp_1 为常数）时，打开阀 1 开始测量瞬时压力。

6.4.1.3.3 计算

计算细节见 D.6.8.4。

6.4.1.3.4 优点

该方法的优点包括：

- 脉冲衰减法可用于测量超低渗样品 ($0.1 \text{ mD} \sim 0.01 \text{ mD}$)，通过合理选择气罐体积和压力传感器范围，也可以扩展测试范围。
- 不需要流量计，只进行时间—压力测定。
- 该方法更适用于油层压力条件下的测量，提供更具代表性的渗透率。
- 在同一台仪器上可同时或单独测定岩心孔隙度。

6.4.1.3.5 注意事项和应用局限

该方法的注意事项和应用局限如下：

- 由于用这种方法能测量非常低的渗透率，所以仪器的严格密封非常重要，同时控制周围环境的温度变化也非常关键。
- 即使利用了高回压，所测渗透率也是未经气体滑脱校准，测量值可能偏高。例如，如果氮气的 b 值为 0.6894 MPa (100 psi)，柱塞的平均孔隙压力是 6.894 MPa (1000 psia)，而所测气体渗透率比 k_∞ 高 10%。

6.4.2 液体瞬态压力法

6.4.2.1 液体轴向流脉冲衰减法

除非施加很大的压力梯度 $0.6894 \text{ MPa/cm} \sim 6.894 \text{ MPa/cm}$ ($100 \text{ psi/cm} \sim 1000 \text{ psi/cm}$ 或更大), 否则致密岩石的渗透率 ($k < 0.1 \text{ mD}$) 很难测量, 即使用稳态法也要花费很长时间。但用脉冲衰减法就可以测量低到 0.01 mD 的渗透率。

当上流容器的液体膨胀或者压缩进入岩样的下流容器时, 可以由已知压缩量的液体在充入容器时的压力变化速度计算很低的流速。因此, 测量中的重要参数是上下流容器和岩样的有效压缩量。每个容器的有效压缩量是其内体积与液体压缩率和容器压缩率之和的乘积。岩样的压缩量是其孔隙体积与液体和 PV 压缩率的总和的乘积。液体脉冲衰减仪器应有能测量上下流体积压缩量的装置 (见 E. 6.8.5.1)。

6.4.2.1.1 操作步骤

用脉冲衰减法进行液体渗透率测量时 (图 42), 将完全由液体饱和的岩样装入岩心夹持器中, 然后施加适当的围压 (一般以水力加压)。在一定的围压下由于孔隙压力的不同引起岩心所受的静压力不同, 从而引起测试渗透率的变化。如 E. 6.8.5 所描述的, 要使该系统充满液体并加压到初始孔隙压力, 则进液阀应在足够长的时间内保持打开从而使高压液体充分扩散进入岩样; 让阀 1 和阀 2 继续保持打开状态并关闭进液阀, 开始观测下流传感器直到显示压力稳定后关闭阀 1 和阀 2; 通过旋转针型阀产生压力脉冲 Δp_1 。注意: 除针型阀之外, 其他阀门都应该在打开或关闭时其本身内体积不发生变化。

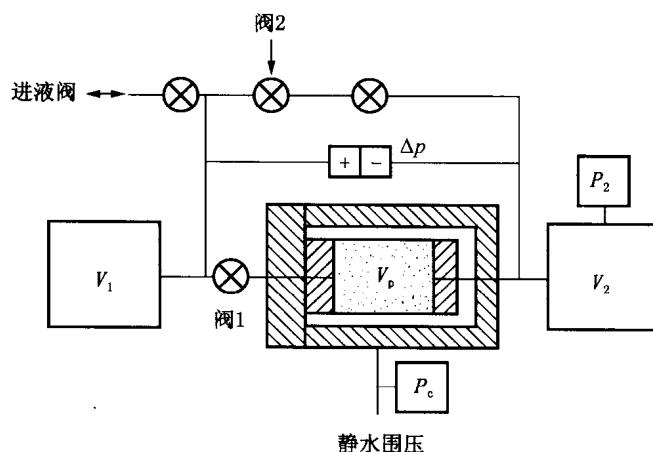


图 42 液体脉冲衰减渗透率示意图

打开阀 1 开始脉冲衰减试验。岩样两端产生略小于 Δp_1 的初始压差 $\Delta p [0]$, 这是由于阀 1 关闭, 由针型阀产生的, 所以应在上流总体积 V_1 中除去上流死体积 V_d 。因此, 必须计算出 $\Delta p [0]$ (见 E. 6.8.5 中的描述)。

6.4.2.1.2 均质岩样的表征

压力脉冲通过岩样期间上流压力下降, 而下流压力在脉冲“发生”之前保持为常数。此后, 上流压力继续降低下流压力上升。如果岩样相当均质且上流和下流的压缩量相等, 那么, 上流压力的降低量与下流压力的上升量应该相当, 同时由于 $\Delta p [t]$ 在半对数衰减曲线上呈线性降低, 因此, 平均孔隙压力应为常数, 保持不变。

6.4.2.1.3 非均质岩样的表征

然而, 如果岩样不是均质的, 而是以具有相当高的液体传导率的裂缝系统和低传导率的基质孔隙为其特点, 如果岩样的压缩量与上、下流容器的接近, 或更大一些 (小容器), 那么, 在 $\Delta p [t]$ 已

达到零以后，平均孔隙压力仍继续降低，半对数衰减曲线的直线产生变形。在这种情况下，在 Δp [t]相当快地被裂缝系统消耗，而液体继续缓慢地扩散，进入致密岩石的基质。如果容器容量大于基质的孔隙总量，由于液体进入基质，平均孔隙压力降低几乎观察不到。关于非均质岩样测定的更完整详细的讨论参阅Kamath等人^[29]的论述。

6.4.2.1.4 计算

轴向液体流动脉冲衰减测量计算的细节见 E.6.8.5.3。

6.4.2.1.5 优点

该方法的优点包括：

- a) 液体测量时无需进行滑脱校准。
- b) 高压液体渗透率测量比气体更能反映油层特征；
- c) 可用于低渗透率（由大约 $0.01\mu\text{D} \sim 0.1\text{mD}$ ）岩石的测量；
- d) 充满液体中的系统压缩或膨胀所做的功很小，因此，与温度变化有关的功相当小。

6.4.2.1.6 注意事项和应用局限

该方法的注意事项和应用局限如下：

- a) 保持等温条件至关重要。在充满高压液体的系统中，周围环境温度的微小变化都能引起很大的压力变化。
- b) 需要精密的压力传感器和数据采集系统。
- c) 高压脉冲测量低渗透岩样时，系统严格密封非常重要。
- d) 注意防腐蚀性、液体的匹配性、液体充分过滤及系统中气体的排空等常规事项。

6.5 准确度和精度

6.5.1 第一部分

6.5.1.1 概述

渗透率的定量分析和正确结果非常重要。所有的分析方法都会产生与操作者、设备及方法相关的随机性误差，这些都包括在试验的不确定性中。为了区别数据的真实性和由于试验不确定而产生的异常，建议在报告岩心分析数据时，同时提供这些数据测试时的不确定因素。

6.5.1.2 定义

6.5.1.2.1 测量精度（或重复性）

在测量范围内的随机测量中，测量结果重复出现的概率。测量精度由在同一个样品上的重复实验来确定，一般以标准差或相对标准差（也称偏差系数）来表示。

6.5.1.2.2 测量准确度

实验结果与真实值一致性程度的度量。测量值与真实值之间的差别称为误差。操作误差或系统误差可引起实验结果超出可允许的最大误差或公差。

6.5.1.2.3 偏移误差（或系统误差）

在整个测量周期内始终存在，并以同一方式影响所有的测量结果偏差。系统误差通常是由于仪器的偏差，或不合格的标定或操作过程引起的。

6.5.1.2.4 适用范围

除精度和准确度之外，在这里适合采用适用性的概念。渗透率的测试可在高精度和高重复性的条件下进行，这样所得出的结果与真实值非常接近。但是，这些高精度、准确的渗透率值与采样的地层条件下获得的渗透率值差别相当大。这种差别的原因包括：不同的压力条件、岩石—液体的相互作用、孔隙压力的差别，或如果不考虑气体滑脱时的气体组分等。

6.5.1.3 渗透率测定中的误差描述

准确度的概念需要已知岩样的真实值，事实并非如此。我们是用经标准化协会承认的在科学或工业所鉴定好的标准参考样品所取代。这些标准物质定期与常规岩样一起分析，然后通过比较由重复分

析已被鉴定标准值的标准物质计算的平均值而获得准确度。

渗透率测定中，合适的标准物质可以是天然岩心，也可以是可渗透的合成物质。然而，合成物质还不能以预先确定的渗透率准确合成。因此，每个标准物质在鉴定之前，必须经过大量的实验，在此之后，还存在实验室常规处理时标准可能变化的风险。

6.5.1.4 内部标准（行业标准）

为了确定准确度，同时因为生产设备的系统误差或偏差，引入了固有（绝对）渗透率标准的概念。内部标准可以包括渗透率值范围很宽的人造（和/或天然）岩样，这些标准物质已经由不同的操作者在不同的仪器上（认真校准过的）用要求的液体进行了重复性分析。在收集了大量的结果后计算岩样的平均值和标准差。如果与平均值偏差很小，即低标准差，那么就可以把该岩样作为内部标准物质，并且可以用于常规检测仪器的准确度和校准结果的偏差。

现有各种合成的多孔可渗透介质材料，例如，多孔渗水性的陶瓷和玻璃、热熔塑料、玻璃或金属小球。制造商常常按指定的渗透率值提供这些材料，但只能作近似参考值。

6.5.1.5 测试方法上的误差

本文中提出的计算渗透率的所有公式均假设在等温条件下，流体通过均质的各向同性的岩样流动。因此，定义了按实验规定的各个流动方向（即轴向、径向、侧向等）的平均或有效渗透率。除非单独确定每个样品内部的宏观结构，实际上，不可能模拟真实流动特性。因为实际岩石不可能是各向同性的或均质的，因而，这种假设总是与实际的流动状态不符，从而用这一假设计算的渗透率、惯性阻力和滑脱因子与实际不符。

非稳态分析方程需要在压力瞬变过程中随时对非稳定质量流速进行校准。因此，必须单独测量或者联合渗透率测量来确定岩样的孔隙体积。孔隙体积估算的不准确，将引起渗透率误差，特别是当PV与气罐体积差不多大或比气罐体积大时更易引起渗透率误差。当容器体积相对较大时，PV的误差微不足道。

此外，瞬态法假设在整个实验期间渗透率为常数。孔隙压力的变化改变了施加在岩样上的净压力，因此，渗透率相应地也有微小变化。压力降落测量中，这个变化有可能影响惯性阻力(β)的计算。通过限定压力降落的数量和增加围压（使净压力的变化对渗透率影响减小，见图26）就能使这些误差尽可能降低。

由于较大的惯性阻力使达西定律在不适用的条件下可能产生严重的错误结果。这些情况在稳态轴向流气体测定高渗透率岩样或稳态点式测定渗透率约为10mD的样品时非常普遍。用非常小的 β 值可使这些误差降至最小。

由于不合理的样品制备技术，如不彻底的清洗，或对含有饱和盐水的样品在萃取前未除去结晶盐可能产生其他误差；高粘土岩样的不合理干燥，既可能使渗透率增大也可能使渗透率减小；切割或研磨岩样的端面时嵌入的微粒也能降低渗透率；岩心柱塞不平的凸起点也可能在高轴向压力下破碎，因而改变渗透率；不相容或脏的液体引起堵塞，高速流体（特别是液体）也可能引起微粒迁移和堵塞。

进行低围压气测渗透率（未经气体滑脱校准）测试时，正确的结果报告中应包括所用的气体，平均孔隙压力和净压力都需详细说明。然而，如果想用这些未经气体滑脱校准的渗透率值准确预测油藏特性将是非常不合适的，特别是在低渗岩心分析中，气体滑脱校准是必不可少的。

6.5.1.6 设备组件误差

与实验设备有关的主要误差来源是：渗漏、岩样窜流、压力传感器的误差、流量计误差及环境温度的变化。此外，非稳态测试时非等温流体膨胀、容器体积的不准确校准和不充分的数据采集及采集速度也能引起误差。用点式渗透率仪时，准确放置探针位置和密封性也非常重要。

6.5.1.6.1 渗漏和岩样窜流

各种类型的渗透率仪都要经过对管线、装配、阀门、传感器、流量计和岩心夹持器的渗漏试验。

岩心柱塞与岩样夹持器的橡胶套筒之间的液体窜流，或岩样与点渗透率仪的探针密封垫之间的窜流也会产生渗漏。由渗漏引起的误差量，一般随渗透率降低而增加。例如，测量渗透率为 3D 的样品时，小的渗漏几乎不影响计算渗透率，相反，同样的渗漏速度对于渗透率为 0.001mD 的岩样来说则是很严重的。

气测渗透率时，对于较大的渗漏处可以用皂液水试漏来确定渗漏位置。通过压力检测可以很容易地确定微小渗漏的位置。对系统的各个位置可以用通过气体加压并观察系统压力传感器读数的变化来确定渗漏位置。有时需要在岩样夹持器中装一个实心钢柱，把仪器的上流和下流隔开进行检测。有些仪器装有自动测漏程序。

增加围压（和/或降低胶皮筒的硬度）也能消除岩样的窜流。

6.5.1.6.2 压力传感器误差

压力传感器的精确度一般定义为，在全量程范围内，实际压力与输出压力偏差的和的平方根 (RSS) 与全量程 (FS) 读数的比值，用百分数表示。常见压力传感器的 RSS 精度为 0.5% 或更高。大多数压力传感器至少提供两个调节器：调零调节器和挡位调节器。调零调节器指的是施加压力为零时电信号输出为零。挡位调节器指的是将电信号转换为输出压力并改变传感器的放大系数或倍增系数。有些传感器还装有一个或几个内线性调节器。压力传感器也受温度变化的影响。因此带有温度校准的压力传感器，其价格往往与温度校准的质量成正比。

用户应考虑“全量程精确度”的重要性。例如，0.5% 精度的传感器，在全量程的 10% 内应用，在其压力读数内就可能有 5% 的误差，但仍然在指定的范围内。根据 RSS 的定义，在某点的误差会大于 RSS 全量程的百分数。

如在 6.6.1 中提出的，能够多次数学归零校准和非线性拟合的适当校准技术使得传感器的可重复性使用是其最重要的特性之一。现有的精密传感器的精度为量程的 0.01% 或 0.02%。为了尽可能降低滞后影响，使用之前，传感器都要进行校准。例如，在压力降落测定中，首先对传感器的全量程压力进行校准然后进行逐步降低压力校准。

非稳态法对压力测量有特殊要求，需要计算压力一时间导数。因此，噪声或电压波动必须最小，读数必须不会被有位数少的模拟数字电压转换器 (ADC) 截去采集位数。首先用低噪声输出和屏蔽电缆的高质量传感器可使噪声降至最低。一种类似低通量滤波器可以与数字滤波器配合使用，也可采用相当快的 ADC（每秒 1000 次转换）进行大量的数据采集，然后平均，或一个低速累加且能自动平均计算的 ADC（每秒 60 次转换）。建议在非稳态测量中，使用最低为 15 位的 ADC（全量程的 0.031%）使舍位误差降至最低。

现有的高质量记时卡，其精确度在百万分之几的范围。在操作过程中不给命令而在读 ADC 前后立即查询记时卡是必要的，因此，为了计算压力一时间导数，压力间隔应准确地与时间间隔对应。另外，压力间隔必须足够大，以致测量中的噪声不会影响导数计算的准确性。对个别系统，通过试凑法可以确定最佳间隔。

压力降落数据的压力一时间导数与几何平均压力的非平滑图表明较大的噪声或过多地截掉时间或压力数据的位数。增大压力（和/或时间）间隔，增加 ADC 的变化（位数），或者通过改进传感器的质量，一般就可以消除这一问题。汇编语言中应写上最大速度的采样程序。

6.5.1.6.3 流量计误差

稳态法取决于确定流速的准确度。在读出时间的同时，直接读出体积的设备的精度高于 1%。间接读出体积的设备（校准的小孔、质量流量计和控制器）通常可以调节到高于 1% 的精度，但准确度则完全依赖于校准。若要满足整个渗透率范围，需要几种流量计。每一种流量计只能在其测定范围内应用，详细内容见 6.6 中有关质量流量计的校准。

6.5.1.6.4 环境温度的变化

温度的变化既影响体积，也影响液体的粘度。渗透率测定期间温度应保持不变。仪器既不要放在

热风口也不要放在冷气风口附近，更不要放在太阳直射能引起温度较大变化的窗口附近。非稳态仪器中，液体容器内的温度变化速度必须满足以下条件，即容器内液体温度的变化而引起的容器内流体压力的变化要小于液体从容器流出而引起的压力降低。

野外所用的点式渗透率测定中，温度变化将影响液体的粘度、流动速度和测试压力。

6.5.2 第二部分

6.5.2.1 报告中的误差描述

岩心分析报告中与误差有关的测量数据的描述基于以下两种方式：a) 用于计算的测量值和一个与误差界限有关的作为以下计算的平均值；b) 实验室可以根据内部标准重复测量的、具有一定精度的测量值。

6.5.2.1.1 计算的误差界限

假定在一个岩样上进行大量的重复测量（一般多于 100 次）。如果测量只服从随机变量，一般认为数据服从正态或高斯分布，其平均值 \bar{X} 为：

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

标准偏差 s ：

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1}}$$

式中 $(X_i - \bar{X})$ 是单次测量与平均值的偏差， n 是总测量次数。结果用 $\bar{X} \pm s$ 表示。标准偏差是数据分散程度的度量。正态分布时，大约 68.3% 的值落在平均值加减一个标准差区间内。变化系数 CV 是以百分率表示的相对标准偏差：

$$CV = 100 (s/\bar{X})$$

往往测量过程中的记录数据是有限的。也就是说：我们所用的是少数样品的统计数据，应该将这些数据进行 T 分布分析，因此定义关于平均值的置信区间往往比引用偏差更恰当。置信区间是界限的估计，在此界限内，真实值以一定的概率出现。因此，建议报告岩心分析结果时引用下式：

$$\bar{X} \pm t (s/\sqrt{n-1})$$

即置信区间。在多数统计学教科书或 Fisher 和 Yates^[31]等人的统计表中可以查到 t 值。这些值以“自由度” $n-1$ 、“置信度”或概率的形式给出。常用置信度为 95%（依据标准偏差，调节少量的重复测量）。

以下的实例说明了这些概念。用一个样品进行了三次测量，计算的渗透率分别为 3.35mD、3.18mD 和 3.42mD。由这三个数据计算的平均值和标准偏差为：

$$\bar{X} = 3.32 \text{mD}$$

$$s = 0.12 \text{mD}$$

自由度 t 值为 2 ($t = n-1$ ，其中 $n=3$)，95% 的置信度为 4.303。因此，置信度区间为：

$$3.32 \pm 4.303 (0.12/\sqrt{3-1}) = 3.32 \pm 0.37 \text{mD}$$

换句话说，真实值落在 2.95mD~3.69mD 区间内的频率为 95%，表明测量无偏差。

通过气测渗透率与平均孔隙压力值的倒数进行线性回归计算出来的 Klinkenberg 渗透率，其线性回归系数 r 也应该与渗透率值一起在报告中出现。如果仍然要求 95% 的置信度，对于 4 点回归线， r 必须大于或等于 0.95，对于三点回归线， r 至少为 0.997。若得出的 r 值低于上述的值，应检查岩心是否存在裂缝、溶洞或其他不规则的情况，如果存在，则应在数据表中说明。而且，在较高的平均孔隙压力下，应检查测量是否存在不可忽略的惯性阻力的可能性。

6.5.2.1.2 实验室报告的误差界限

常规岩心分析中，在一段时间内将积累大量的内部标准确定的柱塞样。实验室根据不同的渗透率

范围，根据标准测量获得的具有准确度和精度的数据表是正确有效的。

Thomas 和 Pugh^[32]提出了渗透率测量中能获得准确度的概念。采用世界各地试验室根据标准柱塞进行的常规稳态测量，他们印证了有 99% 的可能性（置信度）的数学推导的置信度区间，由此计算的其他置信度见表 21。

表 21 不同概率下的置信区间

k_g 范围 mD	63.8% (等于 平均 CV)	95%	99%
0.01~0.1	± 8%	± 16%	± 21%
0.1~1.0	8	16	21
1~50	5	10	13
50~1000	3	6	8

表中数据可作如下解释：如真实渗透率为 10mD 的某个岩心，其渗透率处于表中 1~50 的范围。因此，如果全世界范围内的实验室用这个样品测量 1000 次，那么，大约有 683 个（总数的 68.3%）测试数据会落在 9.5mD~10.5mD（真实值的 ±5%）的范围内。同样，预计 950 个样的渗透率值在 9.0mD~11.0mD 范围内，990 个测试数据落在 8.7mD~11.3mD（有 10 个测量值处于该范围以外）的范围内。

6.5.2.1.3 有效位数

报告中给出的位数应把测量值与误差一起考虑。例如， $4.2357\text{mD} \pm 0.0327\text{mD}$ 的渗透率，应报告为 $4.24\text{mD} \pm 0.03\text{mD}$ ；即认为误差发生在整数后的十位数上。根据上表，或许只有两个有效位是合理的（即 4.2mD），除非个别实验室得出的结论明显好于上表的结果。

6.6 仪器的校准

6.6.1 压力传感器的校准

本节内容适用于标准压力传感器，当标准压力传感器处于周围大气压时，读数应为零；也适用于绝对压力传感器，假如在高度真空环境时绝对压力传感器压力读数为零（绝对压力）。任何压力传感器必须预先校准。即使传感器在工厂时已在规定的精度内进行了校准，在其流动系统配置中，还应用系统的模拟—数字转换器（ADC）重新校准。用一高质量的基本标准，如净重测试仪或精确的压力计和高差计，或用一个对主要标准可溯源的次级标准压力传感器（最好准确到全量程的 0.01%~0.02%）都可完成这一校准。校准过程需要已知压力，记录电压读数或 ADC 输出结果。并在整个校准范围内以几乎相等的间隔（包括零压力）重复几次该测量过程。要求最少校准 21 个点（间隔为全量程的 5%）。

6.6.1.1 计算

这些数据（对于全量程 0.1%~0.5% 的数据如果是合理的直线）可用最小二乘法拟合出多项式。选择多项式阶数的一个好的经验是：校准采取的数据点数至少是由多项式拟合计算的系数的两倍。一个四阶多项式选择 21 点或者更多就比较好。

一般来说，通过调节传感器的调零电位计从而使压力为零时传感器输出电压正好是零几乎是不可能的。而且，有些 ADC 的读数只能是正电压（若为负电压，则输出结果为零）。对于这些 ADC，传感器的零补偿必须为足够大的正值使得零偏移绝不会产生负的零压力电压。用校准数据拟合的四阶多项式形式如下：

$$p = a_0 + a_1 v + a_2 v^2 + a_3 v^3 + a_4 v^4 \quad \dots \quad (62)$$

式中 p 是实际压力（由标准确定的）， v 是每个数据点的传感器电压读数。如果零压力电压为负值，那么，由最小二乘法拟合的 a_0 将是负值。

在零压力时，零点的校准非常关键。例如，假定随时间和温度的变化，校准时出现了零压力电压偏移全量程的 0.5%，该零点偏移值虽然看起来不太严重，但是这也表示在压力读数为全量程的 10% 时，有 5% 的误差，或压力读数为全量程的 2% 时，有 25% 的误差。

为了避免这个问题，操作软件应该保证为所有的传感器提供“数字调零”功能。除非式(62)中校准的 a_0 恒等于零，不能通过在所有测试中的电压读数中简单地减去零压力时的电压来校准零偏移，再把这些电压差值代入式(62)中。而应该首先将式(62)变形为：

$$p = A_0 + A_1(v - v_0) + A_2(v - v_0)^2 + A_3(v - v_0)^3 + A_4(v - v_0)^4 \quad \dots \dots \dots (63)$$

为了完成这一变形，必须找到校准当时的“最好拟合”的零压力电压 v_0 。该值由所有的校准点数据计算，而非零压力时的电压读数首先由下式计算初始估计值：

$$v_0 = -a_0/a_1 \quad \dots \dots \dots (64)$$

将该值代入式(62)，计算与电压值相符合的“最好拟合”压力(p_0)。如果 v_0 值正确，那末 p_0 就刚好等于零。用下式得到新的估计值：

$$v_0 [\text{new}] = v_0 [\text{old}] - p_0/a_1 \quad \dots \dots \dots (65)$$

把新的零压力电压代入式(62)，计算新的 p_0 值。然后，在将 v_0 和 p_0 的值代入式(65)中得出精确的 v_0 值。继续这个过程，直到 $p_0 \leq 1 \times 10^{-10}$ psig。

接着，将上述确定的最终 v_0 值代入式(63)，通过最小二乘法拟合原始校准数据，确定 A_0, \dots, A_4 的系数。除了式(63)通过插入目前的 v_0 值，消去零偏移之外，通过式(62)和式(63)得到相同的校准值。

对于一个特定的传感器，必须在传感器的操作程序的适当文件中装入 A_0, \dots, A_4 的系数。当前的 v_0 值必须由特定仪器的操作程序预先确定。通过对传感器加压到仪器常用的最大压力可以测得当前 v_0 值。然后传感器放空到大气压，并稳定（一般 30s）后读出 v_0 并储存，以备以后用于式(63)的计算。

与线性最小二乘法拟合相比，通过一个四阶多项式拟合使平均绝对偏差降低了 4~20 倍。式(63)还消除了零偏移。与未校准零偏差的校准相比，明显得到了全面改进（特别是在低压）。式(63)中的系数 A_0 ，理论上应该等于零。一般小于 1×10^{-8} ，它的计算和报告只是为了确保式(62)成功地向式(63)变形。为了由 ADC 输出计算压力，应该由式(63)中消去 A_0 。

6.6.2 质量流量计的校准

气体质量流量计反映的是质量流速，而不是体积流速。某些标准温度和压力条件（一般为环境温度和大气压）下气体通过质量流量计流动时的体积流速，由一些单独的设备（如低流速时，与质量流量计串连的皂泡流量计）测量。换句话说，也可以使用在精确内腔体积中有水银密封的浮动活塞的驱动设备。常常由质量流量计的电压（或换算读数）对该体积流速校准，因此，提出了一个可由测得的电压计算体积流速的公式。这不是一个正确的作法，不必要地限制了校准！该体积流速的校准只有在质量流量计是在精确地校准的温度和压力条件下使用才是有效的。无论温度还是压力的变化都会引起校准误差，简单地改变程序就能避免这个问题。

因为质量流量计的输出与气体的质量流速成正比，因此，校准时通过皂泡流量计的体积流速必须乘以标准流量计中的绝对压力（不是质量流量计中的压力）。该绝对压力一般为当时的大气压，可由高质量的水银气压计读出。该压力必须转换为与渗透率计算的单位相同的单位（即 psia, Pa, 或 atm）。此外，体积流速必须被标准流量计中的绝对温度除以 $(459.67 + ^\circ\text{F})$ ，或 $(273.15 + ^\circ\text{C})$ ，并被标准流量计中的温度和压力计算的气体偏差因子 z 除。我们将以“质量流动因子” y_{mf} 定义该处理的结果：

$$y_{mf} = \frac{qP_{\text{cal}}}{z_{\text{cal}} T_{\text{cal}}} \quad \dots \dots \dots (66)$$

上式的下标，cal 指的是效正时测量的体积流速对应的绝对压力和温度。

该方法的优点是校准过程不受操作时的压力和温度的限制。除了小仪器偏移外，质量流量计可在

任意指定的压力和温度下操作。例如，常常允许流量计在上流条件下使用。上流操作的优点是：a) 不会因为岩心柱塞中的砂粒或微粒进入流量计而降低其准确性；b) 在质量流量计与岩心柱塞间无流动阻力，可以很快达到稳定状态。

由于仪器偏移，为了取得最好的精度，应在几个不同的压力和温度下校准质量流量计。切记，即使报告的是针对质量流量计的条件，皂泡流量计（或其他体积流量计）的压力和温度也用于计算质量流动因子。一般来说，温度和压力变化的影响很小，而且可以容易插值校准。

6.6.2.1 计算

为了拟合校准数据，应采用与压力传感器描述中使用的相同过程，建立一个能校准零偏移的校准方程。在式（62）、式（63）和式（64）中， p 和 p_0 分别由 y_{mf} 和 y_{mfo} 代替。如果每个压力只校准 6~8 个流速，那末，应该用二阶多项式代替四阶多项式。四阶多项式至少要 11 个相等间隔的点。无论用的是哪种多项式，都应在整个范围内计算 50~100 个点认真进行检验，以保证最终的方程在校准点之间不会产生出乎意料的结果。

通过关闭质量流量计上流和下流两端的阀门，并且保证绝对无流量通过流量计来确定零质量流速的电压（或仪器的读数）。稳定 30s 后，记录由 ADC 输出的 v_0 ，并从流动方程式（63）中减去。

计算气体渗透率时用了质量流动因子，如下式：

$$k_g = \frac{1.3969 \mu z_m y_{mf} T}{G_f (P_1 - P_2) (P_1 + P_2)} \quad \dots \dots \dots \quad (67)$$

式中：

k_g ——非滑脱校准的气体渗透率，mD；

μ ——气体粘度，cP；

z_m ——在平均孔隙压力和目前温度下计算的气体定律偏差因子；

y_{mf} ——质量流动因子，(cm³/s) (psia/°R) 或 (cm³/s) (psia/°K)；

T ——测定时的绝对温度；单位与 T_{cal} ，°R 或 °K 的相同；

G_f ——对于特定流动形态的无因次几何因子，cm；

P_1 ——绝对上流压力，MPa；

P_2 ——绝对下流压力，MPa。

换句话说，计算渗透率时，用 $y_{mf} T$ 取代 $q_r P_r / z_r$ 。如果式（67）用的不是上面的单位，而是其他单位，那么，由 $2C_2/C_1$ 取代 1.3969（见表 15）。

6.6.3 参考体体积校准

非稳态气体渗透率包括气罐体积和必须准确校准的死体积。一个方便的方法是与波义尔定律配合应用气体膨胀，使用 7 个~8 个圆柱状钢柱塞，每个柱塞内有一体精确测量的贯穿整个长度的轴向小孔。每个小孔的长度和直径至少应准确到 0.254mm。这些柱塞与样品夹持器内必须紧密结合，并由夹持器的橡胶套筒严格密封。小孔的体积范围由接近 0 到大约要校准的气罐的体积。柱塞与柱塞之间的小孔体积的变化应该大致相等。体积校准前，对压力传感器必须认真校准，在零压力时读数必须为零。体积校准期间的环境温度变化应该最小。

6.6.3.1 计算

因为每种系统的结构稍有不同，这里将只说明波义尔定律校准的原理。波义尔定律规定，系统每部分中的气体总质量在膨胀前后相等；即无气体进入系统，也无气体由系统中释放。等温条件下，数组 (VP/z) 与 V 体积的气体质量成正比，数组中的 P 为绝对压力， z 是 V 体积中所含气体在一定温度和压力下的气体偏差因子。

参考图 43，假定几个钢柱柱塞之一装入了样品夹持器，并由橡胶套筒密封。那么，包括分离球阀内腔体积的气罐体积 V_0 ；上流死体积 V_1 ，其中包括传感器内的体积及柱塞上端的体积；钢柱塞中已知小孔的体积 V_H ，以及下流死体积 V_2 ，均充入氦气或氮气到压力 p_1 （表压）。为了最准确的测量。

应由系统排出空气。重复充气—放气循环，系统应反复三次充气。然后关闭分离阀， V_0 释放到大气压，此后关闭放气阀。压力平衡后，读出并记录最终压力 p_1 。

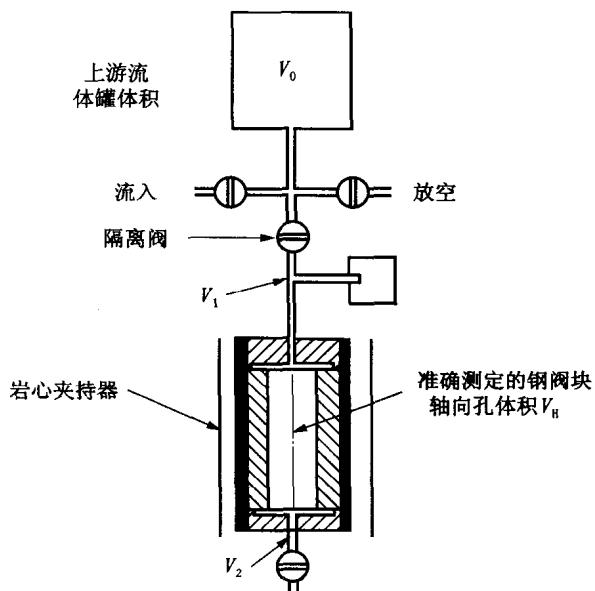


图 43 非稳态渗透率测定仪的体积校准示意图

当分离阀打开时，膨胀气体由系统的低位进入 V_0 。压力达到平衡后，读出并记录系统所有部分的最终压力 p_1 。剩下的钢柱塞逐次放在样品夹持器中，并重复上述过程。必须由相当精度的水银气压计读出大气压 P_a 。

把膨胀前系统每部分的气体体积代入以下方程的左边，膨胀后的气体体积代入方程的右边：

$$(V_1 + V_2 + V_{H_i}) \left(\frac{p_1 + P_a}{z_1} \right) + V_0 \left(\frac{P_a}{z_a} \right) = (V_1 + V_2 + V_{H_i} + V_0) \left(\frac{p_2 + P_a}{z_2} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (68)$$

每个钢柱塞得出一个类似的方程。重排这些方程，得：

$$V_{H_i} = V_0 \left[\frac{\frac{p_2 + P_a - P_a}{z_2} - \frac{P_a}{z_a}}{\frac{p_1 + P_a - p_2 + P_a}{z_1} - \frac{p_2 + P_a}{z_2}} \right] - (V_1 + V_2) \quad \dots \dots \dots \quad (69)$$

由线性回归的斜率和截距分别得出 V_0 和 $-(V_1 + V_2)$ ，式中 V_H 是 y 的变量，方括号内的参数是每个柱塞的 x 的变量。

在岩心夹持器中插入一个实心钢柱塞，可得出上流死体积 V_1 。由该体积膨胀的气体进入已知体积 V_0 。写出与式 (68) 类似的方程，解出 V_1 。当分离阀关闭时，瞬态渗透率测量的气罐体积 V_T 等于 V_1 ，或当分离阀打开时，气罐体积 V_T 等于 $(V_0 + V_1)$ 。

6.7 参考文献

参见附录 NA. 6。

6.8 附录

A.6.8.1 应用达西定律推导公式用于估算最大压差 Δp

与粘滞流动阻力相比，惯性流动阻力可以忽略不计时，斯托克斯 (stokes) 流动条件可以满足，才能合理地应用达西方程。该附录的目的是给出用于轴向流渗透率测量时，估算最大可允许 Δp 的方

程。如果不超过这个最大值，大多数情况下都能很好地应用达西方程。首先对气体的流动方程进行推导，接着推导液体的流动方程。

A.6.8.1.1 气体

气体稳态流的 Forchheimer 微分方程即式（47）（见 6.2.1.2）经过气体滑脱校准后，对长度积分得：

$$\frac{C_1 \Delta p}{L} = \frac{C_2 \mu P_r q_r z_m}{A k_\infty z_r (P_m + f_{Fo} b)} + \frac{C_3 \beta M P_r^2 q_r^2 z_m (P_m + b)}{A^2 R T z_r^2 P_m (P_m + f_{Fo} b)} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{A.1})$$

当上式右边第二项相对于第一项非常小时， f_{Fo} 实际上等于 1.0。如果我们将所有的气体偏差因子假设为 1.0（对于低压情况，这是一个合理的假设），为了计算 q_r ，将大气平均压力 P_m 设为参考压力 P_r ，那么式（A.1）简化为：

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{C_2 \mu v_m}{C_1 k_\infty \left(1 + \frac{b}{P_m}\right)} + \frac{C_3 \beta M P_m v_m^2}{C_1 R T} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{A.2})$$

式中 v_m 为达西速度， $v_m = q_m / A$ 。式（A.2）还可写成：

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{C_2 \mu v_m}{C_1 k_\infty \left(1 + \frac{b}{P_m}\right)} \left[1 + \frac{C_3 k_g \beta M P_m v_m}{C_2 \mu R T} \right] \quad \dots \dots \dots \quad (\text{A.3})$$

根据式（51），用方括号内第二项的分子 k_g 代替数组 k_∞ 。 $(1 + b/P_m)$ 。括号内的整个第二项为无因次项，可以看作是“通过孔隙介质流动的雷诺数（Reynolds）”。Ruth 和 Ma^[33] 提议把这个数称为“Forchheimer 数”。

$$N_{Fo}^* = \left(\frac{C_3}{C_2}\right) (k_g \beta \phi) \left(\frac{M P_m}{R T}\right) \left(\frac{v_m}{\phi \mu}\right) \quad \dots \dots \dots \quad (\text{A.4})$$

式（A.4）右边的系数被归类于不同的 Forchheimer 数数组，Forchheimer 数为惯性流动阻力与粘滞阻力的比值。第一个系数包括使量纲一致的常数（见表 15）。第二个系数是特性长度，类似于液体通过管线流动的雷诺数中的管线直径。下一个系数可认为是平均孔隙压力下的气体密度。最后一个系数包括流体速度除以其粘度。用达西速度除以岩石孔隙度可求得流体速度。这样，其速度取决于流动的平均实际面积，而非表面积。该速度与气体密度的乘积就是气体通过柱塞的质量流量。特性长度中的孔隙度，与最后一个系数中的孔隙度相约。

管线流动时，雷诺数的变化很小的范围，层流就突然转变为湍流，通过孔隙介质的流动却不同，惯性阻力随着 Forchheimer 数的增加，平缓地增大。在管线层流时，流体实质上是无加速度的平行流线式流动。到达某个临界速度后，流动突然变得不稳定，方向也不断改变，因此就受到多次加速度的作用。相反，任何速度下，孔隙介质中的流动都是曲折的，经历了多次的加速运动，加速度随着质量流量的增加大幅度地平稳增大。而且，孔隙介质可以假定为一系列等小毛细管束。因此，观察不到压力梯度剧增时层流突然转变为湍流的现象。

当 Forchheimer 数为零时，所有的流动阻力来自粘滞剪切力，这时达西定律完全适用。当 Forchheimer 数等于 1 时，总流动阻力的一半来自粘滞剪切。如果 Forchheimer 数为 9，只有 1/10 的总流动阻力来自粘滞剪切，其余 90% 来自惯性阻力。

式（A.4）中的星号用来区分式（B.5）定义的 Forchheimer 数，式（B.5）中用 k_∞ 取代 k_g ，用于式（B.6）、式（B.7）是合理的，但在以下的计算中要用到 N_{Fo}^* 。

如果一个岩心柱塞存在压差 Δp ，能够使得 N_{Fo}^* 等于 0.005 [即式（A.3）的方括号内的值等于 1.005]，那么，达西方程 [或相当于式（A.3）的方括号内的值等于 1.0] 计算的 k_∞ 将比真实值低

0.5%。为了找到该压差 Δp , 首先把式 (A.3) 中的 N_{Fo}^* 设置为 0.005, 然后解出 v_m :

$$v_m = \frac{C_1 k_\infty \left(1 + \frac{b}{P_m}\right) \Delta p}{C_2 \mu L (1.005)} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{A.5})$$

把该值和选择的 N_{Fo}^* 值代入式 (A.4), 注意 $P_m = P_2 + \frac{1}{2} \Delta p$ 。

$$\Delta p_{\max} = (P_2 + b) \left(1 + \sqrt{\frac{2C_2^2 R T \mu^2 L (0.005) (1.005)}{C_1 C_3 M k_\infty k_g \beta (P_2 + b)^2}} - 1\right) \quad \dots \dots \quad (\text{A.6})$$

接下来的任务是找出合适的 β 值 (考虑到 β 与 k_∞ 作图时的数值范围较大)。采取稍微保守的方法: 将画在图 20 中的上虚线的 β 值除以 10。这使得曲线位于中心实线之上, 由于 k_∞ 的值较低, 两曲线相差约 3 倍, 并且渗透率最高时该曲线逐渐降到中心实线之下。因此, 大多数岩心柱塞的实际 β 值, 预计有时比选择的值低, 而且采用达西方程 [假设在测量渗透率时, 由式 (A.6) 计算的 Δp_{\max} 未超值] 计算渗透率时产生的误差会小于 0.5%。换句话说, 如果柱塞的实际 β 值出现在上方的虚线上时, 使用相同的 Δp_{\max} 就会使计算的渗透率低 0.5%。如果柱塞的实际 β 值为上方虚线所示值的 2 倍, 误差将达到 10%, 等等诸如此类。 Δp_{\max} 的值不能直接计算。式 (A.6) 中还包括 b , k_g 和 k_∞ 。为了制备表 18, 从 Jones^[16] 用氮气测量岩心柱塞的大量数据而提出的关系中求取 b 值。

$$b_{\text{He}} = 16.4 k_\infty^{-0.382} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{A.7})$$

式中 b_{He} 是氦气的 Klinkenberg 气体滑脱因子, MPa, k_∞ 是滑脱校准的渗透率, mD。为计算 b_{air} , 用式 (61) 提出的方法, 式 (A.7) 中的常数 16.4 改成 5.71。由表 15 可以查到规定单位下的 C_1 , C_2 , C_3 以及 R 的值。

需要的 k_{air} 由下式计算:

$$k_{\text{air}} = k_\infty \left[1 + \frac{b_{\text{air}}}{P_2 + \frac{1}{2} \Delta p_{\max}} \right] \quad \dots \dots \dots \quad (\text{A.8})$$

因为 Δp_{\max} 未知, 式 (A.6) 中用 k_∞ 作为 k_g 的初始估计值, 解出 Δp_{\max} 。把该值代入到式 (A.8) 中, 解出 k_{air} 。现在, 将 k_{air} 代入式 (A.6) 中, 继续迭代, 直到 Δp_{\max} 不再变化。一般迭代 4~10 次即可。

室温条件下, 下流压力分别为 0.10134 MPa, 0.34 MPa, 0.689 MPa 和 1.38 MPa (14.7 psia, 50 psia, 100 psia 和 200 psia) 时的计算结果如表 18 所示。 $\Delta p/L$ 表示“每单位长度岩心柱上的压力”。虽然这些比值与长度的关系较小, 并且是用 5.08 cm 长的柱塞计算的, 但柱塞长度在 2.54 cm~7.62 cm 范围内变化时, 精度满足要求。从下流压力为 0.10134 MPa (14.7 psia) 时的最大渗透率开始, 正如所预料的, 最大可允许的压降随渗透率降低而增加。然而, 渗透率低于 0.3 mD 时, $\Delta p_{\max}/L$ 随渗透率降低而降低。该出乎预料的结果是由于气体滑脱引起的。渗透率最低时, 滑脱最大, 产生的气体流速高于无滑脱时的气体流速。在回压较高时, 平均孔隙压力增加, 气体流速降低。

渗透率较高时, $\Delta p_{\max}/L$ 值随回压增加而降低。这主要是由于在给定的速度下, 增大了气体密度, 质量流量也随之增大, 因此增加了惯性阻力。

A.6.8.1.2 液体

液体几乎是不可压缩的, 且不受滑脱影响。因此, 推导保持层流条件的最大压降比气体简单。Forchheimer 数的值仍取为 0.005, 而且 β 与渗透率的关系与气体的相同, 则液体方程如下:

$$\frac{\Delta p_{\max} \rho_L}{L \mu_i^2} = \frac{1.211 E 12}{\beta k_L^2} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{A.9})$$

式中:

Δp_{\max} ——层流的最大压降, MPa (psi);

L ——岩心柱塞长度, cm;

μ_L ——液体粘度, cP;

ρ_L ——液体密度, g/cm³;

β ——惯性阻力系数, cm⁻¹;

k_L ——柱塞的液体渗透率, mD。

给定 β 值和 k_L , 式 (A.9) 左边适用于任意长度的岩心。结果绘于图 44 中。用一个实例说明该图的用途: 假设在压降为 0.247MPa (35.8psi), 流体粘度为 1.53cP, 密度为 0.816 g/cm³ 的条件下, 我们确定 6.45cm 长的岩心柱塞的渗透率。用达西定律计算的渗透率为 99.8mD。这就提出了这样的疑问: 此时达西定律的运用是否合理?

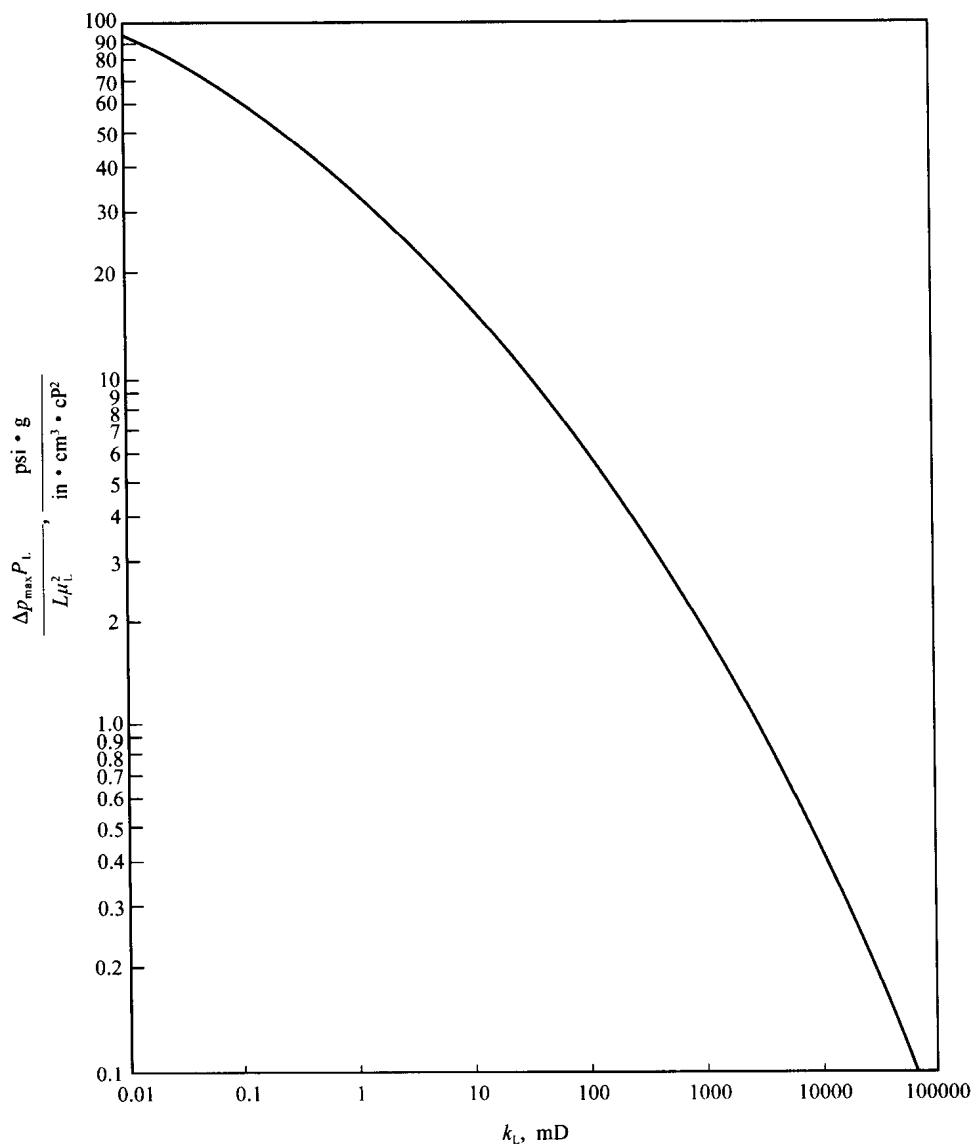


图 44 确定测量液体轴向流可允许的最大 Δp 图

由图 44 中, 渗透率为 99.8mD 得出的值约为 6.36 (纵坐标), 即等于式 (A.9) 左边的值:

$$\frac{\Delta p_{\max} \rho_L}{L \mu_L^2} = 6.36$$

因此：

$$\Delta p_{\max} = \frac{6.36 \times 2.50 \times 1.53^2}{0.816} = 0.3144 \text{ (MPa)}$$

因为实际测量使用的 Δp 为 0.247MPa (35.8psi)，该值小于所允许的最大值，我们得出结论：达西方程多半可得出有效的结果。

B.6.8.2 气体轴向流压力降落法测量渗透率

Jones^[21]提出的用压力降落法求取轴向流动方程的方法，从校准了气体滑脱的等温轴向流的稳态 Forchheimer 方程入手。通过式 (47) (见 6.2.1.2) 积分得出：

$$\frac{(P_1 - P_2)}{P_r q_r z_m} = A_1 + A_2 \frac{P_r q_r (P_m + b)}{z_r P_m} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 1})$$

$$A_1 = \frac{C_2 \mu L}{C_1 A k_\infty} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 2})$$

$$A_2 = \frac{C_3 \beta M L}{C_1 A^2 R T} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 3})$$

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 4})$$

$$N_{Fo} = \frac{q_r P_r A_2}{z_r A_1} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 5})$$

$$E = \frac{b N_{Fo}}{1 + N_{Fo}} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 6})$$

及

$$f_{Fo} = \frac{\left(1 - \frac{E}{P_1 - P_2} \ln \left[\frac{P_1 + E}{P_2 + E} \right] \right) \left(\frac{P_1 + P_2 + 2E}{P_1 + P_2} \right) + N_{Fo}}{(1 + N_{Fo})} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 7})$$

Forchheimers 常数 N_{Fo} [式 (B. 5)] 即惯性阻力与粘滞阻力的无因次比值，是“通过介质流动的雷诺数”。更完整的讨论参见 A.6.8.1.1，“Forchheimers 作用系数” f_{Fo} [式 (B. 7)]，是一个无因次数，其最大值为 1 (在 b 或 N_{Fo} 为零时)，实际情况下，其最小值约为 0.95。

气体进入岩样时的瞬时流速，由全部相连的容器和岩心上端面以上的管汇体积 V_T 及压力一时间微分来确定：

$$q_{1,t} = \frac{V_T f_{z,t}}{P_{1,t}} \left(-\frac{dP_{1,t}}{dt} \right) = V_T f_{z,t} \left(-\frac{d \ln [P_{1,t}]}{dt} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 8})$$

$$f_{z,t} = 1 - \frac{P_{1,t}}{z_{1,t}} \left(\frac{dZ_{1,t}}{dP_{1,t}} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 9})$$

式 (B. 8)、式 (B. 9) 是对非理想气体的校准。式 (B. 8)、式 (B. 9) 中的下标 1 指的是岩心上端的初始条件。因为所有的流动速度、压力 (除大气压外) 和气体偏差因子都与该位置有关，以下的式子将略去这个下标。下标 t 指的是时间，而不是位置。

一般来说，测量表压比式 (B. 8) 要求的绝对压力更有用。因为岩样直接与大气压连通，表压就等于任意时刻作用在岩样的 Δp 。如果我们将式 (B. 8) 同时乘以和除以 p ，使 $dp = dP$ ，就得到：

$$q = \frac{-pV_T f_z}{pP} \left(\frac{dp}{dt} \right) = \frac{-pV_T f_z}{P} \left(\frac{d \ln p}{dt} \right) \quad (\text{B. 10})$$

现在可以定义瞬态流速函数 y :

$$y = -V_T \left(\frac{d \ln p}{dt} \right) = \frac{qP}{f_z p} \quad (\text{B. 11})$$

由任一对相邻的压力一时间点, 式 (B. 11) 的导数精确地近似于:

$$y_n = \frac{V_t \ln \left[\frac{p_{n-1}}{p_n} \right]}{t_n - t_{n-1}} \quad (\text{B. 12})$$

在区间压力的中点, 即两个压力的几何平均值, 该近似值与 $\ln [p]$ 与时间曲线 (图 45) 的斜率 (导数) 值最接近:

$$p_{g_n} = \sqrt{p_{n-1} p_n} \quad (\text{B. 13})$$

这样, 当上流瞬时压力为 p_{g_n} 时, 可以马上计算 y_n 。这是样品的平均孔隙压力为

$$p_{m_n} = \frac{1}{2} p_{g_n} + p_a \quad (\text{B. 14})$$

现在, 除了一种复杂情况外, 任何一组由压力降落法获得的 y_n , p_{g_n} , p_{m_n} 和 f_{z_n} 值都可用于计算式 (B. 1) 中的流动变量。稳态流时, 岩样中任一点的压力不随时间变化, 在整个岩样长度上的质量流速为常数。复杂性在于对非稳态流来说实际情况并非如此。

无论何时, 当在岩样中某点的压力随时间降低时, 气体密度都会按比例降低, 从而造成了气体质量的减少。因为在压力降落期间, 除了出口端总是保持为大气压之外, 上流压力连续降低导致整个岩样长度上的压力也降低。岩样中剩余气体质量的比例下降的同时气体的质量流速相应增加。因此, 瞬时压力下降期间, 任一给定时间段内, 流出样品的气体质量流速大于进入样品的质量流速。如果气罐的体积 V_T 大于岩样的孔隙体积 V_p , 那么质量流速相对增加量就很小。如果 V_p 与 V_T 相差不多, 质量流速的增加就比较明显。当无限大气罐产生稳态流时, 质量流速不增加。反之, 当气罐体积为零时, 由岩样排出的所有气体都来自岩样本身。

由于在任何一个瞬时压力下, 整个岩心长度上通过任何一段距离的质量流量都不是常数, 因而, 我们不能直接用稳态方法求解。然而, 正确的解可通过迭代法求出, 即: 通过将迭代连续性方程从流动性方程中分离。但是, 在误差允许的范围内, 什么情况下两个方程能同时满足: 由流动方程的稳态解得到气体密度对时间求一阶偏导数, 将其代入连续方程, 由此方程推导出在不同的压力、滑脱因子及孔隙体积与容器体积比等条件下质量流量随着长度的变化规律。把经过校准的非恒定的质量流量代入到流动方程的微分形式, 然后将流动微分方程重新对长度积分。重复这一过程, 直到产生的变化可以忽略为止。对所有的实际情况, 4 次迭代就可以满足要求。考虑到任意时刻质量流量的加权平均值的增加, 可把校准后的流动速度代入流动方程的积分形式, 得到:

$$q_{c_n} = q_n (1 + \gamma G_m [c_n, \gamma]) \quad (\text{B. 15})$$

$$\gamma = \frac{2V_p}{3V_T} \quad (\text{B. 16})$$

$$c_n = \frac{(P_a + b)^2}{2p_{g_n} (p_{m_n} + b)} \quad (\text{B. 17})$$

对于非恒定气体质量流, 其修正系数 $G_m [c_n, \gamma]$ 是 c 的函数, 图 46 中的 γ 取某些值时适用。

现在定义“校准的瞬时流速函数” γ_{c_n} :

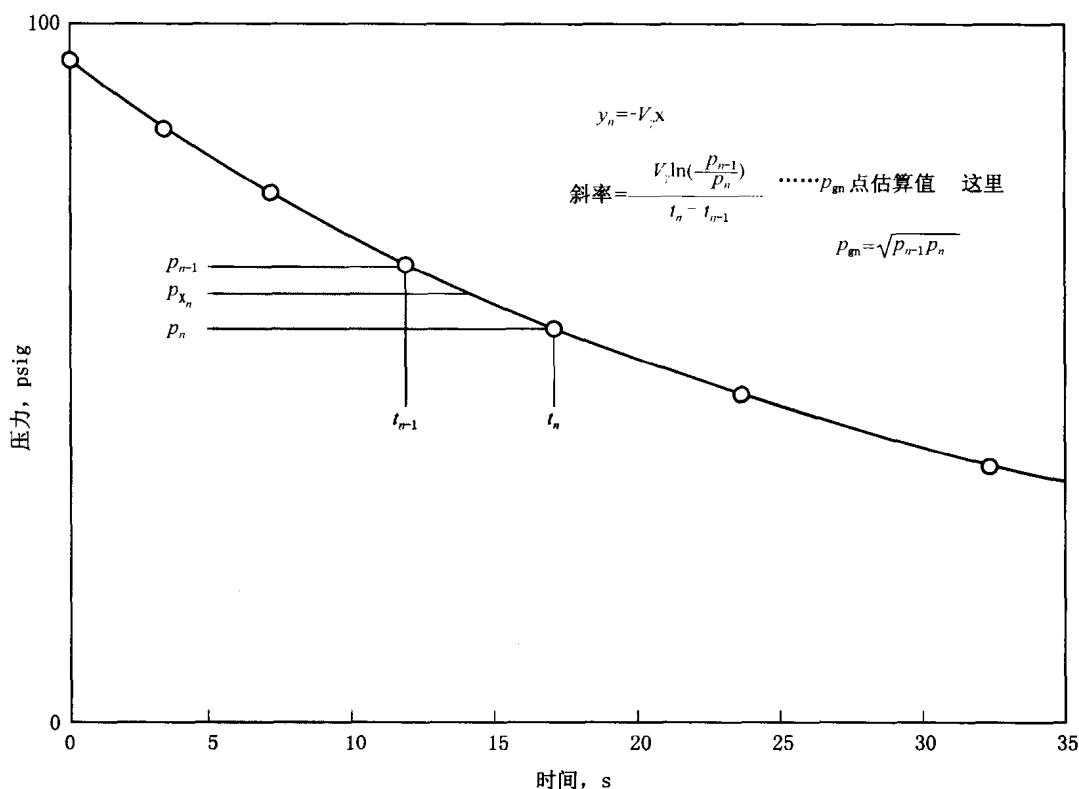


图 45 流动变量 y_n 与 p_m 的结构

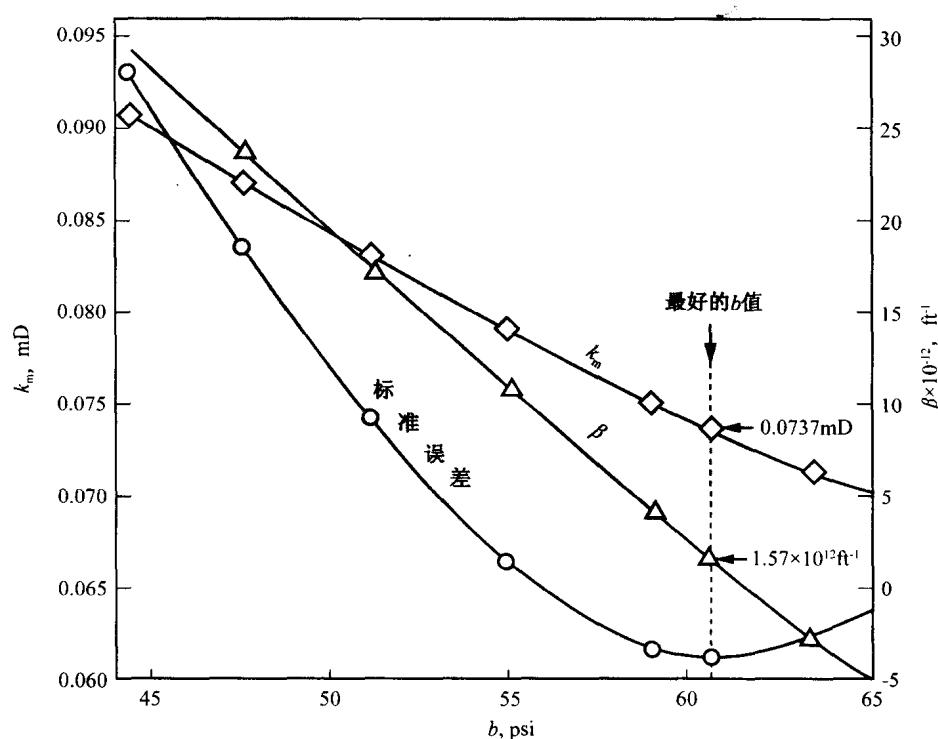


图 46 压力衰减法渗透率测定中非稳态质量流量的无因次校准系数

$$\gamma_{c_n} = \frac{y_n f_{z_n}}{z_n} (1 + \gamma G_m [c_n, \gamma]) = \left(\frac{q_r P_r}{z_r P_g} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 18})$$

式中 f_{z_n} [式 (B. 9)] 是在压力 P_n 时估算的, 而 $P_n = p_{gn} + P_a$ 。这个函数代入式 (B. 1) 得到瞬态流的滑脱校准 Forchheimer 方程的积分形式:

$$\left(\frac{P_m + f_{Fo} b}{y_c z_m} \right)_n = A_1 + A_2 \left(\frac{y_c p_s (P_m + b)}{P_m} \right)_n \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 19})$$

必须根据上面方程中的每个 f_{Fo} 值计算 Forchheimer 数 [式 (B. 5)]。根据校准流动函数, Forchheimer 数为:

$$N_{Fo_n} = \frac{y_{c_n} p_{g_n} A_2}{A_1} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 20})$$

为了计算 f_{Fo_n} [式 (B. 7)], 还要计算已得到的每个数据点的 E_n [式 (B. 6)]。

式 (B. 19) 中的系数 A_1 和 A_2 分别用来求解 k_∞ 和 β , 采用由全部的数据点建立的方程, 用下述线性回归的方法, 确定 A_1 和 A_2 :

1) 计算初始估计滑脱因子 b 值。对于氦气, 滑脱因子 b 为:

$$b \text{ [首次计算]} = 0.803 \left(\frac{D^2}{\mu_{He} L y_{c_m}} \right)^{0.467} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 21})$$

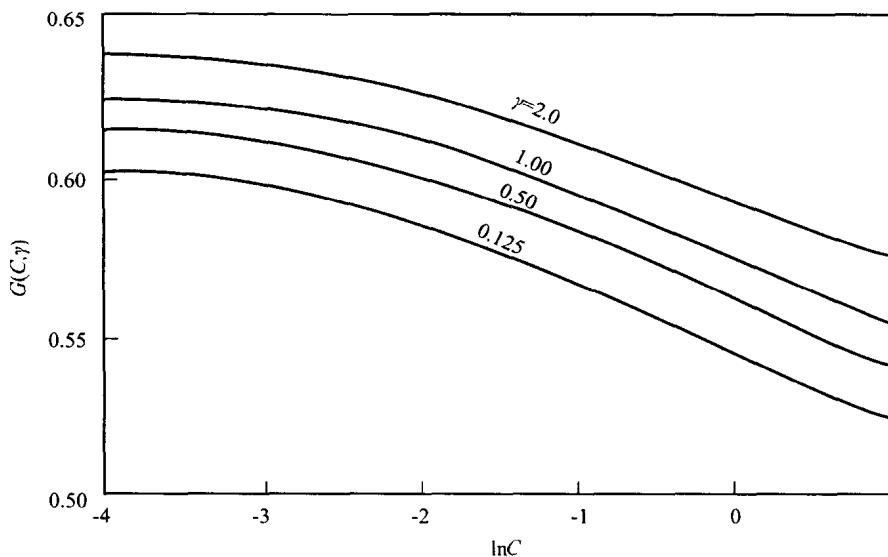
式中 y_{c_m} —— 对应于最低 P_g 值的流动函数;

- 2) 对所有的 n 点解出 f_{Fo} ;
- 3) 计算每个 n 点的 c_n [式 (B. 17)] 和 y_{c_n} [式 (B. 12) 和式 (B. 18)];
- 4) 计算式 (B. 19) 每个 n 点的左边和右边的项;
- 5) 进行线性回归, 以求得 A_1 和 A_2 ;
- 6) 由这些值, 计算每个 n 点的 N_{Fo} [式 (B. 20)] 和 f_{Fo} [式 (B. 7)];
- 7) 重复第 4 步到第 6 步, 直到 f_{Fo} 与其前一次迭代的值相差不超过 0.001。一般三次迭代就能满足要求;
- 8) 由最后一步线性回归计算标准误差 SE ;
- 9) 选择新的 b 值, 比首次估计值大 10%;
- 10) 用最新计算的一组 f_{Fo} 和新的 b 值, 重复第 3 步到第 8 步;
- 11) 如果新的 SE 值低于前一个值, 那么将 b 值增加 10%; 否则, 将原始 b 值减小 10%, 重复第 10 步;
- 12) 继续增加或减小 b 值, 重复第 10 步, 直到获得最小的 SE 值。这一步相当于最小二乘法拟合求得的最佳 b , A_1 和 A_2 值。根据 A_1 和 A_2 , 分别计算 k_∞ 和 β [式 (B. 2) 和式 (B. 3)]。

图 47 描述了 k_∞ 、 β 和 SE 随 b 值的典型变化规律 (为清晰起见, 省略了 SE 的坐标)。随 b 值增加, 计算的 k_∞ 和 β 值均降低。该例中, 当 SE 最小时的校准 b 值为 0.4178 MPa (60.6 psi)。在滑脱因子为 0.4240 MPa (61.5 psi) 时, 计算的 β 值变为零, 且当 b 值较大时 β 值为负值。计算 β 为负值, 通常表明 b 值太高。然而, 渗透率对净压力微小变化的极端敏感性也可能产生负的 β_s 值。由于 k_∞ 和 β 值总是随 b 值增加而降低, 图 47 中表示的 k_∞ 和 β 值随 b 值的变化规律是最普遍的。

虽然压力降落法的计算工作量明显大于稳态法的计算量, 但是用一个小型计算机几乎可在瞬间完成上述的包括 25 个 y 和 P_g 值计算的整个计算过程。

压差很小时, 低渗透率岩石没有多大惯性阻力。这种情况下, 式 (B. 19) 中被 A_2 乘的项是很小的, f_{Fo} 几乎等于 1, 式 (B. 19) 可近似表达为:

图 47 压力降落法的 k_∞ 、 β 和标准误差随 b 值的变化规律

$$y_{c_n} Z_{m_n} = \frac{1}{A_1} (P_{m_n} + b) \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 22})$$

若要近似方程有效， $y_{c_n} z_{m_n}$ 与 P_{m_n} 的关系必须是线性关系。式 (B. 22) 是由压力降落法测定的，经气体滑脱校准的达西方程。其图像的斜率和截距分别等于 $1/A_1$ 和 b/A_1 。因此， k_∞ 和 b 值由以下公式计算：

$$k_\infty = \frac{C_2 \mu L}{C_1 A} \text{ (斜率)} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 23})$$

和

$$b = \frac{\text{截距}}{\text{斜率}} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{B. 24})$$

当 P_{m_n} 较高时， $y_{c_n} z_{m_n}$ 与 P_{m_n} 不是线性关系，表明这时惯性阻力不能忽略。

C. 6.8.3 根据压力降落法、探针测量气体流动法计算渗透率

分别由式 (B. 12) 和式 (B. 13) 计算瞬时流动速度函数 y_n 和几何平均压力 p_{gn} 。计算结果代入下式：

$$\frac{\frac{1}{2} p_{gn} + P_a + b^*}{y_n} = A_3 + A_4 \left[\frac{y_n p_{gn} \left(\frac{1}{2} p_{gn} + P_a + b^* \right)}{\frac{1}{2} p_{gn} + P_a} \right] \quad \dots \dots \dots \quad (\text{C. 1})$$

$$A_3 = \frac{C_2 \mu}{C_1 (G_0 r_i) k_\infty} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{C. 2})$$

$$A_4 = \frac{C_3 \beta M}{C_1 G_{F_0} R T} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{C. 3})$$

上式中对应于 Forchheimer 项的无因次几何因子 G_{F_0} 必须通过数值模拟来确定。如果可以确定该

几何因子，那么就可由式 (C. 3) 计算 β 值。只要用式 (C. 1) 校准惯性阻力，那么，无论如何都能计算出 β 值。

值得注意的是，除了 A_3 和 A_4 含有不同的几何因子，以及用探针测渗透率时作了一定的简化外，式 (C. 1) 本质上与式 (B. 19) (对轴向流) 完全相同。这些简化包括：(a) 省略了气体偏差因子 z 和 Forchheimer 作用因子 f_{F0} ，压力很低时这些因子几乎等于 1；(b) 非稳态 (空间上的) 质量流的 y_n 值无需校准。用常用的密封探针测量，影响渗透率的岩石孔隙体积。与最小气罐体积相比非常小，以至于假定以恒定质量流速的稳态流计算渗透率时不会引起明显的误差。例如，采用内孔半径为 3.8mm 的密封探针，当气罐体积为 5.2cm³ 时的误差小于 0.1%。

式 (C. 1) 中的 b^* 为气体滑脱因子。虽然理论上 b 值可由压力降落数据直接确定，但测定的平均孔隙压力范围太小 (为充满压力的 10% 甚至更小) 不能保证 b 值的可靠性。用迭代法可以求得相关的 b^* 值。由下式计算其初始近似值：

$$b_{N_2}^* = 0.22 \sqrt{\frac{(G_0 r_i)}{\mu_{N_2} y_m}} \quad \dots \dots \dots \quad (C. 4)$$

式中 y_m 对应于由压力降落数据得到的 p_g 的最低值。将最初估算的 b^* 值代入式 (C. 1) 中计算等式左边和右边的项，求取每个 y_n 和 p_{gn} 值。接着，用线性回归计算式 (C. 1) 中的系数 A_3 和 A_4 。重排式 (C. 2)，求得 Klinkenberg 渗透率的初始估计值：

$$k_\infty = \frac{C_2 \mu}{C_1 (G_0 r_i) A_3} \quad \dots \dots \dots \quad (C. 5)$$

用这个 k_∞ 值，由关系式计算修正 $b_{N_2}^*$ 值：

$$b_{N_2}^* = 6.9 k_\infty^{-0.382} \quad \dots \dots \dots \quad (C. 6)$$

将新的 b^* 值重新带入式 (C. 1)，重复以上步骤，直到相邻两次迭代的 b^* 相差小于 0.0006894MPa (0.1psi)，2~4 次迭代即可达到收敛。

当初始压力小于 0.06894MPa (10psig) 时，对于渗透率小于 0.1mD 的岩样来说，惯性阻力实际上消失了。这时，式 (C. 1) 中的 A_4 项可以忽略不计，Forchheimer 方程简化为经滑脱校准的达西方程：

$$k_\infty = \frac{C_2 \mu y^*}{C_1 (G_0 r_i) \left(\frac{1}{2} p_g^* + P_a + b^* \right)} \quad \dots \dots \dots \quad (C. 7)$$

上式可用于低渗透率岩样，只获得一到三个 $y - p_g$ 数据点的情况。 y^* 和 p_g^* 指的是三个数据点中的任意一个点。再次进行迭代计算。由式 (C. 4) 计算初始估计 b^* 值。通过计算 k_∞ ，修正该估计值 [式 (C. 7)]，然后将其代入式 (C. 6)。持续迭代，直到相邻两次迭代的 b^* 之差小于 0.0006894MPa (0.1psi)。一般 2~4 次迭代即可达到收敛。

任何气体在任意平均孔隙压力下的气体的渗透率 k_g 均可由 6.4.1.1.5 提出的轴向流的 k_∞ 和 b^* 计算。

D. 6.8.4 由脉冲衰减法、测定气体轴向流计算渗透率

岩样两端初始压差 Δp [0] 稍小于 Δp_1 (见 6.4.1.3.2)，必须根据气体质量平衡计算：

$$\Delta p [0] = \Delta p_1 \left(\frac{V_1 - V_d}{V_1} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (D. 1)$$

式中的 V_1 为上流总体积， V_1 包括：上流气罐的内部体积；上流微差压力传感器的内腔体积；连接 1 号阀、2 号阀及充气阀的管线体积；上流死体积 V_d (1 号阀内部体积)；上流末端柱塞及其连接管线。下流总体积 V_2 包括：下流气罐体积，传感器，及末端柱塞的体积；下流微差压力传感器的内腔体积；连接管线 (包括与 2 号阀连接的管线)。必须采用波义尔定律 (见 6.6.3.1) 仔细校准，以便求得 V_1 ， V_2 和 V_d 。

监测微差压力和下流压力随着时间的变化情况。将达西定律的微分形式与连续方程联立推导出扩散方程，分析求解扩散方程得到的数据。假设初始时岩样内的孔隙压力均匀分布。在时间 $t=0$ 时，上流气罐在岩样的上流端施加了稍高的压力脉冲 $\Delta p [0]$ 。随着气体流动通过 V_1 进入岩样， V_1 中的压力降低。 V_2 中的压力在短时间内保持为常数，直到压力脉冲通过岩样的全长。然后， V_2 中的压力上升。因为 $P_1 [t]$ 降低， $P_2 [t]$ 上升， $\Delta p [t]$ 连续减小，随着上流和下流压力趋于相等， $\Delta p [t]$ 逐渐达到零。压力衰减的速度取决于渗透率：渗透率越低，衰减的越缓慢。然后 Dicker 和 Smits^[23] 提出了压差作为时间函数的一般解，之后由 Brace 等人^[24] 做了基础工作，Bourbie 和 Walls^[25] 提出了误差函数解，Hsieh 等人^[26] 提出了一般分析解，还有 Chen 和 Stagg^[27]，Haskett 等人^[28] 提出了其他结论：

$$\frac{\Delta(P [t])^2}{\Delta(P [0])^2} = 2 \sum_{m=1}^{\infty} \frac{a(b^2 + \theta_m^2) - (-1)^m b \sqrt{(a^2 + \theta_m^2)(b^2 + \theta_m^2)}}{\theta_m^2(\theta_m^2 + a + a^2 + b + b^2) + ab(a + b + ab)} \exp[-\theta_m^2 t_D] \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 2})$$

式中 θ_m 是方程的根。

$$\tan \theta = \frac{(a+b)\theta}{\theta^2 - ab} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 3})$$

a 是岩样孔隙的可压缩量（体积与压缩系数的乘积）与上流气罐体积的比值，由下式求出：

$$a = \frac{V_p}{V_1} \frac{(c_g + c_{pv})}{(c_g + c_{v_1})} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 4})$$

b 是岩样孔隙体积的压缩量与下流气罐体积的比值，由下式求出：

$$b = \frac{V_p}{V_2} \frac{(c_g + c_{pv})}{(c_g + c_{v_2})} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 5})$$

t_D 是无因次时间，为：

$$t_D = \frac{C_1 k_g t}{C_2 \mu \phi (c_g + c_{pv}) L^2} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 6})$$

式中 C_1 和 C_2 是使 t_D 无因次化的折算系数，由表 15 查出。 c_g ， c_{pv} ， c_{v_1} 和 c_{v_2} 分别是气体、岩样的孔隙体积、上流和下流气罐的压缩系数。气体的压缩系数为：

$$c_g = \frac{1}{P} \left(1 - \frac{d \ln [z]}{d \ln [P]} \right) = \frac{f_z}{P} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 7})$$

式 (D. 7) 中，我们把圆括号内的一组引起偏离理想气体特性的值定义为 f_z 。在实验压力下，该偏离不能忽略不计。Jones^[44] 给出了氮气 22.2°C (72°F) 时的 f_z 值。如果系统由刚性材料制成的，例如厚壁容器，且相对于 V_1 和 V_2 来说，传感器的排驱体积很小，那末与 c_g 相比， c_{v_1} 和 c_{v_2} 也是相当小的，此时，该偏离就可忽略不计。样品的岩性不同，孔隙体积压缩系数差别很大。然而，净围压高时，这个差别会降至最小，净压力为 34.47 MPa (5000 psi) 或更高时，孔隙体积压缩系数的差别一般小于 $1.382 \times 10^{-7} \text{ MPa}^{-1}$ ($2 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$)。压力 $6.894 \times 10^{-8} \text{ MPa}^{-1}$ ($1 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$) 的 c_{pv} 值等于压力 6.894 MPa (1000 psi) 时气体压缩系数的 1%，或压力为 13.788 MPa (2000 psi) 时气体压缩系数的 2%。

出现在式 (D. 2) 左边项的压差平方（仅用于气体）为：

$$\frac{\Delta(p [t])^2}{\Delta(p [0])^2} = \frac{P_1 [t]^2 - P_2 [t]^2}{P_1 [0]^2 - P_2 [0]^2} = \frac{\Delta P [t] \left(P_2 [t] + \frac{1}{2} \Delta P [t] \right)}{\Delta P [0] \left(P_2 [0] + \frac{1}{2} \Delta P [0] \right)} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 8})$$

假定运用式 (D. 3) 中所有的根，式 (D. 2) 适用于所有的 a ， b ， t_D 值，并且所有的压缩系数

均为常数。Hasskett^[28]等人把随时间变化的压缩系数合并到一个“修正的拟时间”中，从而将干扰的影响降至最低。然而，在适当的试验条件下，没有一个限制条件成为障碍，下面将讨论这个问题。式(D.2)中使用压差的平方与Hasskett等人提出的使用拟压力几乎等效。因为此处提出的方法中，平均孔隙压力的变化是如此之小，以至 z 因子和气体的粘度变化也非常小。式(D.9)中的分子与分母之比实际上等于1。除了下面提出的平均孔隙压力变化较大的试验条件，建议使用拟压力。

式(D.2)未直接限制油罐的尺寸。有些研究人员使用的上流体积($a \equiv 0$)较大，或下流体积($b \equiv 0$)较大。其他人则主张容器体积大小与岩样孔隙体积大小类似(a 或 $b \equiv 0.2 \sim 5$)。一般来说，为了合理地缩短低渗透率岩样的测定时间，至少有一个小体积的容器。

Dicker 和 Smits^[23]给出了充分的理由，说明了为何要保证上流和下流容器体积相等，且体积很小。体积相等产生了一个理想的对称情况。压力脉冲穿过整个岩样后，上流容器降低的压力由下流容器增加的相等压力补偿，从而保持平均孔隙压力为常数，总的空隙体积压缩量几乎保持不变，因为上流一半体积的平均压力(均质岩样)随时间降低，而下流一半体积的平均压力则以相同的量增加，流入岩样的气体质量流速等于同时刻流出岩样的气体质量流速。任一时刻的最大流速出现在均质岩样的中间。

对称性($a = b$)的另一个影响是式(D.3)的所有的偶数根在式(D.2)中被约去。 a 和 b 值较小时(较大的气罐)，式(D.3)的第一个根 θ_1 比($a + b$)的平方根略小。如果定义 f_1 为：

$$f_1 = \frac{\theta_1^2}{a+b} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D.9})$$

那么，当 $a + b = 0$ 时， $f_1 = 1.000$ ，并且随着($a + b$)增大， f_1 逐渐降低，如图48所示。在这个图中， V_s 是 V_1 和 V_2 中的较小者， V_L 是 V_1 和 V_2 中的较大者。

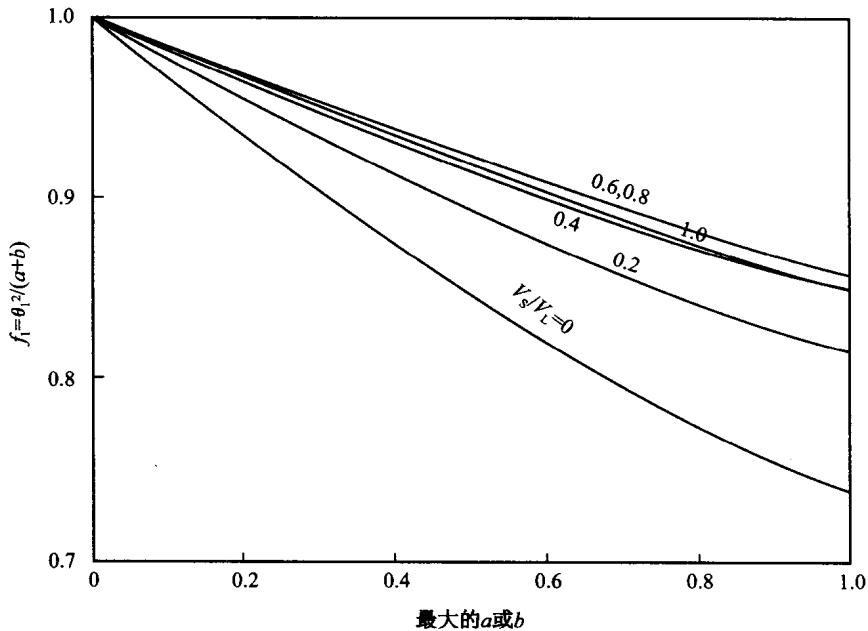


图48 脉冲—衰减方程的初始根关系图

式(D.3)第一个根的平方由下式求出：

$$\theta_1^2 = f_1 (a+b) \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D.10})$$

式(D.3)较大的根等于：

$$\theta_m = (m-1) \pi \quad \text{当 } (a+b) = 0 \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 11})$$

而且 θ_m 随着 $(a+b)$ 增加而逐渐增加。

除了初始时 t_D 很小外, 式 (D. 2) 求和后只有第一项是有效的。当 a 等于 b 时, 第二项为零。 t_D 为 0.1, 且 $a=b=1$ 时, 所有较高的项对第一项影响只增加 0.16%, a 和 b 值较小时, 贡献更小。因此, 如果不取最初时间, 式 (D. 2) 简化为一次指数形式, 可写出下式:

$$\ln \frac{\Delta (p [f])^2}{\Delta (p [0])^2} = \ln f_0 - \left(\frac{\theta_1^2 k_g}{(c_g - c_{pv}) \mu \phi L^2} \right) t \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 12})$$

$$f_0 = \frac{2[a(b^2 + \theta_1^2) + b \sqrt{(a^2 + \theta_1^2)(b^2 + \theta_1^2)}]}{\theta_1^2 (\theta_1^2 + a + a^2 + b + b^2) + ab(a + b + ab)} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 13})$$

因此, 如果作出试验获得的 $\ln [\Delta (P [t])^2 / \Delta (P [0])^2]$ 的值与时间的关系图, 则图像为一条直线 (初始阶段除外), 该直线的截距为 $\ln [f_0]$, 斜率为负, 其绝对值为:

$$|\text{斜率}| = \frac{C_1 \theta_1^2 k_g}{C_2 (c_g + c_{pv}) \mu \phi L^2} = \frac{C_1 f_1 (a+b) k_g}{C_2 (c_g + c_{pv}) \mu \phi L^2} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 14})$$

式中 C_1 和 C_2 是表 15 中用来统一单位的常数。如果与 c_g 相比 c_{v1} 和 c_{v2} 可以忽略不计, 那么:

$$|\text{斜率}| = \frac{C_1 f_1 A k_g P_m}{C_2 \mu L f_z} \left(\frac{1}{V_1} + \frac{1}{V_2} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 15})$$

式 (D. 15) 中的平均孔隙压力 P_m 为绝对压力。当 $a=b$ 时, 岩样是均质的 (或者 a 和 b 很小, 比如小于 0.3), 呈半对数衰减的直线段的 P_m 应该是不变的。由下式计算:

$$P_m [t] = P_2 [t] + \frac{1}{2} \Delta p [t] \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 16})$$

测量期间可用最新读出的两个时间一压力值计算斜率:

$$|\text{斜率}| = \frac{\ln \frac{\Delta p [t_{n-1}] (P_2 [t_{n-1}] + \frac{1}{2} \Delta p [t_{n-1}])}{\Delta p [t_n] (P_2 [t_n] + \frac{1}{2} \Delta p [t_n])}}{(t_n - t_{n-1})} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 17})$$

初始阶段的斜率绝对值会很高 (如果 $a=b$), 然后随时间增加急剧降低, 最终成为常数。斜率为常数后, 衰减曲线直线部分的截距和斜率可以通过线性回归求得:

$$\ln \frac{\Delta (p [t_n]) P_m [t_n]}{\Delta (p [0]) P_m [0]} = A_0 + A_1 t_n \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 18})$$

式中: A_0 是截距, A_1 为斜率。只有使斜率为常数的那些数据点 [式 (D. 17)] 可用于线性回归。根据式 (D. 12), 我们发现由截距可以求得 f_0 :

$$f_0 = \exp [A_0] \quad \dots \dots \dots \quad (\text{D. 19})$$

式 (D. 13) 说明如同 f_0 是 θ_1 的函数一样, f_0 是 a 和 b 的函数, 显然, 当 $a=b$, f_1 只比 f_0 稍大一点: $a=0.1$ 时, f_1 比 f_0 大 0.0055%; $a=0.5$ 时, f_1 比 f_0 大 0.12%; $a=1.0$ 时, f_1 比 f_0 大 0.44%。表 22 中列出了 $a=b$ 时, 不同 a 值对应的 θ_1^2 , f_1 , 和 f_0 的值。当容器体积不相等 (更准确地说是压

缩量不等)时,由式(D.3)、式(D.10)和式(D.13)可计算这些值。

图49表示不同 V_2/V_1 比值时的 f_1 和 f_0 的关系。因为 V_1 和 V_2 由校准确定, f_1 只能由 f_0 确定,渗透率由下式计算:

$$k_g = \frac{-A_2 C_2 \mu L f_2}{C_1 f_1 A P_m \left(\frac{1}{V_1} + \frac{1}{V_2} \right)} \quad \text{(D.20)}$$

岩样的孔隙体积利用求得的 f_0 值根据下式计算:

$$V_p = \frac{\alpha V_1}{1 + P_m c_{pv} / f_2} \quad \text{(D.21)}$$

式中 α 可由表24或由图48查到。有效净压力较高时27.576 MPa~34.47 MPa(4000 psi~5000 psi),如果估算的 c_{pv} 等于 $5.5 \times 10^{-8} \text{ MPa}^{-1}$ ($8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$),与真实值相比,可能不是太高就是太低,大约相差2~4倍, $P_m = 6.894 \text{ MPa}$ (1000 psia)时,根据假设得到的最大误差约为1.6%; $P_m = 13.788 \text{ MPa}$ (2000 psia)时,最大误差约为3.2%。净压力较低时,预计的 c_{pv} 更高,变化也更大。

在两个阀门关闭之前,微差压力传感器可采用电子方式或机械方式调零(当真实压差在 P_2 [0]为零时)。如果传感器维持线性,即使参考压力由低变高[即当 P_2 由大气压升高到6.894 MPa~13.788 MPa(1000 psia~2000 psia)],其增量或敏感性可能产生了偏移,也不会引起误差,因为所有的 Δp 值都是相对的;这些值以比值的形式出现。

表22 当 $a=b$ ($V_1=V_2$ 或 $S_1=S_2$)时的脉冲衰减常数

$a=b$	θ_1^2	$f_1 = \theta_1^2 / (a+b)$	$f_0 = \exp[\text{截距}]$	f_1 / f_0
0.0	0.000000	1.000000	1.000000	1.000000
0.1	0.196711	0.983553	0.983500	1.000055
0.2	0.387016	0.967539	0.967334	1.000212
0.3	0.571166	0.951944	0.951500	1.000466
0.4	0.749404	0.936755	0.935999	1.000808
0.5	0.921963	0.921963	0.920826	1.001235
0.6	1.089064	0.907553	0.905980	1.001737
0.7	1.250923	0.893516	0.891458	1.002309
0.8	1.470744	0.879840	0.877255	1.002947
0.9	1.559725	0.865514	0.863366	1.003646
1.0	1.707053	0.853527	0.849789	1.004399
1.1	1.849910	0.840868	0.836516	1.005202
1.2	1.988469	0.828529	0.823544	1.006053
1.3	2.122896	0.816499	0.810866	1.006947
1.4	2.253350	0.804768	0.798477	1.007878

气体脉冲衰减测量的实际渗透率范围由大约 $0.1 \text{ mD} \sim 0.01 \mu\text{D}$ ($1 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2 \sim 1 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$)。脉冲衰减时间与岩样长度近似成正比,与渗透率和平均孔隙压力成反比。脉冲衰减时间在很大程度上还取决于测定的总脉冲衰减程度。

一般情况下,容器体积 V_1 和 V_2 至少应等于预计的最大孔隙体积,因此, V_1 和 V_2 一般取待测岩样

孔隙体积的2~10倍。无论对多大PV体积比，半对数脉冲衰减曲线的直线段开始出现时所需时间大致相同。Kamath等人^[29]的研究表明对渗透率非均质性的敏感性也随着a和b的减小而降低（较大的气罐）。增加容器的体积可以增加渗透率的测量上限。然而，确定孔隙体积[式(D.21)]的灵敏度（即精度）也随体积的增大而降低。

或许该方法最耗时间的部分在于产生压力脉冲之前，使系统实现真实压力平衡。当系统中的压力达到一致时，驱动力为零。Jones^[44]建议如果单独确定岩样的孔隙体积，压力平衡步骤可以省去。

E.6.8.5 脉冲衰减法测定液体轴向流的渗透率的计算

E.6.8.5.1 测量压缩量的仪器和测量过程

液体脉冲衰减测量仪器中，测量压缩量的一个简便方法包括一个带有微螺旋的针型阀（见图42），其校准的总驱动体积（芯轴密封处的活塞横剖面积乘以其可达到的冲程长度）约为0.02 cm³~0.05 cm³。阀1和阀2应该是打开和关闭时内体积不变。为了测量容量，在岩样夹持器中装入一个实心的钢圆柱，并施加围压。随着阀1和阀2的打开，将仪器中的全部空气利用真空装置抽出。然后整个系统内充入脱气液体，直至达到下流压力传感器全量程压力的80%为止。压力稳定后，关闭阀1和阀2。针型阀（阀3）要完全打开。当阀1和阀2关闭时，微差压力计读数为零，读出的 p_2 值不变。记录测微计读数。然后旋转测微计，减少上流系统体积，直到微压差压力传感器读数为全量程，即0.6894 MPa(100psi)为止。从初始值零开始，升高的压力为 Δp_1 ，由测微计读数计算的减少的体积为 ΔV_1 。

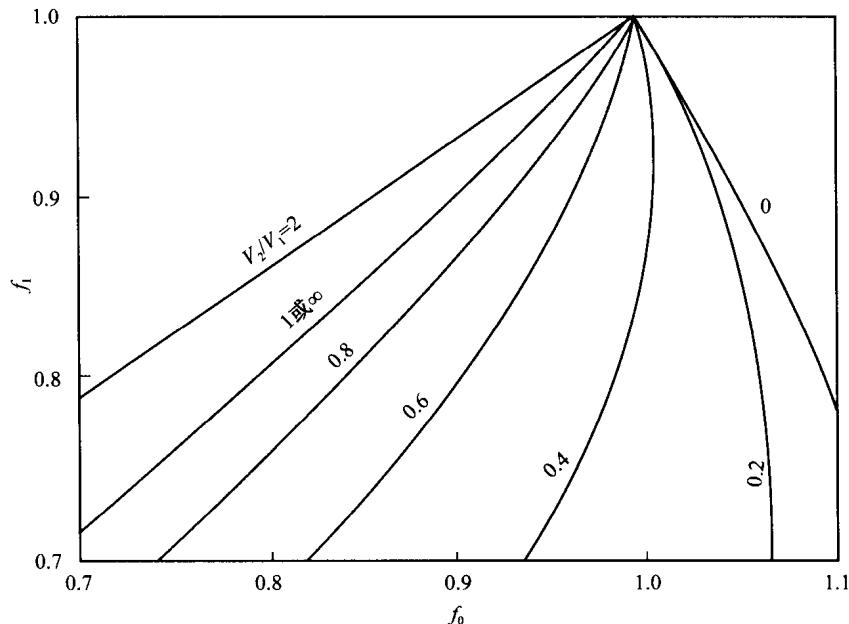


图49 已知 V_2/V_1 (气体)或 S_2/S_1 (液体)，根据 f_0 求解 f_1 的脉冲一衰减图

因为压缩量的测量不包括阀1与岩样夹持器中钢柱塞上流末端之间的体积（即无效体积），因此，“上流压缩量” S_1 减去“无效体积压缩量” S_d ，由下式计算：

$$S_1 - S_d = \frac{\Delta V_1}{\Delta p_1} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 1})$$

打开阀1，确定 S_d 。压差读数稳定到 Δp_2 以后，由下式计算上流无效体积压缩量：

$$S_d = \Delta V_1 \left(\frac{1}{\Delta p_2} - \frac{1}{\Delta p_1} \right) \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 2})$$

由下式计算上流压缩量：

$$S_1 = \frac{\Delta V_1}{\Delta p_2} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 3})$$

为确定下流压缩量，首先拧松刚才旋紧的针形阀，回到初始读数。作为检查，微差压力计的读数应再次回零，下流传感器显示的是其初始读数。打开阀 2，读出下流传感器压力， p_2 [1]。旋紧针型阀，直到下流压力稳定， p_2 [2] 与该传感器的全量程读数几乎相等。由测微计读数计算减少的体积 ΔV_2 ，并由下式计算压缩量：

$$S_2 = \frac{\Delta V_2}{p_2 [2] - p_2 [1]} - \frac{\Delta V_1}{\Delta p_1} - S_d \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 4})$$

必须对所用的每种液体，校准上述的压缩量。

E. 6. 8. 5. 2 渗透率测定步骤

为了进行脉冲衰减液体渗透率的测定，将一个饱和液体的岩样装入岩心夹持器中，然后选择适当高的围压（一般由水力加压）。如上所述，系统充满液体，加压到初始孔隙压力。进液阀打开足够长的时间，以便使高压液体扩散进入岩样。在阀 1 和阀 2 保持打开状态，关闭进液阀，监测下流传感器，直到压力不再变化。然后关闭阀 1 和阀 2，旋紧针型阀，产生压力脉冲。所有的压力达到稳定后，由式 (E. 1) 计算 $S_1 - S_d$ 。计算结果应与由校准求得的值相同。

打开阀 1，开始脉冲衰减。岩样两端的初始压差 $\Delta p [0]$ 略小于 $\Delta p [1]$ ，这是由于随阀 1 关闭由针型阀产生的，因此，要在上流体积中扣除无效体积。所以，必须用与产生压力脉冲的运行时间相对应的 $\Delta p [1]$ 和 ΔV_1 以及校准确定的 S_d 来计算 $\Delta p [0]$ 。

$$\Delta p [0] = \frac{1}{\frac{S_d}{\Delta V_1} - \frac{1}{\Delta p_1}} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 5})$$

E. 6. 8. 5. 3 脉冲衰减计算

式 (D. 2) 和式 (D. 3) 用于液体及气体的脉冲衰减测量的计算。然而，对于液体，式 (D. 2) 左边的压差平方必须由一次幂压差代替：

$$\frac{\Delta p [t]}{\Delta p [0]} = 2 \sum_{m=1}^{\infty} \frac{a(b^2 + \theta_m^2) - (-1)^m b \sqrt{(a^2 + \theta_m^2)(b^2 + \theta_m^2)}}{\theta_m^2(\theta_m^2 + a + a^2 + b + b^2) + ab(a + b + ab)} \exp[-\theta_m^2 t_d] \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 6})$$

式 (E. 6) 中的 a 和 b 指的是液体压缩量比值：

$$a = \frac{V_p (c_L + c_{pv})}{V_1 (c_L + C_{v1})} \equiv \frac{S_{pv}}{S_1} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 7})$$

和

$$b = \frac{V_p (c_L + c_{pv})}{V_2 (c_L + C_{v2})} \equiv \frac{S_{pv}}{S_2} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 8})$$

式 (D. 6) 中的 k_g 和 c_g 分别由 k_L 和 c_L 代替。

经过压力衰减最初阶段后，作 $\Delta p [t] / \Delta p [0]$ 的自然对数与时间的关系曲线，得到一条直线：

$$\ln \left[\frac{\Delta p [t_n]}{\Delta p [0]} \right] = \ln [f_0] - \left[\frac{C_1 f_1 k A}{C_2 \mu L} \left(\frac{1}{S_1} + \frac{1}{S_2} \right) \right] t_n \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 9})$$

或与下式等效：

$$\ln \frac{\Delta p [t_n]}{\Delta p [0]} = A_0 + A_1 t_n \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 10})$$

式中 A_0 和 A_1 , 分别为直线的截距和斜率, 由式 (E. 10) 将压力衰减数据的直线部分通过线性回归求得。式 (D. 14) 定义的 f_0 根据截距计算:

$$f_0 = \exp [A_0] \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 11})$$

计算渗透率时要用的参数 f_1 , 根据 f_0 和校准的下流与上流容量的比值 S_2/S_1 , 借助图 49 查到。渗透率的计算如下:

$$k_L = \frac{-A_1 C_2 \mu L}{C_1 f_1 A \left(\frac{1}{S_1} + \frac{1}{S_2} \right)} \quad \dots \dots \dots \quad (\text{E. 12})$$

Amaefule 等人^[30]采用的孔隙压力的范围为 3.477 MPa ~ 31.023 MPa (500 psi ~ 4500 psi)。Kamath 等人^[29]建议孔隙压力约为 6.894 MPa (1000 psi), 脉冲压力约为孔隙压力的 20%, 最好更高一些, 约为净围压的 10%。假如可能, 上流与下流容器的体积应当相等, 其原因见气体脉冲衰减章节中的论述。如果研究的是非均质岩石的测定, 则容器体积应该稍小于或约等于待测岩样的孔隙体积; 若要求相对稳态平均渗透率值, 则容器体积应是岩样孔隙体积的 5~10 倍, 或者更大。见 Kamath 等人^[29]研究的关于非均质的“早期时间解”, 这个问题超出了本手册的规定范围。

7 补充试验

7.1 概述

酸溶解度或碳酸盐含量、石油密度、地层水矿化度、粒度分布等石油基本性质及岩石特征数据也需通过岩心分析获得。因为这些数据有助于认识和解释岩心分析结果, 因此本标准也包括了这些数据的测试分析。

7.2 岩石特性描述

岩石特性描述是岩心分析的主要部分。同时, 岩性资料和基本岩心分析结合测井解释, 为油藏评价提供了一个完整的构架。与地质资料相结合, 岩心分析结果可以用于没有进行岩心分析的油层。岩性分析还为岩心分析结果, 特别是异常分析结果的解释提供依据。异常分析结果可能是正确的, 由岩石结构 (或矿物) 的变化引起。

7.2.1 岩石特性描述分析最好是用常规岩心分析所用的柱塞岩心进行, 以便数据可以直接应用。在这些试验中, 柱塞岩心不能受损, 可以采用制备岩心试验样品时获得的岩样端面或与试样相同层面的岩心。用于岩石特性描述的岩心至少要 40g (1in³)。

7.2.2 岩样的描述提供了有关样品质量和样品特性的重要资料。应该采用双目显微镜, 对抽洗过的样品进行描述。面孔率和孔隙类型 (即粒间孔、溶洞、铸模孔)、钻井或取心效应 (即钻井液侵入或引起的裂缝)、天然非均质性 (粘土薄层、垂直于层理方向的岩性变化、成矿裂缝等) 等都应该记录下来。岩石的特性描述还应包括岩石结构和主要矿物组成。岩石结构分析包括粒度、分选性、磨圆度和颗粒形状等资料。矿物分析包括颗粒类型和含量等资料。许多情况下, 也可以采用双目显微镜估计胶结物和基质的近似含量。

7.2.3 岩石的定量和半定量分析资料可由薄片、X 射线衍射 (XRD)、整块岩石化学分析 (通常用 X 射线荧光分析 XRF) 和傅立叶变换红外光谱分析 (FTIR) 获得。用扫描电镜 (SEM) 可获得有价值的描述粘土矿物空间分布的资料。

7.3 粒度分布

粒度分布数据可用于: a) 疏松岩层完井方案的工程应用; b) 胶结和疏松岩层的砂岩非均质性

评价和沉积环境解释的地质应用；c) 评价不同相带地层测井曲线的油层物理应用。井壁取心分析通常利用粒度分布资料求渗透率。常用的分析方法包括湿法和干法筛分分析、沉降法粒度分析、薄片粒度分析和激光衍射粒度分析。

7.3.1 筛分分析（机械振动筛）

7.3.1.1 原理

称取已知质量的分散岩样，振动岩样使其通过一系列孔眼逐渐变小的筛网。称出留在每个筛网上的岩样质量，得出的岩样粒径分析报告，以筛孔尺寸和剩余岩样的百分比来表示粒径的分布规律。

7.3.1.2 仪器

建议采用以下设备：

- a) 机械筛分装置。
- b) U. S. 或 Tyler 筛分仪器（筛分仪必须符合 ASTM 技术规范 E-11，试验用金属布的技术规范^[1]）。
- c) 天平（感量 0.01g）。
- d) 研钵和顶部圆滑的研杵。
- e) 软鬃毛刷。
- f) 干燥箱。

7.3.1.3 试验过程

筛子应清洗、干燥、称量，并按筛孔尺寸由最大到最小嵌套。把一个底盘放在嵌套筛网的底下。表 23 列出了目前常用的筛网和相应的尺寸。

表 23 目前常用的筛网尺寸

砂粒	粒径, mm	U. S 标准筛网, 目
砾石	4.00	5
砾石	3.36	6
砾石	2.83	7
砾石	2.38	8
砾石	2.00	10
巨砂	1.68	12
巨砂	1.41	14
巨砂	1.19	16
巨砂	1.00	18
粗砂	0.84	20
粗砂	0.71	25
粗砂	0.59	30
粗砂	0.50	35
中砂	0.42	40
中砂	0.35	45
中砂	0.30	50
中砂	0.25	60
细砂	0.21	70
细砂	0.18	80

表 23 (续)

砂粒	粒径, mm	U. S 标准筛网, 目
细砂	0.15	100
细砂	0.13	120
极细砂	0.11	140
极细砂	0.09	170
极细砂	0.07	200
极细砂	0.06	230
粉砂	0.05	270
粉砂	0.04	325
粉砂	0.03	430

取一块有代表性的岩样，除去所含的油和盐分，然后烘干岩样中的溶剂和水分，称量。将岩样轻轻地破碎，称量并精确到 0.01g [如果用 203.2mm (8in) 直径的筛网，一般称取 100g 岩样。]，放在最上边的筛网上，用机械筛网震动器或手工震动套筛。颗粒向下通过套筛，直到留在筛网上的最小岩样颗粒直径大于最小筛网孔眼的尺寸。称量每个筛网上的岩样，用装有岩样的筛网质量减去空筛网的质量，就得到了留在每个筛网上的样品质量。报告中数据一般以每个筛网上的样品质量百分比和样品累积质量百分比来表示，数据通常有表格和图形两种表达形式（见表 24 和图 50）。

表 24 筛分数据实例

粒径, μm	U. S 标准筛网, 目	各粒级百分数	累积百分数
>2000	10	3.72	3.72
>1000	18	12.69	16.41
>500	35	34.74	51.15
>250	60	21.74	72.89
>125	120	7.30	82.55
>88	170	2.36	85.63
>63	230	3.08	87.18
>44	325	1.55	87.08
>30	430	2.90	90.08
<30	底盘	9.92	100.00

7.3.1.4 注意事项

该方法应注意：

- a) 样品必须完全除去残余油，有时还必须除盐。除油过程必须格外小心，避免颗粒掉落。
- b) 样品必须充分分散，减少未破碎的单个颗粒，否则，需进行人工破碎。
- c) 筛网必须用显微镜检查，确保无损。在较细的筛网中，与边框接触的筛网上的破洞和裂隙会给分析带来麻烦。
- d) 必须用充足的时间振动筛网，以保证不同尺寸的颗粒完全筛出。对于给定类型的机械振动器，试验时间的长短与加入样品的数量和类型有关。
- e) 天平必须校准。

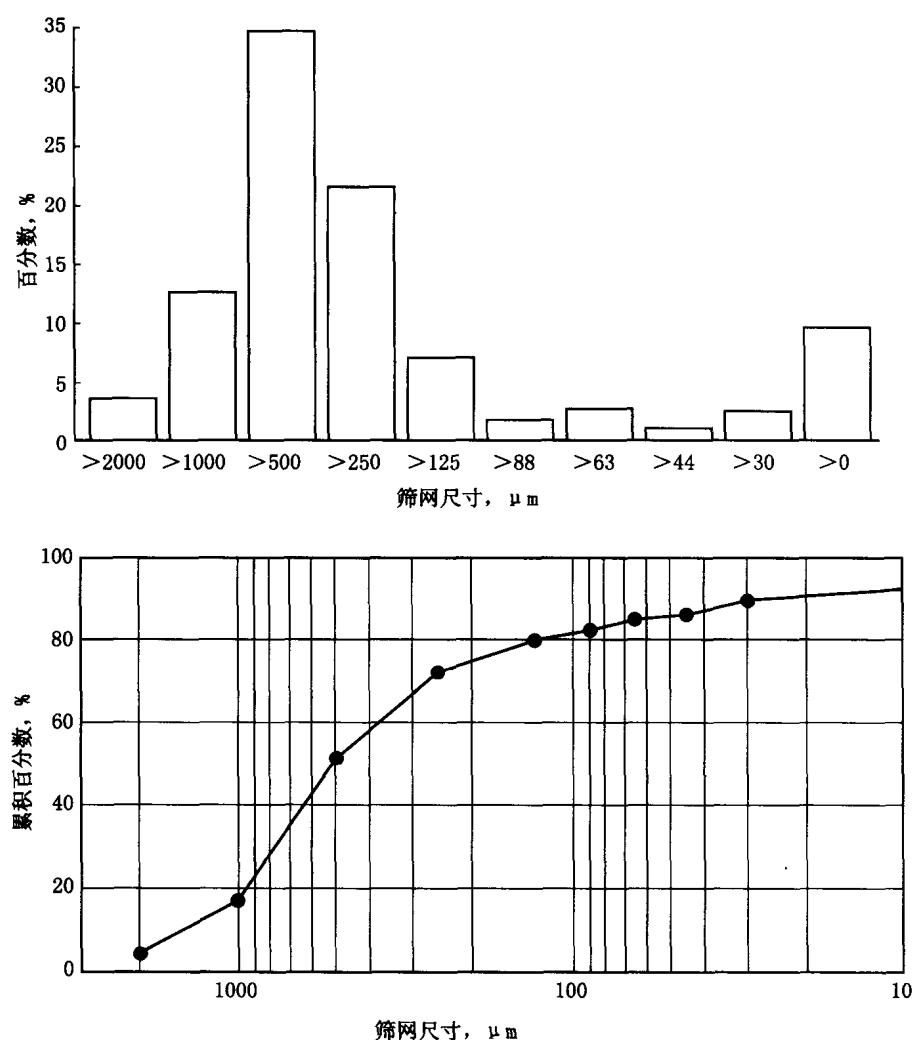


图 50 筛分数据报告图例

f) 在泥质砂岩中，静电会阻碍小于 0.044mm 的微粒的降落（见 7.3.3 关于湿法筛分的区别）。

7.3.1.5 计算

该方法的计算公式如下：

$$\text{留在每个筛网上的样品} = \frac{\text{载有样品的筛网质量} - \text{空筛网的质量}}{\text{总样品质量}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots \quad (70)$$

留筛总量 = 每个筛网上留下的样品百分数的总和

$$(\text{从最大筛网到底盘的每个尺寸的筛网}) \times 100\% \quad \dots\dots\dots \quad (71)$$

7.3.1.6 优点

该方法有以下优点：

- a) 对于胶结较差的砂岩，适用于对粒径大于 0.044mm 的颗粒进行分类。该方法是标准的，也是准确的。
- b) 为了保证试验的重复性，样品可以重新组合。
- c) 为了做其他试验，样品可以重新组合，或按不同粒级分开保存。
- d) 试验简单，用很少的设备就可进行试验。

7.3.1.7 应用限制

该方法相当费时 [对于 203.2mm (8in) 直径的筛网, 一个样品要用 1h], 需要的样品量相当大, 泥质砂岩和胶结好的砂岩得出的数据可能不准确。

7.3.1.8 准确度与精度

按照上述的注意事项, 认真进行试验, 预计总样品偏差小于 3%, 每个筛网偏差一般小于 0.5%。

7.3.1.9 校准

参考文献是 ASTM C136 (细粒和粗粒的集合物筛析标准)^[2] 和 ASTM C702 (现场样品测试粒度的简化作法)^[3]。

7.3.2 筛分分析 (声波振动筛)

7.3.2.1 原理

除了利用声能振动使制备的样品通过筛网外, 测定原理见 7.3.1 的论述。

7.3.2.2 仪器

建议使用以下设备:

- a) 声波筛分仪。
- b) U. S. 或 Tyler 筛分仪器 [见 7.3.1.2b)]。
- c) 天平 (感量 0.001g)。
- d) 研钵和顶部圆滑的研杵。
- e) 软鬃毛刷。
- f) 分样器。
- g) 干燥箱。

7.3.2.3 分析过程

样品的制备和测量过程按 7.3.1 进行。把 5g~15g 制备好的样品放在最上面的筛网上。调节振幅, 有效搅动颗粒。有效筛分的振动时间取决于样品的颗粒大小和泥质含量的多少, 一般在 10min~20min。

7.3.2.4 注意事项

该方法包含以下注意事项:

- a) 见 7.3.1.4 中的 a) 到 f)。
- b) 与机械筛分分析相比, 样品粒径更小, 需要更准确地称量。

7.3.2.5 计算

见 7.3.1.5。

7.3.2.6 优点

该方法的优点包括:

- a) 该方法适用于粒径大于 0.044mm 的样品进行粒度筛选。
- b) 试验简单, 并且使用的设备少。
- c) 该方法比机械振动筛分分析法更快捷 (每个样品大约用 15min)。
- d) 声波法比机械法需要的样品少 (5g~15g)。
- e) 要再次试验, 样品可以重新组合; 为进行其他试验, 样品也可以重新组合, 或按粒级大小分类保存。

7.3.2.7 应用限制

该方法的应用限制如下:

- a) 由于样品粒径较小, 所取的样品必须有代表性。
- b) 如果筛网框架是塑料的, 装入的微细样品可能产生静电滞留在筛网上, 对该方法的使用带来麻烦, 因此需要增加泥质砂岩的筛分时间。大多数情况下, 大量增加筛分时间可能不利于

把 $<0.044\text{mm}$ 的微粒筛到底盘中。

7.3.2.8 准确度

见 7.3.1.8。

7.3.2.9 校准

见 7.3.1.9。

7.3.3 筛分分析（湿法和湿/干结合法）

7.3.3.1 湿法筛分分析指的是冲洗一个有代表性的样品通过各个筛网的技术。湿法筛分分析与机械振动或声波振动使样品通过一套筛网的干法筛分分析相反。虽然与干法筛分相比，湿法筛分分析需要的时间要长得多，但是对于泥质砂岩最好选择这种方法。

7.3.3.2 顾名思义，湿/干结合筛分分析是湿法和干法结合的技术。该方法也适用于泥质砂岩。首先对样品称量，然后湿选筛分通过 0.044mm （325 目）的筛网，除去 $<0.044\text{mm}$ 的颗粒。把留在 0.044mm （325 目）以上的样品烘干，用在筛分分析（机械振动或声波振动）（见 7.3.1 和 7.3.2）中描述的干法进行筛分分析。

7.3.4 粒度分析（激光衍射）

7.3.4.1 测定原理

将分散的样品置于合适的携带液中（携带液可以是油基的，也可以是水基的，取决于测试标准），搅拌或循环携带液，以保证颗粒分散。发射一个激光束通过分散的样品，利用微型计算机分析衍射光谱图。计算粒度分布的原理是 Fraunhofer（弗朗荷费）衍射理论：即经过散射的入射光的角度与粒径成反比，经颗粒散射的光的强度与颗粒量成正比。

7.3.4.2 仪器和材料

该方法使用的仪器包括：

- a) 激光发射设备/合适的计算机配置。
- b) 样品分离机。
- c) 天平（感量 0.0001g ），并非所有的设备都需要。
- d) 研钵和顶部圆滑的研杵。
- e) 超声波发生器。
- f) 悬浮溶液。
- g) 烘箱。

7.3.4.3 分析过程

选取有代表性的岩样，除去其中的油，并烘干以排出溶剂。样品在测量前用超声波分离颗粒。将携带液装入容器，进行背景测量。在携带液中放入岩样并加入表面活性剂（一般是十二烷基磺酸钠），以降低表面张力和加速颗粒分散。将携带液与样品混合物重复循环并充分搅动，以保证颗粒均匀地分散。测量期间，发射已知固定波长的激光束通过携带液与样品的混合物。散射光向前照射光电探测器系统，并且根据 Fraunhofer（弗朗荷费）衍射理论，由散射光通量计算粒度分布。数据报告可以采用表格格式，也可采用图形格式来表述粒度范围（见表 24 和图 50）。

7.3.4.4 注意事项

该方法的注意事项如下：

- a) 见 7.3.1.4 中的 a) 和 b)。
- b) 仪器必须进行校准（包括激光调准，光电探测系统校准等）。
- c) 携带液必须无气泡，在进入测量系统前无颗粒。
- d) 样品必须均匀地分散在携带液中，测量过程中必须散开，不团块。
- e) 必须取有代表性的样品。

d) 染色环氧树脂。

7.3.5.3 试验过程

通常用染色环氧树脂填充萃取的岩样，将岩样粘在玻璃载片上，研磨到大约 $30\mu\text{m}$ 的厚度，这个厚度使透射光能透过大多数砂岩颗粒。通过测量二维薄片的单个颗粒横截面的长轴尺寸来确定粒径大小。多数情况下，只需将疏松岩样分散在玻璃载片上的浸油中。尽管也包括其他种类的矿物（如长石），但习惯将测量的尺寸限制为一种特定的碎屑岩矿物颗粒尺寸（一般指的是砂岩中的石英）。一般测量 200 个~300 个颗粒，实际测量数目取决于颗粒的分选程度，分选差的砂岩需要测量的颗粒数目比分选好的砂岩多。采用 Chayes (1956)^[4] 描述的点数法随机选择颗粒。测量一般以毫米为单位，可以转换为惯用单位 (in 和 ϕ 值等)。

7.3.5.4 注意事项

该方法的注意事项如下：

- a) 薄片只能测量颗粒的二维尺寸。因为颗粒形状不规则，大小不等，又因为由磨圆度不好的颗粒组成的沉积物表现出了各向异性的空间结构（即首选的颗粒定向），所以如果不作出基本假设对沉积物进行简化，用薄片测量就难以得到真实的粒度分布 (Blatt 等人, 1980)^[5]。
- b) 仪器必须校准。
- c) 薄片应该能够代表储层。
- d) 因为测量的颗粒相对较少，应谨慎操作以便取得有代表性的薄片样品。
- e) 薄片测量必须有足够的岩石颗粒以保证统计的可靠性。
- f) 对于层间存在粒度分布差异的层状砂岩，粒度选择很难避免偏差。

7.3.5.5 计算

通过测微目镜，采用无因次量直观测量颗粒大小。根据所用的测微目镜的放大倍数，选择转换系数，按比例把这些无因次量转换为毫米，以体积频率为基础来计算粒度分布。

7.3.5.6 优点

该方法的优点包括：

- a) 测量范围一般是 $2000\mu\text{m} \sim 37\mu\text{m}$ (10 目 ~ 400 目 U. S. 筛网)。
- b) 粒度分布的薄片测量适合于大多数储层岩石（砂岩和粗粉砂岩）。
- c) 粒度用于储层描述时，该项技术是以岩石胶结程度为标准的。

7.3.5.7 应用限制

该方法有以下局限性：

- a) 该方法耗时，且仅限于颗粒二维的观测。
- b) 设备和仪器价格昂贵。
- c) 不能由薄片直接导出平均值和粒度分布，且可能出现偏差。但相对而言 (Kellerhals 等人)，数据已够用了^[6]。
- d) 图像分辨率（相关的放大倍数和薄片厚度）影响细小颗粒的测量（粉砂和粘土颗粒）。

7.3.5.8 准确度和精度

测量数据趋向小粒级，测量精度是所测量颗粒数目的函数。

7.3.5.9 校准

可以用筛析和其他方法测量的颗粒粒径来校准薄片测量的颗粒粒径 (Rosenfel 等人, 1953)^[7]。

7.3.6 粒度的薄片测量（图像分析法）

7.3.6.1 测定原理

用自动或半自动图像分析法可估算疏松砂岩和胶结砂岩的粒度分布。7.3.6 提供的资料主要是疏松砂岩的粒度估算。

7.3.6.2 仪器和材料

该方法使用的仪器包括：

- 图像分析仪。
- 带光源的偏光显微镜。
- 薄片制备设备。
- 玻璃载片。
- 染色环氧树脂。

7.3.6.3 分析过程（疏松砂岩）

将砂岩颗粒分散在玻璃载片上，使颗粒间不互相接触。用与显微镜相连的视频照相机组成的简易图像分析设备，得到每个颗粒的投影面积或直径（Mazullo 和 Kennedy, 1985）^[8]。用背景（较明亮的）和颗粒（较暗的）的光度差作为界限标准，把颗粒由背景中区分出来。一般需要 200 个～500 个颗粒，耗时 5min～15min。

7.3.6.4 分析过程（胶结砂岩）

对于胶结砂岩，由于砂粒相互接触，若采用 7.3.6 中描述的图像分析方法，则使粒度分析复杂化。但是，目前已出现了测量粒间孔隙中心间距来估算粒度的方法。

7.3.6.5 注意

该方法的注意事项如下：

- 见 7.3.5.4。
- 如果要测量的颗粒互相接触，则测量可能不准确，导致测量的直径比实际的大。

7.3.6.6 优点

该方法的优点包括：

- 可快速获得原始数据，以数字形式存储数据。
- 非常小的样品也可以分析。

7.3.6.7 应用限制

该方法有如下局限性：

- 必须谨慎选取近百个具有代表性的样品。要求仔细地将样品分散，在颗粒粘连时，更要谨慎选择。
- 带有软件和视频照相的图像采集系统的价格比目测法高。

7.3.6.8 计算

必须将测量数据转换为体积频率。可以通过：a) 基于颗粒直径定义一系列粒径区间；b) 对每个粒径区间的所有颗粒，按其半径求体积，并把每个粒径区间的体积相加；c) 将所有粒径区间的体积求和，得到总体积。每个粒径区间的体积除以总体积并乘以 100%，求得每个粒径区间的体积百分含量。

7.3.6.9 准确度和精度

已有证据表明该方法测量的数据是准确的，且与筛分法的结果相比稍有偏差（偏差的原因在于筛分法的颗粒形状和大小的可选择性）。

7.3.6.10 校准

应用图像分析系统时，必须给定放大倍数的像素尺寸。

7.3.7 斯托克斯（Stokes）定律粒度分析

7.3.7.1 分析原理

将样品置于沉降筒液体中，通过监测悬挂在液体中的托盘质量的增值来确定颗粒的沉降速度。颗粒的沉降直径（具有等沉降速度的等密度小球的直径）由 Stokes 定律、Stokes 定律的修正形式或 Gibbs 方程（Gibbs 等人，1971^[9]）来计算。数据的格式与标准筛分分析相同。

7.3.7.2 仪器

该方法推荐使用的仪器包括：

- a) 研钵和顶部圆滑的研杵。
- b) 软鬃毛刷。
- c) 底部装载天平（感量 0.001g）或应力传感器。
- d) 沉降筒及相应的计算机硬件。
- e) 烘箱。

7.3.7.3 分析过程

样品制备按照 7.3.1 中的规定。样品预先称量（精确到 0.001g）并置于沉降筒内。颗粒的沉降速度与粒径、形状和密度有关。颗粒沉降到悬挂在精密天平或应力传感器的盘子上，悬挂盘距沉降筒顶部的距离已知。由微型计算机采集质量和时间数据，根据这些数据计算沉降速度。根据仪器的类型以及所要测量的粒度范围，测量时间由几分钟到二十分钟不等。一般用 Stokes 定律的修正形式或 Gibbs 方程计算沉降粒径。如果试验终止时，试样未全部采出，那么，应放宽最终测量的等效沉降粒径的分类区间。

7.3.7.4 注意事项

该方法的注意事项如下：

- a) 见 7.3.1.4 中的 a), b) 和 c)。
- b) 沉降筒必须干净（液体密度必须为恒量，测试完成后降落的悬浮颗粒必须忽略不计）。
- c) 颗粒必须被均匀、分散的装入沉降筒，且在装入沉降筒后完全散开。
- d) 用少量岩样时需要格外小心称量。
- e) 必须消除对流作用。

7.3.7.5 计算

一般用 Stokes 定律的修正形式或 Gibbs 方程根据沉降速度计算颗粒半径。

Stokes 定律：

$$V = \frac{2gr^2(\rho_g - \rho_f)}{9\mu} \quad \dots\dots\dots (74)$$

Gibbs 方程：

$$V = \frac{-3\mu + \sqrt{9\mu^2 + gr^2\rho_f(\rho_g - \rho_f)(0.015476 + 0.19841r)}}{\rho_f(0.011607 + 0.14881r)} \quad \dots\dots\dots (75)$$

式中：

V——沉降速度，cm/s；

g——重力加速度，980.665cm/s²；

r——颗粒半径，cm；

ρ_g ——颗粒密度，g/cm³；

ρ_f ——液体密度，g/cm³；

μ ——液体粘度，100mPa·s。

7.3.7.6 优点

该方法的优点包括：

- a) 测试快捷（几分钟到 20min）。
- b) 设备便宜。
- c) 测量范围宽〔可达到 25μm (U. S. 500 目筛网)〕。

7.3.7.7 准确度和精度

目前无现成资料。

7.3.7.8 校准

按照 Gibbs 等人 (1971)^[9] 提出的要求进行校准。

7.4 原油密度

用蒸馏抽提法确定流体饱和度时 (见 4.3)，为了把油的质量转换为油的体积，必须知道油的密度。采用油滴法、折射率法、密度瓶法、数字密度计法或核磁共振等方法，可以确定油的密度。

7.4.1 油滴法

7.4.1.1 分析原理

油滴法是在液体介质中悬浮一个油滴，油滴密度可用液体密度计或密度天平测量。

7.4.1.2 仪器

该方法的仪器包括：

- 玻璃圆柱筒或透明的塑料圆柱筒。
- 液体密度计或密度天平。

7.4.1.3 分析过程

在液体饱和度试验过程中，将岩心中取出的油滴，置于一装有乙醇和水的玻璃圆筒或塑料圆筒中。通过加入乙醇或水调节溶液密度，直到油滴保持悬浮状态，即搅动后油滴既不会上浮，也不会下沉，然后用液体密度计或密度天平测量溶液密度 [在 ASTM D287 - 55^[10] 中可以查到用液体密度计测量密度的正确作法。将测试温度调节到 15.6°C (60°F)，观察标准密度，分别用表 5 和表 3 将密度转换为 ASTM - IP (美国版)^[11] 密度]，密度天平可以直接读出密度。一个转换液体重度和密度的简单图表是很有用的。

7.4.1.4 注意事项

该方法的注意事项如下：

- 在调节乙醇—水溶液的密度之前，必须除去粘附在油滴表面的气泡。
- 每次加入乙醇或水以后，必须搅动溶液，以保证溶液密度均匀。

7.4.1.5 优点

不需要精密仪器。

7.4.1.6 应用限制

调节乙醇和水的比例相当耗时。

7.4.1.7 准确度和精度

目前还没有现成的资料。

7.4.2 折射率法

7.4.2.1 分析原理

折射率法确定 20°C 密度是最常用的确定原油密度的方法，原油是在液体总和法求取饱和度试验过程中，由岩心样品中获取的。该方法还用于确定脱气原油、油层测试原油、钻杆测试原油等的 20°C 密度，这些情况下只需少量原油即可进行原油密度测试。

折射率法需要一些常见的已知 20°C 密度的脱气原油样品，测量液体加和前和加和后的原油的折射指数，然后绘制原油的折射率与密度的关系曲线，进行简单的线性回归图解或计算得到原油密度。

7.4.2.2 仪器

该方法用的仪器包括：

- 液体密度计。
- 配套的玻璃器皿。
- 玻璃滴管。
- 折射仪 (折射率范围为 1.30~1.90)。

7.4.2.3 分析过程

根据 ASTM D287—55，用液体密度计^[10]或密度天平确定脱气原油样品的 20℃ 密度。用玻璃吸管从地面脱气原油中吸出有代表性的试样，并装入折射仪中，然后，对地面脱气原油试样进行液体加和分析蒸馏，确定样品的折射率（见 4.2 井壁和常规岩心分析确定流体饱和度的蒸馏法），确定采出油的折射率。绘制蒸馏前的折射率和蒸馏后的折射率与 20℃ 密度的关系曲线，用图解法或计算法确定 20℃ 密度。

7.4.2.4 注意事项

该方法的注意事项如下：

- a) 必须用折射仪测量已知折射率的液体来校准折射仪。
- b) 折射仪的棱镜和目镜玻璃片必须彻底地清洗。
- c) 进行测量时，折射仪棱镜必须正对目镜安全放置。
- d) 测量之前，必须除去油中的水分和固体物质。
- e) 原油必须是浅色的，而且要用薄膜折射仪。

7.4.2.5 计算

可以将地面脱气原油的 20℃ 密度与折光指数进行简单的线性回归。利用折射率、斜率和截距计算 20℃ 密度。

7.4.2.6 优点

该方法的优点包括：

- a) 方法简单、快捷，数据准确合理。
- b) 不需要精密设备。
- c) 试验仅需少量样品 (0.03mL)。

7.4.2.7 准确度和精度

如果进行了适当的校准且测定过程中谨慎操作，则用该方法确定的 20℃ 密度与由 ASTM D287—55^[10]确定的密度偏差在 15.6℃ 时应为 $\pm 0.007 \text{ g/cm}^3$ ($\pm 1^\circ \text{ API}$)。

7.4.3 密度计法(微密度瓶法)

7.4.3.1 原理

用小密度瓶测定和计算的 20℃ 密度来确定油样的密度。

7.4.3.2 仪器

该方法用的仪器包括：

- a) 天平 (感量 0.01g)。
- b) 校准的密度瓶——可以用薄壁玻璃做成的 U型毛细管制作密度瓶。利用不同长度、内径的玻璃管可制成各种尺寸的密度瓶。应该用已知密度的液体（可以用无气的蒸馏水）完全充满或充到标准线来校准体积。

7.4.3.3 试验过程

称量一个清洁、干燥的密度瓶的质量，把一部分要分析的油倒入密度瓶。确定密度时，最好采用较大量的样品。对密度瓶二次称量，计算油质量，将油质量除以毛细管体积确定油的密度。油的密度除以相同测试温度下的水的密度来计算油的密度，从而计算 20℃ 密度。

7.4.3.4 注意事项

相对于油的质量，密度瓶的质量应该尽量减小。这样可以减少由质量差引起的误差，使测量更准确。

7.4.3.5 计算

以下是该方法的计算过程：

油的密度 (g/cm^3) =

$$[\text{装载油的密度瓶质量 (g)} - \text{初始密度瓶质量 (g)}] / \text{密度瓶体积 (cm}^3\text{)} \quad \dots \dots \dots \quad (76)$$

$$\text{相对密度} = \text{油的密度 (g/cm}^3\text{)} / \text{水的密度 (g/cm}^3\text{)} \quad \dots \dots \dots \quad (77)$$

$$\text{API 密度 (度)} = (141.5 / \text{相对密度}) - 131.5 \quad \dots \dots \dots \quad (78)$$

7.4.3.6 优点

该方法的优点包括：

- a) 如果密度瓶经过了校准，则测得的数据准确。
- b) 测量快速。

7.4.4 数字密度计法

7.4.4.1 分析原理

数字密度计的测量原理基于充满液体的空心振荡器的自然频率的变化。振荡器的频率变化与装入样品后振荡器的质量变化有关，因而与样品密度有关。

7.4.4.2 仪器

需要一个数字密度计。

7.4.4.3 试验过程

通过测量充满空气和充满蒸馏水的震荡器频率确定仪器的校准常数。将试样注入震荡器，测定震荡器频率，由 7.4.3.5 提出的方法计算 API 密度。

7.4.4.4 优点

该方法快速而准确。

7.4.4.5 应用限制

需要的试样量相对较多。

7.4.5 核磁共振 (NMR) 法

7.4.5.1 分析原理

NMR 法测定原油粘度的原理基于粘度与引起 NMR 自旋点阵弛豫的分子移动和旋转扩散之间的 Stokes 关系。可以使用¹H 或¹³C NMR。方法的主要优点是能用于原油或油—水乳化液、岩心柱塞或全直径岩心内的原油及溶解在抽提液中的原油的粘度测定。

7.4.5.2 仪器

具有¹H 或¹³C 化学漂移能力的傅立叶变换 NMR 分光计。对于 NMR 扩散测量，需要一个场梯度在 100gauss/cm 以上的脉冲梯度 NMR 探针。

7.4.5.3 分析过程

用一个逆向接收或饱和接收脉冲序列来测量¹H 或¹³C 自旋点阵弛豫时间 (T_1)，然后由建立的关系图确定粘度和 20℃ 密度。分析岩心内的原油最好用¹³C NMR，因为不需要在岩心中的油相和水相之间区分化学漂移。

利用一定的稳定脉冲磁场梯度能直接进行液体中的移动扩散的¹H NMR 测量。脉冲顺序通常为 90° 和 180° 射频 (RF) 脉冲，以后是具有磁场梯度脉冲的 90° – T – 180° 自旋回波。磁场梯度扩散引起自旋回波振幅的不可逆损失，因为只有未扩散到具有不同磁场的区域的核子将重新聚焦。中间脉冲时间 (T) 保持的很短（大约 1ms），以防止在孔隙壁阻碍扩散。通过化学漂移光谱，也可以通过用 Mn – EDTA 加水消除水的信号，使油和水的信号分开。油的扩散系数可能与粘度有关，通过 Stokes 定律和 20℃ 密度，根据粘度与 20℃ 密度关系曲线可计算油的扩散系数。

7.4.5.4 优点

NMR 法的优点包括：

- a) 操作快捷、无侵入且能自动分析。
- b) 该方法适用于散装油、柱塞岩心或整个岩心中的原油以及溶解在抽提液中的原油。
- c) 需要制备少量的试样。

- d) 可以测量油—水乳化液。
- e) 对于¹H NMR 需要的油量很少 (<0.1mL)。

7.4.5.5 应用限制

NMR 法的应用限制如下：

- a) NMR 光谱仪价格昂贵。
- b) 由于 T_1 与粘度的关系在 $1000\text{mPa}\cdot\text{s}$ (1000cP) 以后变平, T_1 法只能用于粘度 $1000\text{mPa}\cdot\text{s}$ (1000cP) (API 度约为 15°API) 以下的原油。该限制不适用于 NMR 扩散测量, 因为 NMR 扩散测量只受所用的磁场梯度强度的限制。

7.5 原油性质

7.5.1 原油性质 (色谱法/烃汽化法)

岩屑和岩心样品中的残余油可以定量分析油的体积和评价原油的组分性质。对这些数据作出解释, 可提供以下资料:

- a) 改变过程——原油性质受一个或几个改变过程控制, 这些改变影响原油在油藏中的聚集。在岩石孔隙空间发现的残余烃的组分变化反映了改变过程造成的原油性质的变化。
- b) 烃产物的类型——地面岩石基质中的残余烃的组分很少能够反映压力下降造成的原始油藏组分中失去的组分。中间介质和重组分的分布可以用于预测烃产物的类型 (非生产性的产物、气、凝析油或油)。
- c) 岩石性质的变化 (渗透率) ——压力下降过程中的组分挥发受烃类分子大小和挥发性的影响, 也受渗透率的影响。组分差别往往与渗透率及渗透率的变化有关。
- d) 污染 (钻井液及添加剂) ——通过与岩样分析相同的过程可分析钻井液及添加剂的污染。可利用组分对比和烃比率技术把烃类与钻井污染物区别开来。
- e) 采出的油与岩屑或岩样中油的关系。

7.5.1.1 分析原理

该方法将岩屑或岩样中的残余油直接在色谱柱上气化, 用火焰离子检测器 (FID) 检测色谱柱分离的组分, 由记录输出结果获得峰高和面积。

7.5.1.2 仪器

该方法使用的仪器包括:

- a) 色谱仪——包括内有适合于分离的固定相和火焰离子检测器的大孔径毛细管柱 (内径 0.5mm)。
- b) 蒸发室 (低无效体积, 准确的温度控制, 均匀的温度分布)。
- c) 样品蒸发皿 (石英管)。
- d) 积分仪。
- e) 天平 (感量 0.001g)。

7.5.1.3 分析过程

选择有代表性的样品 ($0.01\text{g} \sim 1.0\text{g}$) 置于一石英样品蒸发皿中 (岩屑必须用水漂洗, 以除去其中的钻井液, 在装入样品蒸发皿前干燥 $2\text{h} \sim 4\text{h}$)。所用的样品量取决于油的饱和度、检测器性能和色谱柱的界限。将加了样品的样品蒸发皿称量后放入蒸发室。人体皮肤表面的油分可能会造成污染, 因此要避免用手直接接触。

烃类在不会产生裂解的温度下蒸发, 当温度高于 320°C 时, 将会使大分子裂解。蒸发的气体直接经过色谱柱而不发生分离。在设计的速度下, 提高色谱柱温度可提高分辨率。将火焰离子检测器的输出结果转换为 mV (峰高) 或 $\text{mV}\cdot\text{s}$ (面积)。由保留时间可确定特定峰值。

7.5.1.4 注意事项

该方法的注意事项如下:

- a) 样品必须有代表性。
- b) 大量的样品可增加重复性，但将会影响峰的分辨率。
- c) 高束缚水饱和度可能引起检测器反映的消失，特别是对于较轻的中间组分。
- d) 需要准确称量 ($\pm 0.001\text{g}$)。
- e) 在干燥样品期间，避免加热样品失去轻烃组分。

7.5.1.5 计算

7.5.1.5.1 残余烃体积的量化：

$$\text{归一化总面积} (A_n) = \frac{\text{总面积} (A_t)}{\text{样品质量} (\text{g})} \quad \dots \dots \dots \quad (79)$$

7.5.1.5.2 变化过程——指数可以表格化，以区别组分的变化。

以下是用于确定烃产物类型、来源和变化过程的几种指数类型：

$$\text{a) } n - C_{15+} (\%) = [(>n - C_{15} \text{ 面积}) / A_t] \times 100 \quad \dots \dots \dots \quad (80)$$

$$\text{b) } n - \text{烷烃} (\%) = [(n - C \text{ 组分面积}) / A_t] \times 100 \quad \dots \dots \dots \quad (81)$$

$$\text{c) } (n - C_{17} + n - C_{18}) / (\text{姥鲛烷} + \text{植烷}) = \\ (n - C_{17} \text{ 的峰高} + n - C_{18} \text{ 的峰高}) / (\text{姥鲛烷峰高} + \text{植烷峰高}) \quad \dots \dots \dots \quad (82)$$

$$\text{d) } \text{姥鲛烷} / \text{植烷} = \text{姥鲛烷峰高} / \text{植烷峰高} \quad \dots \dots \dots \quad (83)$$

$$\text{e) 碳优势指数} = \left| \frac{\sum \text{奇碳峰高 } n - C_{17} \sim C_{31}}{\sum \text{偶碳峰高 } n - C_{16} \sim C_{30}} \right| + \left| \frac{\sum \text{奇碳峰高 } n - C_{17} \sim C_{31}}{\sum \text{偶碳峰高 } n - C_{18} \sim C_{32}} \right| \quad \dots \dots \dots \quad (84)$$

7.5.1.5.3 烃产物类型：

每组碳组分（轻组分、中间组分和重组分）内的面积百分数由下式计算：

$$\text{a) 轻组分} \% = (<C_8 \text{ 的面积的和} / A_t) \times 100 \quad \dots \dots \dots \quad (85)$$

$$\text{b) 中间组分} \% = (<C_{13} \text{ 的面积的和} / A_t) \times 100 \quad \dots \dots \dots \quad (86)$$

$$\text{c) 重组分} \% = (>C_{18} \text{ 的面积的和} / A_t) \times 100 \quad \dots \dots \dots \quad (87)$$

一般根据以下规则预测烃产物：

a) 非烃产物——较轻组分的百分数相当高，总面积相当低。

b) 气体产物——较轻组分的百分数相当高，中间组分的百分数较低，总面积相当高。

c) 油产物——中间组分和重组分的百分数相当高，总面积高。

7.5.1.6 优点

该方法的优点包括：

- a) 所需样品少 ($0.01\text{g} \sim 1.0\text{g}$)。
- b) 不需要进行溶剂抽提和样品分离。
- c) 可以同时检测油的组分和残余烃含量。

7.5.1.7 应用限制

束缚水可能会干扰检测效果，特别是较轻的中间组分。

7.5.1.8 准确度

准确称取样品和小心控制操作条件得出的油体积的重复性误差在 3% 以内。组分分布的重复性取决于操作条件和色谱柱状态的维护，并且可以通过重复试验进行检验。

7.5.1.9 校准

仪器校准实质上是为了获得一致的结果。关键在于：

- a) 组分标识——单峰标识基于滞留时间，滞留时间取决于载气流动速度、色谱柱温度和色谱柱固定相状态。应预先校准载气的流动速度，对系统应进行常规渗漏检查。可以测量指定峰的保留时间，用指定的组分（如正烷烃）的样品产生的峰进行校准。
- b) 检测仪反映的校准——根据标准检查峰的分辨率和系统噪点，相对面积应该保持一致，相对

标准差一般为 2%~3%。

- c) 重复性——用同一试样进行重复试验可以评价重复性。用指定的指数以及加权标准化的总面积一起检查重复性。

7.6 酸溶解度

7.6.1 原理

通常利用岩屑和岩心样品的酸溶解度试验来评价 HCl 或土酸 (HCl/HF 混合液) 与储层岩石的反应。试验结果可用来评价酸化增产作业能否成功、井眼附近的堵塞能否排除、进行地层伤害的敏感性评价、确定碳酸盐岩中方解石/白云石的比例以及确定碳酸盐岩中的石英含量。该试验方法适用于确定油田作业需要的酸的体积及确定酸的反应系数。

酸溶解度试验是确定地层对酸的敏感性的重要试验。将质量已知的干燥样品放在过量酸中，滞留一定时间。然后干燥样品，重新称量，利用质量差来计算被酸溶解掉的物质的百分数。

7.6.2 仪器和材料

测定酸溶解度的仪器包括：

- a) 天平 (感量 0.001g)。
- b) 测定 HCl 溶解度的配套玻璃器皿 (烧杯、漏斗、刻度量筒等)。
- c) 用于测定土酸溶解度的配套的聚乙烯或聚丙烯烧杯、漏斗、刻度量筒等。
- d) 研钵和研杵。
- e) 0.18mm (U.S. 80 目) 筛网。
- f) 烘箱。
- g) 耐酸滤纸。
- h) 15% (质量百分数) 的 HCl。
- i) 土酸 (12% HCl + 3% HF)。
- j) 合适的安全设备 (防护面罩、防护围裙等)。

7.6.3 分析过程 (HCl 溶解度、方解石含量)

选取一个有代表性的样品，除油并干燥到恒重以确保除去了溶剂和水分。将样品充分分散，得到几克小于 0.18mm (U.S. 80 目筛网) 的样品。称出大约 1g 样品，在 150mL 的 15% HCl 溶液中静置 60min~65min。准备过滤仪器，并称量滤纸。过滤酸与样品的混合物，并用去离子水冲洗。干燥后的样品并称量，利用质量差来计算物质的酸溶解度。

7.6.4 分析过程 (HCl 溶解度、方解石加白云石总量)

白云石也溶于 80°C 的 HCl，利用 7.6.3 的分析过程，得到在此温度下的总碳酸盐含量 (方解石 + 白云石)。

7.6.5 分析过程 (土酸溶解度、总酸溶解量)

将碳酸盐和硅酸盐物质如长石和粘土，溶解于 HCl 和 HF 的混合物中，一般把这种混合物称为土酸 (泥酸)。虽然可以使用各种浓度的 HCl 和 HF，但最常用的是 12% HCl 和 3% HF 的混合物。若在上述过程 (7.6.3) 中，采用耐 HF 的仪器，可得出总酸溶解度 (即碳酸盐、长石、氧化铁、粘土等)。

7.6.6 注意事项

试验过程是质量分析过程，需要严格遵守操作过程，也需要能够实现重复分析的试验室技术。

注意：采用 7.6.3, 7.6.4 和 7.6.5 所描述的分析过程处理酸溶液时，必须采取适当的安全措施。

7.6.7 计算

以下是该方法的计算过程：

方解石含量 (HCl, 室温)：

$$\text{酸溶解量 \%} = [(\text{初始样品质量} - \text{最终样品质量}) / \text{初始样品质量}] \times 100 \quad \dots \dots \quad (88)$$

总碳酸盐含量 (HCl, 80℃):

$$\text{酸溶解量 \%} = [(\text{初始样品质量} - \text{最终样品质量}) / \text{初始样品质量}] \times 100 \quad \dots \dots \dots \quad (89)$$

$$\text{白云石含量 \%} = \text{总碳酸盐含量 \%} - \text{方解石含量 \%} \quad \dots \dots \dots \quad (90)$$

总酸溶解含量 (土酸):

$$\text{酸溶解量 \%} = [(\text{初始样品质量} - \text{最终样品质量}) / \text{初始样品质量}] \times 100 \quad \dots \dots \dots \quad (91)$$

7.6.8 优点

这项技术并不复杂，只需简单的设备。

7.6.9 应用限制

该方法的应用限制如下:

- a) 由于样品是分散的，且试验是在过量的酸中进行，因而得出的结果只代表岩石的最大反应能力。
- b) 室温下，菱铁矿可溶于 HCl 中，因此可能会影响方解石含量的计算。

7.6.10 准确度和精度

目前无现成资料。

7.6.11 校准

天平必须进行校准。

7.7 地层水矿化度的测定

因为地层水的矿化度有助于进行岩心分析资料的解释和电测井评价^{[12], [13]}，所以需要根据岩心中的含水来确定地层水的矿化度。矿化度或总矿化度 (TDS) 定义为地层水中所有溶解的固体的总和，以每千克溶液中溶解的毫克盐量表示 (mg/kg)，相当于百万分之一 [mg/L (ppm)]。往往用地层水中的氯离子含量计算矿化度，并以 NaCl 当量表示。然而，如果由测定的电阻率计算矿化度，则该矿化度值代表由所有溶解电解质离子贡献的 NaCl 当量。地层水矿化度的测量结果基于在储层条件下的地层水中的化学离子和气体在大气环境条件下仍然保留在地层水中这一假设。对于地层盐水离子浓度接近溶解度极限而言，情况并非如此，即在储层温度和压力下可溶解的，但在大气条件下难于溶解。

取心作业过程中，取心液 (泥浆) 可能侵入岩心并稀释地层水。有三个因素可以尽量降低钻井滤液对地层水的稀释：用低侵入的取心钻头取岩心、使用低失水量的取心液及岩心取到地面后，立即在井场选取分析用岩样^{[14], [15], [16]}。用来分析地层水矿化度的柱塞岩心，应从岩心的中心钻取，因为此处远离滤液侵入量最大的岩心外表 (见 4.3.7)^[15]。为了避免水由柱塞岩心中蒸发，柱塞岩心应在取出后立即密封 (见 2.5)。为了防止示踪剂迁移和逆流吸入，将岩心从岩心筒中取出后，冷冻全部岩心，是不被推荐的办法，可以在井场从岩心中部钻取柱塞样品。由于岩心冷冻，在岩心表面有盐析出^[17]。

如果已知地层水和钻井滤液的矿化度，可以通过地层水的矿化度估算岩心被取心液冲刷的程度 (但可能受非均匀分布的影响)。即使不知道地层水的矿化度，如果取心液中含有化学示踪剂，假设该化学示踪剂在地层水中的含量很低，如氟水、溴化物或碘化物 (见 4.3.7)^[18]，那么也可以估算岩心被水基取心液冲刷的程度。

如果取心液中含有高浓度的钾，因为氯化钾是取心液中盐的主要来源，那么钾离子就可以用作示踪剂。地层水中，钠与钾的比值远远大于 1。分析地层水中的阳离子 (钠和钾) 提供了一种确定岩心中是否有取心液的方法。用钾离子作为示踪剂只能提供取心滤液侵入岩心范围的定性表征，而取心液化学示踪剂，如氟化水、溴化物或碘化物，则可以提供定量的评价；这些阴离子在化学性质上不会被可能含有像钾离子的阳离子的岩体所稀释。

7.7.1 地层水萃取

为了测量地层水的矿化度，首先，必须把水从岩心中分离出来。通过用不混溶的液体驱替或离心等机械方法，从岩心中驱出地层水。当地层水接近束缚水饱和度时，可能无法用机械方法排出地层水，那么就用水从岩心中萃取盐，由萃取的盐量和岩心中的初始含水量计算矿化度。

7.7.1.1 离心法

7.7.1.1.1 原理

通过离心岩样可以排出包括地层水的岩心液体。

7.7.1.1.2 仪器

该方法推荐使用的仪器包括：

- a) 离心机和样品夹持器。
- b) 配套玻璃器皿。

7.7.1.1.3 分析过程

离心机驱动力至少为重力的 1000 倍，离心力作用在岩样的重心处。离心样品夹持器是一个带有接收容器、底部钻孔的气密组件。岩样敞口放在与质量相匹配的离心样品夹持器中，离心至少 1h，如果渗透率低于 100mD，最好离心一夜。用分液漏斗或移液管由盐水层中吸出水样，将盐水样品从由冲洗岩心的混合液中分离出来，保存该样品，以备测定矿化度。

7.7.1.1.4 注意事项

该方法的注意事项如下：

- a) 应控制离心机的温度，以减少水从岩样夹持器中损失的可能性。
- b) 从开始处理岩心到把地层水样品置入到测定矿化度的样品容器中的所有步骤，都应采取措施避免水分蒸发。

7.7.1.1.5 优点

该方法的优点包括：

- a) 岩样不必是圆柱形状或胶结岩心。
- b) 岩样中含有地层原油时，该方法不会影响结果的有效性。

7.7.1.1.6 应用限制

该方法的应用限制如下：

- a) 对于低渗透率样品，离心出地层水需要的时间很长。
- b) 只有岩心含有足够高的地层水饱和度时才能用该方法进行这项试验，这样在现有的最高离心速度下，才能把这部分水排出。
- c) 当离心力作用在未施加机械约束的岩样上时，离心力有可能不可逆地改变岩石骨架，改变孔隙度和渗透率，因此这样的岩样就不适合以后的岩心分析试验。
- d) 排出的地层水的矿化度可能并不代表地层压力和温度条件下的地层水矿化度。

7.7.1.1.7 准确度或精度

分离技术的准确度或精度受到由井场到试验室岩心保存、处理、地层水样品萃取等操作的影响。蒸发相对小样品或低盐水饱和度 ($S_w \leq 5\%$) 的岩样有影响，有可能使矿化度增加。随地层水体积的增加，百分误差明显降低。小心谨慎处理岩心，可以使岩心矿化度的误差小于总矿化度的 2%^[13]。

7.7.1.2 非混相流体冲洗

7.7.1.2.1 分析原理

通过非混溶液驱替、冲洗可以排出岩心中的地层水。

7.7.1.2.2 仪器

该方法的仪器包括：

- a) Hassler 型或三轴向岩心夹持器。
- b) 溶剂泵。
- c) 配套玻璃器皿。

7.7.1.2.3 分析过程

将柱塞岩心置于 Hassler 型夹持器橡胶套筒或三轴向岩心夹持器样品室中，使液体通过岩样骨架

流动。这一过程的细节在 3.6.4.1 中描述。与水不混溶的液体是一种精制矿物油或像甲苯这样的有机溶剂。与水不混溶的液体与水之间的粘度差越高，驱替出地层水的可能性越大。用分液漏斗或移液管由盐水层中吸出水样，将盐水样品从由冲洗岩心的混合液中分离出来，保存该样品，以备测定矿化度。

7.7.1.2.4 注意事项

该方法的注意事项如下：

- a) 驱替地层水用的液体在水中的溶解度应该很低，这样就不会改变萃取的水的矿化度。
- b) 处理岩心、冲洗以及把盐水移到测定矿化度的样品容器时，要小心操作避免水的蒸发。

7.7.1.2.5 优点

岩样中含有原油时，用这种方法不会干扰结果的有效性。

7.7.1.2.6 应用限制

该方法的应用限制如下：

- a) 对于低渗透率样品，驱替出地层水需要的时间很长。
- b) 该方法只适用于岩心的盐水饱和度随着压力降低而降低的样品，即岩心是从水层或油—水过渡带取出的。
- c) 如果驱替过程加在岩心上的净水压力超过净地层上覆压力，那么岩样的孔隙度就会被压缩且不可恢复，这样的岩样就不适合用于以后的岩心分析试验。
- d) 岩样形状必须是圆柱形的。
- e) 岩心中排出的水的矿化度，不一定代表地层压力和温度条件下的地层水矿化度。

7.7.1.2.7 准确度或精度

见 7.7.1.1.7。

7.7.2 岩心中盐分的萃取

从干燥岩样中萃取地层水的盐分。

7.7.2.1 仪器

该方法的仪器包括：

- a) 研钵和研杵。
- b) 天平。
- c) 干燥器。
- d) 配套玻璃器皿。

7.7.2.2 分析过程

选择大约 50g 含水饱和度已知的样品，尽可能从靠近测定饱和度试验的样品处的岩心中选择小的试样。最好的作法是使用以前测定饱和度时用过的样品。

样品必须除油。Dean-Stark 甲苯萃取岩心是合适的方法。将岩样在研钵中研磨到大约 1~19mm (16 目)，放入烘箱中烘干到恒重，取出在干燥器中冷却后，称量岩样，并移置到烧瓶内。加入 100mL 蒸馏水，用力搅拌混合物几分钟。放置 1h，期间再继续搅拌几次。将得到的盐溶液过滤，或轻轻地倒出上层的混合液，保存滤液或混合液，以备测定矿化度。

7.7.2.3 注意事项

该方法的注意事项如下：

- a) 如果怀疑岩样含有粘土矿物，应在测定岩心含水量的干燥步骤时，使用温度约为 60℃ (140°F)，湿度为 45% 的恒湿烘箱。这样做是为了防止失去粘土矿物中的化合水和物理状态束缚水 (不影响矿化度)^[19]，从而避免过高估算岩心含水量，导致地层水的矿化度偏低。由于在恒湿条件下干燥，不会使粘土矿物脱水，因此加到样品中的 100mL 水的检测不到的水分将使粘土再水化。

- b) 所有步骤包括从岩心保存到把盐水试样移到测定矿化度的样品容器，要小心操作避免水分蒸发。

7.7.2.4 优点

该方法简单，使用设备少，测定时间短。

7.7.2.5 应用限制

该方法的应用限制如下：

- a) 岩样中的油干扰地层水含量的测定。烃类中的挥发性组分，在干燥阶段将会损失，从而使含水量过高。
- b) 如果岩心中含有硫化物矿物，在岩心处理、储存或盐分提取过程中，就会被氧化，如黄铁矿氧化时产生水溶性硫酸铁盐，这会导致萃取的盐量增加。
- c) 如果岩心中含有可溶于盐的固相（矿化度与地层盐水平衡），即硬石膏或氯化钠，在干燥和萃取过程中，由于萃取时水量远远高于岩样量，就可把这些盐萃取出来，因而使地层水的矿化度增高。
- d) 样品遭到破坏。
- e) 计算出的地层水的矿化度有可能不一定代表地层压力和温度条件下的地层水矿化度。

7.7.3 地层水矿化度的测定

测定地层水的矿化度，可以用（a）氯离子的化学测定法；（b）折射率法；（c）电阻率测量法。矿化度可表示为：地层水中百万分之几的氯化钠（虽然其他盐类一般用百分含量表示），相当于每千克溶液中含有的氯化钠的毫克数（氯化钠和水）。

测定地层水的矿化度还有其他几种分析方法。包括离子色谱、原子吸收和电感耦合等离子体光谱。这些方法联合应用能够准确地确定地层水中的阳离子和阴离子组分，但需要的设备比 7.7.3.1, 7.7.3.2 和 7.7.3.3 描述的设备贵得多。

7.7.3.1 化学法测定氯离子

利用由岩心中排出的未稀释的盐水溶液、通过冲洗岩样过滤得到的滤液或在浸滤过程用的水样测定氯离子浓度。水的矿化度由地层水中百万分之几的氯化钠表示（mg/kg）。

7.7.3.1.1 仪器和试验过程

API RP 45^[20] 中详细描述了测定氯离子的仪器、试剂和过程（油田水分析推荐作法和 ASTM D512 : 1989^[21] 水中氯离子的标准实验方法）。ASTM 列出了四种方法：方法 A——汞量滴定、方法 B——硝酸银滴定、方法 C——比色法、方法 D——离子选择电极，最好用方法 B。其中描述的计算将给出氯离子而不是氯化钠的矿化度。7.7.3.1.3 中描述了氯化钠的计算方法。

7.7.3.1.2 注意事项

注意事项如下：

- a) 盐水样品应稀释到滴定溶液和设备的最佳范围内。
- b) 做氯离子的空白测定，以校准玻璃容器和试验用水中存在的氯离子。

7.7.3.1.3 计算

采用以下计算过程：

- a) 直接计算岩样中排出的地层水的矿化度。通过氯离子滴定测量的盐溶液的摩尔浓度，可以转化为氯化钠含量，mg/kg，如下式：

$$\text{NaCl 含量}(\text{mg/kg}) = 1000N_1 \cdot MW_{\text{NaCl}} / D_w \quad \dots \dots \dots \quad (92)$$

式中：

$$N_1 = V_2 \cdot N_2 / V_1 \quad \dots \dots \dots \quad (93)$$

N_1 ——滴定的盐溶液的摩尔浓度，mmol/mL；

V_1 ——滴定的盐溶液体积，mL；

N_2 ——氯离子试剂的当量浓度（即硝酸银），mmol/mL；

V_2 ——滴定终点氯离子试剂的体积, mL;

D_w ——地层水的密度, g/mL;

MW_{NaCl} —— $NaCl$ 的摩尔质量 = 58.5 g/mol。

- b) 当岩心不能排出地层水, 盐由水萃取时, 地层水中原来存在的盐则必须反算。将用化学法测定的矿化度换算为由岩样获取的氯化钠总毫克数。该数值表示由样品地层水中得到的总矿化度。总矿化度以盐的毫克数除以通过饱和度测定得到的地层水的体积质量, 用于计算地层水中的盐的浓度, 该值以百万分之几的氯化钠表示。

由岩心样品浸滤得到的氯化钠溶液, 通过氯离子滴定确定的毫克数计算如下:

$$NaCl \text{ 质量} (\text{mg}) = N_1 \times 58.5 \times V_w \quad \dots \dots \dots \quad (94)$$

$$N_1 = V_2 \cdot N_2 / V_1 \quad \dots \dots \dots \quad (95)$$

式中:

N_1 ——滴定的盐溶液的摩尔浓度, mmol/mL;

V_1 ——滴定的盐溶液体积, mL;

N_2 ——氯离子试剂的摩尔浓度(即硝酸银), mmol/mL;

V_2 ——滴定终点氯离子试剂的体积, mL;

V_w ——用于浸滤或萃取样品的水体积, mL。

假如岩样不含油, 地层水的质量直接由岩样干燥前与干燥后的质量差求得。干燥过程应按 5.3.2.3.6 的说明进行。

地层水的矿化度 (mg/kg) 由下式求得:

$$NaCl(\text{mg})/\text{地层水}(\text{kg}) = NaCl(\text{mg}) \times 1000.0 / [\text{地层水}(\text{g}) + NaCl(\text{g})] \quad \dots \dots \dots \quad (96)$$

如果岩样含油, 以下的计算可以提供近似的矿化度值。必须确定该样品或相邻样品的流体饱和度。岩样所含水量由下式计算:

$$\text{地层水质量}(\text{g}) = V_b \cdot \phi \cdot S_w \cdot D_w \quad \dots \dots \dots \quad (97)$$

$$V_b = [(W/D_g)/(1 - \phi)] \quad \dots \dots \dots \quad (98)$$

式中:

W ——干岩样质量, g;

D_g ——颗粒密度, g/cm³;

ϕ ——孔隙度, 小数表示;

V_b ——岩样总体积, cm³;

S_w ——含水饱和度, 孔隙体积分数;

D_w ——地层水密度, g/cm³。

如果颗粒密度还未测定, 则采用所测地层有代表性的值。假设地层水的密度以 1.0 为初始估计值, 用式 (96) 计算矿化度以后, 就可以根据计算的拟矿化度, 用新的密度重新计算式 (97), 用式 (96) 重新计算矿化度。

7.7.3.1.4 优点

该方法的优点如下:

- a) 方法迅速、方便。
- b) 能准确确定氯化物。

7.7.3.1.5 应用限制

该方法的应用限制如下:

- a) 结果以氯化钠表示, 是阴离子而不是氯离子, 这样就不能检测出溶液中存在的硫酸盐和重碳酸盐。
- b) 其他的卤化物, 如溴化物和碘化物, 也按氯化物来测定。

7.7.3.1.6 准确度或精度

当地层水可以通过离心或非混溶液冲洗采出时，矿化度（mg/kg）测定的准确度受测定矿化度方法的控制，地层水样品的氯离子滴定的准确度约为总矿化度的±（1%~2%）。API RP 45 报告的精度约为1%，准确度约为现有量的2%。当地层水的盐必须由干岩心萃取时，确定地层水的矿化度（mg/kg）受水含量测定的限制^[13]。McCoy 等人^[13]报告的油田数据，用油基钻井液，在油—水接触面取的岩心测定的氯化物矿化度（油基钻井液），与产出水的矿化度一致，误差平均在1%之内。干岩心样品水萃取获得的氯化物浓度约为2000 OBM（油基钻井液）（用与7.7.2和7.7.3相似的方法）。

7.7.3.2 折射率测定

通过测定折射率可估算水的离子组成。折射率与氯化钠及其他盐的离子浓度有直接关系。可由文献数据绘制不同矿化度和氯化钠溶液温度下的标准图（见图51）^{[22][23]}。如果已知折射率，以百万分之几的氯化钠（mg/kg）表示的地层水的矿化度，可用测定的折射率根据该图确定。

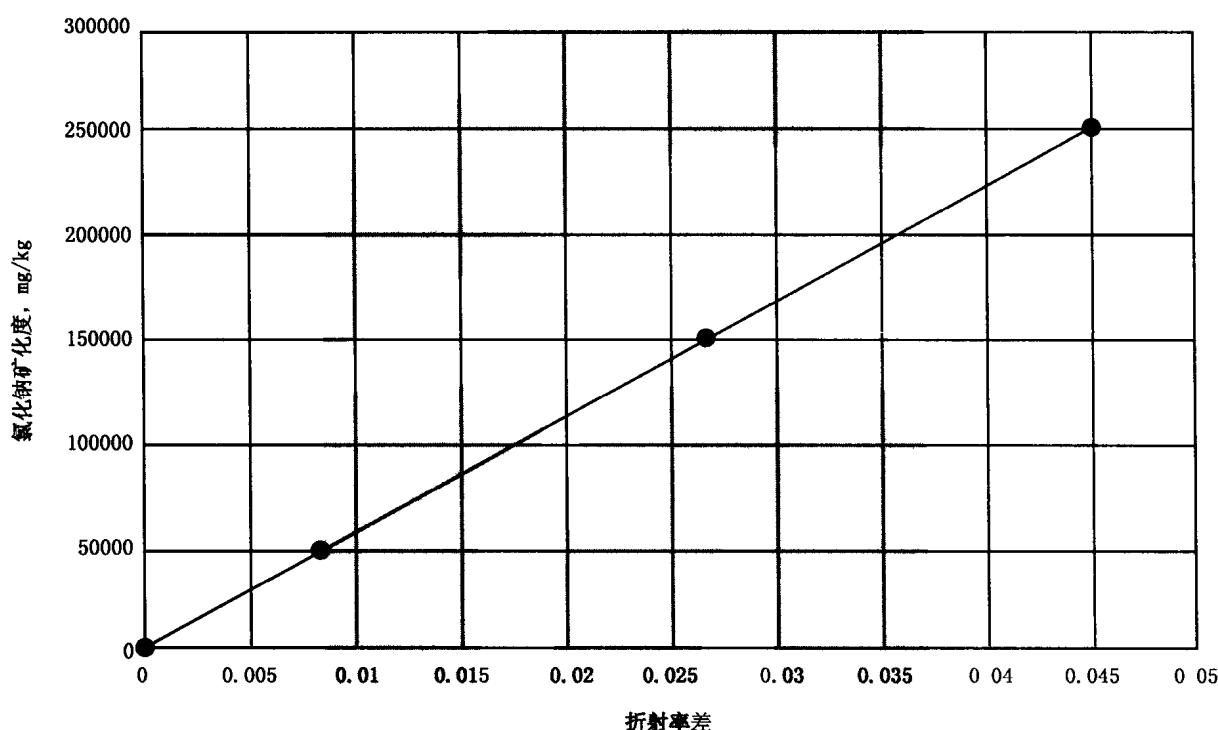


图 51 蒸馏水与盐水折射率的差

7.7.3.2.1 仪器

该方法的仪器包括：

- a) 折射仪。
- b) 配套的玻璃器皿。

7.7.3.2.2 分析过程

用已知浓度的氯化钠溶液校准仪器，得出与图51类似的关系图。仪器和分析过程的细节可在ASTM D542：1985（孔隙水萃取和用折射仪测定固体溶解盐含量的标准试验方法，测定盐水样品的折射率）中查到。用标准图（见图51）和相应的计算，折射率转换为地层水的矿化度值。

7.7.3.2.3 注意事项

折射率值必须校准到标准温度。

7.7.3.2.4 优点

该方法的优点包括：

- a) 测量迅速。
- b) 确定的是氯化钠的总当量浓度。

7.7.3.2.5 应用限制

水中的所有离子均按氯化钠计算。

7.7.3.2.6 准确度或精度

见 7.7.3.1.6 的说明，根据 ASTM D4542，用折射仪测定矿化度，准确度应在 $\pm 300\text{mg/kg}$ 矿化度之内。

7.7.3.3 电阻率测量

通过测量电阻率可评价水的总离子组成。在很宽的浓度范围内，电阻率的变化与氯化钠和其他盐的离子浓度变化相反。绘于图 52 的标准图表示各种电阻率值和氯化钠溶液温度下的矿化度。如果已知电阻率，那么，就能根据这种图，用测量的电阻率值来确定地层水的矿化度以百万分之几的氯化钠表示 (mg/kg)。

7.7.3.3.1 仪器

该方法的仪器包括：

- a) 电阻率样品室。
- b) 电阻率仪。
- c) 配套的玻璃器皿。

7.7.3.3.2 操作过程

用已知浓度的氯化钠溶液校准电阻率样品室，得出一个与图 52 表示的类似关系图。浸滤岩心得到的一部分样品放在电阻率样品室中。用一合适的电阻率仪测量电阻率，在欧姆计上读取数据。用标准图（图 52）经过适当的计算，将电阻率值转换为地层水的矿化度值。关于仪器和操作过程的详细资料可在 ASTM D1125：1982（水的电导率的试验方法^{[24],[25]}）中查到。

7.7.3.3.3 注意事项

该方法的注意事项包括：

- a) 必须对电阻率仪和样品室校准。
- b) 电阻率值必须校准到标准温度下。
- c) 在进行测量前，电阻率样品室的电极应是清洁的。
- d) 根据 Worthington 等人^[25]描述的方法，用已知的标准盐溶液，在整个测量量程范围内检测或校准样品室电极的电池常数。
- e) 硫化氢可能会使校准好的电极发生变化。

7.7.3.3.4 计算

该方法的计算过程如下：

- a) 可以直接计算由岩样排出的地层水的矿化度。用图 52^[20]绘出的曲线，将盐溶液的电阻率直接转换为每千克溶液盐的毫克浓度。
- b) 当样品不能排出地层水，用水萃取样品中的盐时，地层水原有的矿化度必须反算求得。由电阻率测量法求得的矿化度，转换为由岩样浸滤的氯化钠总毫克含量。该数值代表岩样地层水的总盐量。用毫克总盐量和由饱和度试验得到的地层水的体积质量，计算地层水的盐浓度，该值以百万分之几的氯化钠表示。按照 7.7.3.1.3b) 提出的过程，求得地层水的矿化度 (mg/kg)。

7.7.3.3.5 优点

该方法的优点包括：

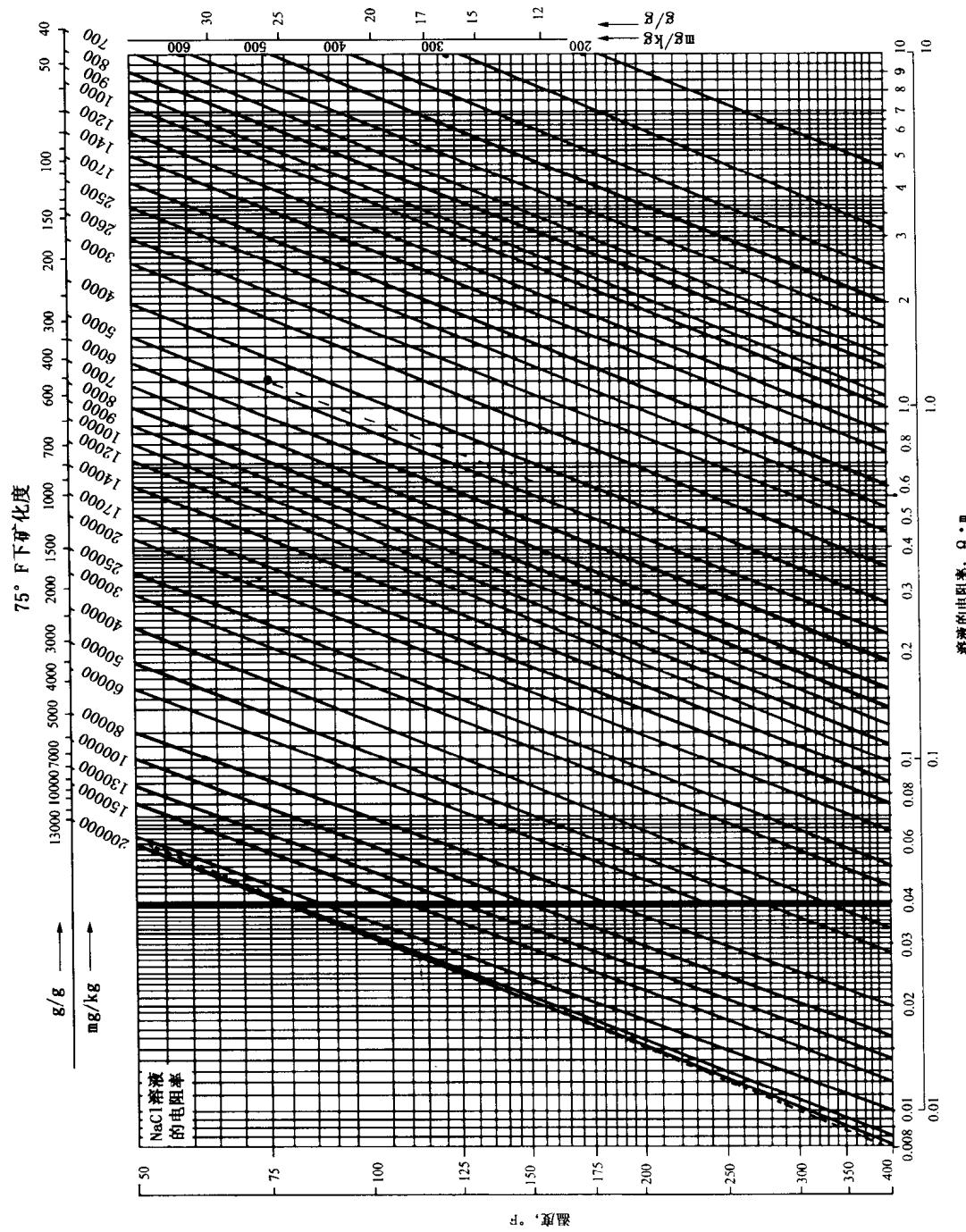


图 52 确定矿化度的电阻率与温度和矿化度的转换图表

- a) 测量迅速。
- b) 电阻率数据与电法测井的测量值有直接关系。
- c) 测定的结果是氯化钠总当量浓度。

7.7.3.3.6 应用限制

水中的所有离子均按氯化钠计算。

7.7.3.3.7 准确度或精度

见 7.7.3.1.6 的一般说明和 ASTM D1125^[24] 关于电阻率专门资料。

7.7.3.4 阳离子的测定

直接分析钠、钾、钙和镁可以估算地层水的矿化度，并可以提供确定地层水中是否含有取心液的方法。一般认为地层水中的其他阳离子不超过矿化度的 5%。由钠、钾、钙、镁四种阳离子也可以估算地层水的矿化度。

用一个电感耦合等离子原子发射分光仪 (ICPES) 可以同时迅速、准确地测定这些阳离子的浓度。用原子吸收分光仪 (AAS) 也能分别单独测定这些阳离子。

有些先进的钻井液/取心液中含有高浓度的钾。大多数地层水中，钠与钾的比值远远大于 1。因此对于钾基取心液，就可以根据地层水中钾与钠的比值，估算取心液的侵入程度。

7.7.3.4.1 仪器和操作过程

ASTM D4191^[26] 中详细描述了用原子吸收分光仪 (AAS) 测定阳离子——钠，ASTM D4192^[27] 测定阳离子——钾，和 ASTM E508^[28] 测定阳离子——钙的仪器和操作过程。ASTM D1976^[29] 中详细描述了用 ICPES 测定阳离子——钠的仪器和操作过程。

7.7.3.4.2 注意事项

该方法的注意事项包括：

- a) 通常情况下，即使含有大量的硫酸根、重碳酸根离子以及少量的其他阴离子，计算矿化度时，仍假设阴离子均为氯离子。
- b) 用 Na/K 比值估计取心液的侵入，需要了解钾与取心液中的钠膨润土以及与地层岩石中的粘土的相互作用状况。
- c) 需要了解局部蒸发，及其对样品制备的影响。
- d) 分析操作应该由经过培训的人员在安装有固定设备的试验室中进行。

7.7.3.4.3 计算

采用 7.7.3.1.3 中描述的计算方法，用阳离子的原子量代替氯化钠的分子量，可以得到未稀释盐水的氯化钠含量。岩心浸滤液也可用于计算阳离子浓度。

7.7.3.4.4 优点

该方法的优点包括：

- a) ICPES 和 AAS 都是准确的分析方法。
- b) 用这些数据可以估计取心液的侵入程度。
- c) 阳离子分析可以提供更完整的矿化度图，当总矿化度只是根据氯离子分析求得时，取代假设钠是唯一的阳离子。

7.7.3.4.5 应用限制

缺少 ICPES 和 AAS 法有效性的资料，且分析费用高。

7.7.3.4.6 准确度或精度

见 7.7.3.1 的一般说明和 ASTM D4191，ASTM D4192，ASTM E508 和 ASTM D1976 等更专门的资料^{[26]~[29]}。一般来说，AAS 和 ICPES 测定的阳离子的浓度，准确度和精度能达到 1% 和 2%。

7.8 参考文献

参见附录 NA. 7。

7.9 参考书目

参见附录 NA. 8。

7.9.1 粒度分布

参见附录 NA. 8. 1。

7.9.2 原油密度

参见附录 NA. 8. 2。

7.9.3 地层水矿化度测定

参见附录 NA. 8. 3。

8 编写报告**8.1 概述**

岩心分析程序的一个主要部分是数据文件报告。典型的报告格式由表格、图和数字组成，这些资料构成了测试程序的永久记录。这样的报告将提供给用户并按正常的程序由试验室归档。

表 25 和表 26 是在井场和试验室建立的数据文件表格，有助于认识和/或解释数据的注释，以附件或附注的方式提供，还必须考虑实际分析与公认标准间的偏差。这种偏差可能包括：(a) 特殊的取心条件；(b) 对设计的取心液作出的更改；(c) 对井场、试验室的岩心处理及保存方法所做的必要改变；(d) 特殊的试验室操作过程等。报告还应该包括有关试验方法的文字说明，不留下任何问题或疑问。

8.2 表格报告

表格报告应该包括所有的数据，这些数据应该是用一种便捷的方式表现出来的、真实的、并被制成表格的数据。表 25 和表 26 列出了表格所需的各项参数。孔隙度值应精确到 0.1%，而颗粒密度值要精确到 $0.01\text{g}/\text{cm}^3$ ，渗透率值不少于三位有效数字。数据的特殊表示形式可由用户与分析人员共同确定。建议报告的有效数位数如下：

孔隙度值为 3 位（例如，0.251 或 25.1%）；

颗粒密度值为 3 位（例如， $2.65\text{g}/\text{cm}^3$ ）；

饱和度值为 3 位（例如，50.5%PV）；

孔隙体积值为 4 位（例如， 21.85cm^3 ）；

渗透率值为 3 位（例如， $2.55 \times 10^{-3}\text{mD}$ ）。

8.3 图形报告

常利用图形来直观描述各种岩心数据并提供给用户。随着计算机绘图软件的发展，目前已有大量图形格式可供选用，其中包括横剖面图、直方图和岩心数据剖面（测井）。选择哪种图形格式，由岩心分析项目所决定；然而有两种图已经被广泛接受，建议在每个基本岩心分析报告中都包括这两种图，即：渗透率与孔隙度关系图和岩心数据与深度（井深或海拔高度）关系图。

8.3.1 渗透率与孔隙度关系

大多数岩心分析报告中包括渗透率与孔隙度关系图，即孔隙度绘在直线 x 轴上，渗透率绘在对数 y 轴上（井壁取心报告很少包括这种关系图）（见图 53）。某些最佳拟合直线是“估计的”，而其他的则是利用曲线拟合方法推导的。后者，往往很难获得好的拟合结果，这与数据点的数量和在直线以外或太分散的数据点有关，都有可能对数学上的研究有影响。标准的图形标注还应包括：分析报告的其他部分所采用的基本数据以及假设、注释或每幅图的比例尺。坐标轴比例的选择与数据有关，根据分析范围，可能变化很大，一般建议选择的图形比例应使所有的数据点都落在图内，而保持坐标轴的刻度以 2, 5 或 10 的单位递增。

表 25 岩心分析井场数据

准备人_____	日期_____	岩心编号_____
操作人_____	取心公司_____	岩心分析公司_____
井别_____	联系方式/电话_____	联系方式/电话_____
井号_____	油田储层_____	地址_____
国家、省、县_____	<input type="checkbox"/> 垂直井 <input type="checkbox"/> 斜井 <input type="checkbox"/> 侧钻井 合法井位/区块_____	海拔_____地面/平均海平面/钻台_____ 补心高度_____
人员要求_____	电话_____传真_____	地址_____
发报告至_____	电话_____传真_____	地址_____
代理人_____	电话_____传真_____	地址_____
钻井合同_____	电话_____传真_____	地址_____
取心液/钻井液： 类型/成分_____ 密度_____ g/cm ³ 漏斗粘度_____ s 失水速度_____ cm ³ /30min 氯化物含量_____ mg/L pH 值_____ 示踪剂_____		
取心类型 <input type="checkbox"/> 常规 内筒类型： <input type="checkbox"/> 海绵 <input type="checkbox"/> 定向桶 <input type="checkbox"/> 保压 <input type="checkbox"/> 其他 井壁取心： <input type="checkbox"/> 冲击 或 <input type="checkbox"/> 机械钻取 设计的取心数量_____ 获得的取心数量_____	地层/层位 预计的岩心点_____ 预计的岩心点_____ 预计的岩心点_____ 预计的岩心点_____ 井斜_____	深度(钻机) 取心层段_____ 岩心段收获率_____ 取心层段_____ 岩心段收获率_____ 取心层段_____ 岩心段收获率_____ 岩心直径_____ cm 总的取心收获率_____ 钻头类型_____ 取心长度_____ m 收获率_____ 取心时间_____ 起下钻时间_____
分析计划 <input type="checkbox"/> 柱塞样品或 <input type="checkbox"/> 全直径 方法 <input type="checkbox"/> 流体饱和度 _____ <input type="checkbox"/> 孔隙度 _____ <input type="checkbox"/> 颗粒密度 _____ <input type="checkbox"/> 渗透率 _____ <input type="checkbox"/> 地面伽马射线 _____ <input type="checkbox"/> 特殊说明 _____	估计原生水的矿化度_____ mg/L 氯化物或估计的电阻率_____ 在 _____ °C 预计的产能： <input type="checkbox"/> 油 <input type="checkbox"/> 凝析油 <input type="checkbox"/> 干气	
岩心保存 暴露时间/气候_____ 注意事项_____	备注_____	
方法 <input type="checkbox"/> 塑料薄膜/类型 _____ <input type="checkbox"/> 冷冻 <input type="checkbox"/> 干冰或 <input type="checkbox"/> 液氮 <input type="checkbox"/> 冷藏 _____ °C <input type="checkbox"/> 岩心内筒 <input type="checkbox"/> 岩心包裹和/或 <input type="checkbox"/> 浸入(类型) <input type="checkbox"/> 树脂处理 <input type="checkbox"/> 其他 实验室及长期保存 _____ 特殊说明 _____ 岩心邮寄及岩心的发送 _____	附取心测井曲线和岩心描述	

表 26 基础岩心分析实验室数据

委托分析基本信息		分析方法与条件	
日期	年 月 日	岩心清洗:	方法 条件
井名	文件名	<input type="checkbox"/> 没清洗	溶剂 _____
委托方		<input type="checkbox"/> 蒸馏抽提	温度 _____ <input type="checkbox"/> ℃
<input type="checkbox"/> 全直径或 <input type="checkbox"/> 柱塞岩心: 尺寸 _____ cm		<input type="checkbox"/> 索氏抽提	压力 _____ <input type="checkbox"/> kPa
		<input type="checkbox"/> CO ₂ /溶剂	时间 _____
		<input type="checkbox"/> 溶剂流动	体积 _____ cm ³ 流速 _____ cm ³ /s
		<input type="checkbox"/> 其他	其他 _____
测试项目	方法及特殊说明	烘干:	方法 条件
<input type="checkbox"/> 饱和度(油、水、气)	_____	<input type="checkbox"/> 常规烘箱	温度 _____ <input type="checkbox"/> ℃
<input type="checkbox"/> 孔隙度	_____	<input type="checkbox"/> 真空烘箱	时间 _____
<input type="checkbox"/> 渗透率	_____	<input type="checkbox"/> 湿度烘箱	相对湿度% _____
<input type="checkbox"/> 颗粒密度	_____	<input type="checkbox"/> 其他	_____
<input type="checkbox"/> 其他	_____	孔隙度:	方法
各方同意的检测目的 _____		孔隙体积法	颗粒体积法 外观总体积法
运输详细清单		<input type="checkbox"/> 波义尔定律	<input type="checkbox"/> 波义尔定律 <input type="checkbox"/> 卡尺丈量法
运输工具	运出日期	<input type="checkbox"/> 饱和法	<input type="checkbox"/> 阿基米德法 <input type="checkbox"/> 阿基米德法
岩心到达时的状况:		<input type="checkbox"/> 流体加和法	<input type="checkbox"/> BV-GV 法 <input type="checkbox"/> 汞驱替法
<input type="checkbox"/> 保存完好 <input type="checkbox"/> 冷冻状态 <input type="checkbox"/> 岩心有损坏 <input type="checkbox"/> 已清洗 <input type="checkbox"/> 其他		<input type="checkbox"/> BV-GV 法	<input type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> BV+PV
相关深度: 钻井深度 _____ 测井深度 _____		<input type="checkbox"/> 其他	<input type="checkbox"/> 其他
真实垂直深度 _____ m		条件及流体	
岩心缺失段的位置: <input type="checkbox"/> 底部 <input type="checkbox"/> 中部 <input type="checkbox"/> 顶部		围压(压力梯度与类型) _____ <input type="checkbox"/> kPa	
扫描方法		气体 _____ 液体 _____	
<input type="checkbox"/> CT <input type="checkbox"/> X 射线 <input type="checkbox"/> 核磁共振 <input type="checkbox"/> 荧光 <input type="checkbox"/> 其他		压力 _____	
岩心样品处理		渗透率:	方法 条件
伽马射线处理(是/否) 处理类型 _____		<input type="checkbox"/> 稳态法	流体类型 _____
分析之前的实验室保存方法 _____		<input type="checkbox"/> 非稳态法	围压 _____ <input type="checkbox"/> kPa
选样方法 _____		<input type="checkbox"/> 探针法	套筒硬度 _____
<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否, 套筒类型 _____		<input type="checkbox"/> 经验法	孔隙压力 _____ 单位 _____
正常岩心样品的直径 _____ 长度 _____ cm		<input type="checkbox"/> 没测定	克氏: <input type="checkbox"/> 测定 <input type="checkbox"/> 经验的 <input type="checkbox"/> 没校正
钻取柱塞及刨平所用的流体 _____		<input type="checkbox"/> 其他	惯性系数: <input type="checkbox"/> 测定 <input type="checkbox"/> 经验的 <input type="checkbox"/> 没校正
分析之前的处理情况(冲洗、评估、重新饱和等) _____		饱和度:	方法 条件
岩心储存情况(取走的岩心、储存位置、保存方式等) _____		<input type="checkbox"/> 蒸馏抽提(DS)	温度 _____ <input type="checkbox"/> ℃
实验室分析人 _____		<input type="checkbox"/> 高温干馏	流体 _____
其他的服务		<input type="checkbox"/> 其他	水密度 _____ <input type="checkbox"/> g/cm ³ <input type="checkbox"/> kg/m ³
<input type="checkbox"/> 切片 <input type="checkbox"/> 树脂处理 <input type="checkbox"/> 照相: <input type="checkbox"/> 黑白 <input type="checkbox"/> 彩色		油密度 _____ <input type="checkbox"/> g/cm ³ <input type="checkbox"/> kg/m ³	含盐量校正: <input type="checkbox"/> 校正了水体积
<input type="checkbox"/> 紫外线 <input type="checkbox"/> 其他			<input type="checkbox"/> 校正了油质量 <input type="checkbox"/> 没校正
辅助实验 _____		质量保证(分析报告的页码) _____	
		说明/备注 _____	
		异常数据 _____	

委托公司:		日期:
井号:		其他信息:
井别:		
合法井位/区块:		
层位:		
分析井段:		
国家、省、县:		
油田/储层:		

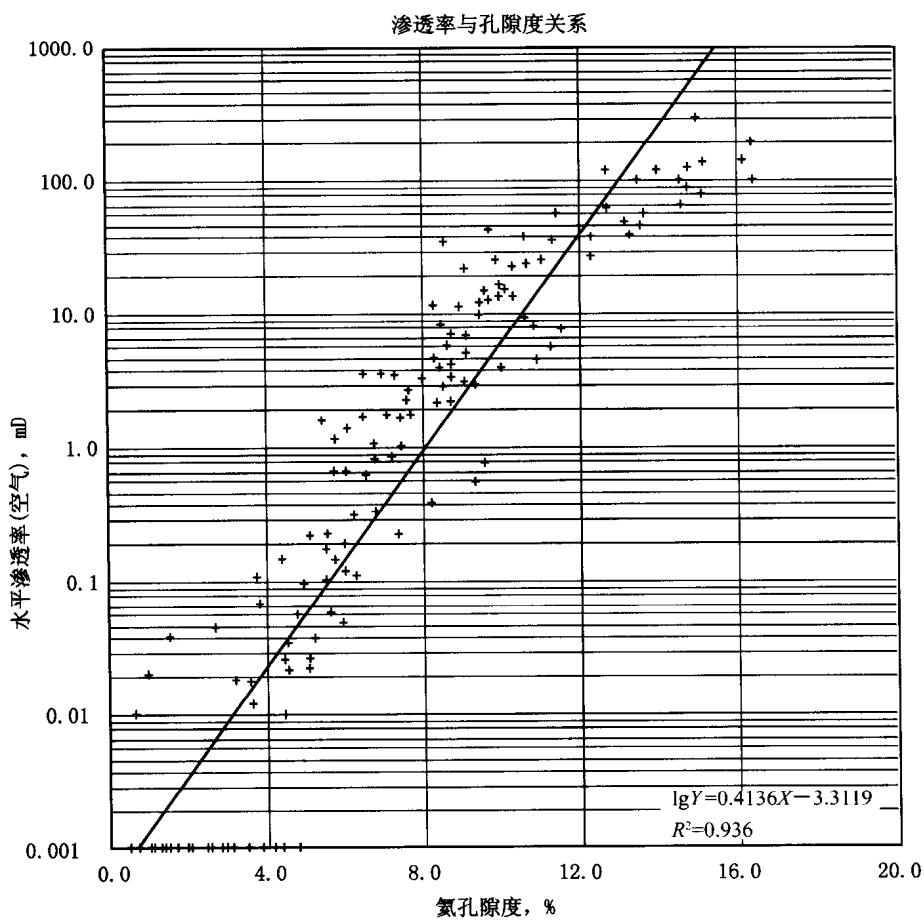


图 53 渗透率与孔隙度关系图

8.3.2 岩心数据剖面图

岩心剖面测井是一个多图绘制的测井图，有时叫做“岩心分析测井”（见图 54）。该图提供了岩心数据随样品深度变化的直观图形，一般包括：自然伽马、渗透率、孔隙度、储层流体饱和度、体积密度或颗粒密度测井。推荐纵向深度比例尺为每 127.0mm/30.5m (5in/100ft)，水平比例尺根据测井项目不同单独选择，使数据分布在整个图内。标准图形标注还应该包括：分析报告的其他部分所采用的基本数据以及假设、注释或每幅图的比例尺。

委托公司:		日期:
井号:		其他信息:
井别:		
合法井位/区块:		
层位:		
分析井段:		
国家、省、县:		
油田/储层:		

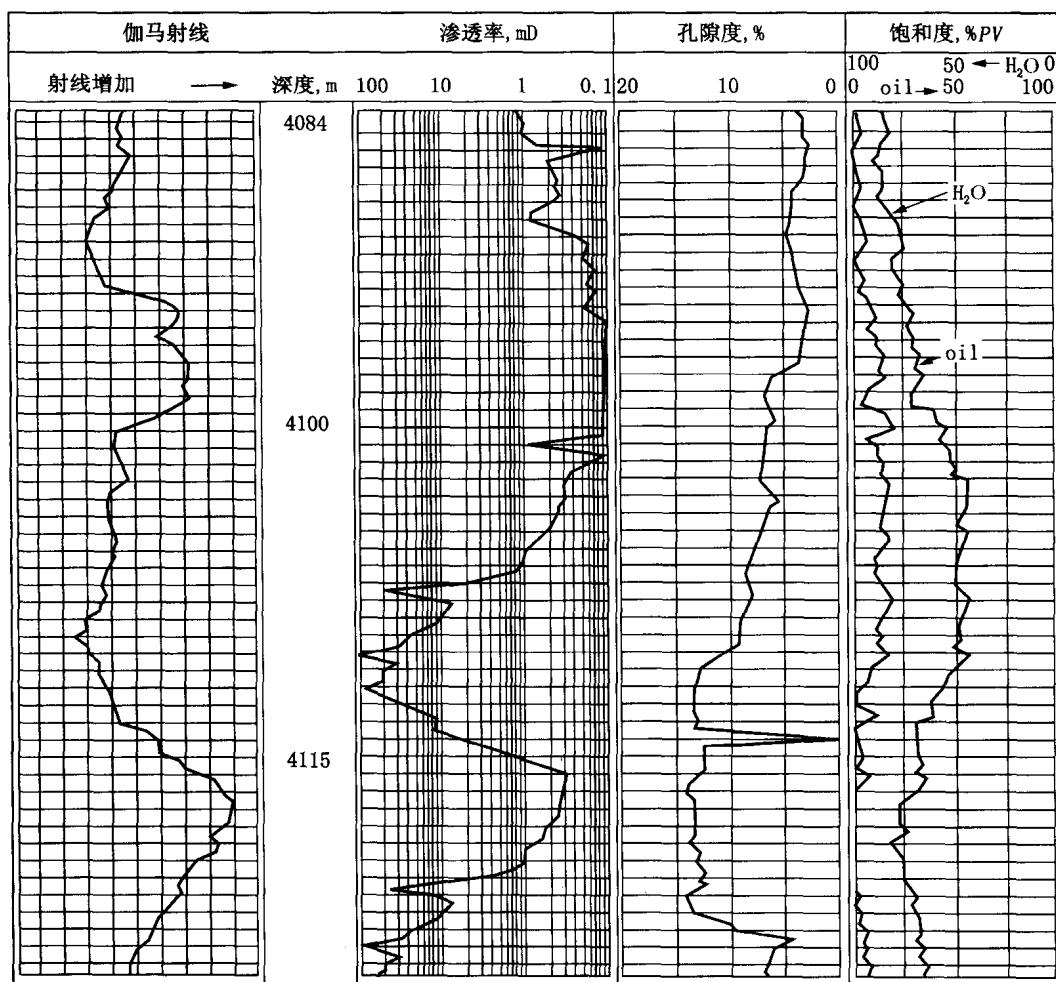


图 54 岩心数据剖面

8.4 数字报告

目前技术的发展，提供了以数字格式自动记录岩心分析数据的方法。作为存储结果，初始数据（原始数据）和计算数据（最终结果）都是计算机系统逐步做出的。目前的技术为数据集的采集和存储提供了大量的可供选择的方法。石油工业制定的编写数字形式的分析报告的标准方法，不但可以减少费用，也为各种计算机平台之间的数据传输提供了便利。

数字岩心分析交换标准 (DCIS) 定义了任何类型的物理存储介质（如软盘、磁带、光盘等）的逻辑数据构成。物理格式是存储定位和组成在物理介质上的数据的一种方式。将逻辑格式和物理格式

绑定的具体方式取决于介质和存取机理，这不属于本标准的讨论范畴。

8.4.1 数字格式

DCIS 格式由以下单元组成：

a) 逻辑记录——一组 8 字节或数据代码。

b) 逻辑文件——一组相关的逻辑记录。

按字节标准，DCIS 数据是一个 8 字节顺序流，字节 k 优先于 $k + 1$ 。不允许数据编码，不允许高阶字节；原则上，所有的数据均以 ASCII 表示（ASCII 32 到 ASCII 126）。只有 ASCII 13（回车）和在每个记录的终点的 ASCII 10（换行）例外。回车和换行联用表示逻辑记录的终点。所有的记录，紧接着以前记录的回车——换行联用，在字节位置开始。

逻辑文件的排列应按照图 55 的实例。

29	记录数	逻辑文件标题
225	最大记录长度	
16	逻辑文件体标题记录号	
公司：	× × × × × × 公司	
井别：	× × × ×	
井号：	× × × × × ×	
段：	× × ×	
区：	× × × × × ×	
地区：	× × × × × ×	
油田：	× × × ×	
地层：	× × × ×	逻辑文件体标题
省：	× × × ×	
县：	× × × ×	
岩心类型：	有塑料衬筒的常规岩心	
钻井液类型：	× ×	
海拔：	× × × × × ×	
报告日期：	× × × × × ×	
分析人：	× × ×	
9	逻辑文件体栏标题号	
样品号		逻辑文件栏标题
深度 (m)		
样品类型		
渗透率 (mD)		
孔隙度 (%BV)		
含油饱和度 (%PV)		
含水饱和度 (%PV)		
岩性		
1 1234 全直径岩心 12.3 35.5 30.0 42.0 砂岩：棕色，地层声波测井仪，微声波测井仪		
2 1235 或柱塞岩心 10.3 30.2 29.0 50.8 砂岩：棕色，地层声波测井仪，微声波测井仪		
3 1236 或井壁取心等 0.3 8.5 21.3 62.3 砂岩：棕色，地层声波测井仪，微声波测井仪		

图 55 DCIS 逻辑文件实例

8.4.1.1 逻辑文件标题

这部分提供了关于逻辑文件的其他内容的通用资料。这个部分的每个记录，正如其他部分一样，以回车终止，接着是换行字符。在记录行 1，字节 1 的逻辑位置开始，接着出现的信息是：

a) 记录 1——记录数，以 ASCII 代码表示的正整数，右边对齐，中间无逗号，如果需要，前

面加空格，来定义包括逻辑文件中的记录数在内的记录数。该数值包括逻辑文件标题中的记录。

- b) 记录 2——最大记录长度：以 3 个 ASCII 代码表示的非负整数，右边对齐，如果需要，前面加空格。0 值表示记录的最大长度未知。正值表示逻辑文件无记录，大小可能将超出最大记录长度。正值与实际最大记录长度无关，它只需要一个上限值。

8.4.1.2 逻辑文件体标题

基本岩心分析报告中显示的数字应完全按复印件的格式和排列。这部分最大允许 15 个记录，每个记录都以 ASCII 代码表示，左边对齐，允许后边代空格（按 ASCII 空格代码设计）。只有在这个程序中，第一个记录除外，“逻辑体标题记录数”由两个代码表示。右边对齐，正整数。在这个记录中，逻辑文件体标题由以下最少的记录组成：

- a) 逻辑文件体标题记录数（包括在计数中）；
- b) 公司名称；
- c) 井号；
- d) 油田；
- e) 地层；
- f) 省；
- g) 县；
- h) 岩心类型；
- i) 钻井液类型；
- j) 海拔高度 (KB)；
- k) 报告日期；
- l) 分析人。

这个程序中每个记录的第一个字符必须定义记录标题（例如，公司、井号、油田等）。用一个冒号把定义与数值隔开。

8.4.1.3 逻辑文件体

该部分包括了岩心分析数据的主体，对复印件报告中的每个样品用一个记录。由以下几部分组成：

- a) 栏标题——该部分给出接着下一个程序的信息设计。该部分中的信息将提供每栏数据的定义。

这部分最大允许 25 个记录。该程序的每个记录均以 ASCII 代码表示，左边对齐，后边可以是空格（按 ASCII 空格代码设计）。只有该程序中，第一个记录除外，“逻辑文件体列标题的记录数”，由两个字符表示，右对齐，正整数。要注意的是记录数，以“逻辑文件体标题记录数”表示，可在逻辑文件体标题中查到，包括标题栏记录数列出的行号。该部分最少应包括以下内容：

- 1) 逻辑文件体标题栏中的记录数（包括逻辑文件体标题栏）；
- 2) 样品号；
- 3) 深度；
- 4) 样品类型（柱塞、全直径等）。

该程序中的其他记录必须指定其他数据栏的设计（例如，渗透率、含油饱和度等）。必须包括测量单位 (%PV, g, cm³ 等）。

- b) 主体——该程序包括岩心分析数据的主体，其设计由先前的程序定义。分析的每个样品的各个数据栏，至少由两个 ASCII 空格代码隔开。该设计应与报告的复印件设计相同。

8.5 质量保证

质量保证/质量控制 (QA/QC) 是岩心分析过程必不可少的组成部分，它是所有的试验室技术和

管理的基础。QA/QC 影响所有的技术决策、人员培训、人员选择、分析设备选择、设备和仪器的使用以及对定义的标准和质量控制方法的遵守。此外，QA/QC 还影响操作过程，即：常规步骤检查、文件编制控制和质量检验控制。切割岩心之前，做计划时应该考虑 QA/QC。质量保证是对于获取数据的整个过程和操作步骤的检验。成本限制和使用数据的目的可以决定试验方法和在获得的数据中使用的完整性。数据能否很好地代表原始地层情况，不太好确定，应该由评估工程师和/或终端用户对其作出评价。

质量控制是评价试验方法或仪器的一个必不可少的过程。其过程由目前的研究确定，得出可定义的误差界限或试验室根据可比较的标准样品的测量值建立的精度的综述。

质量控制数据以每一个直接的或间接的测量与测量过程一起提供，提供质量保证的起点。质量控制是实验室和最终用户双方的责任。

报告中不需要公布专利过程的细节。

高標準的 QA/QC 取决于分析人员、管理人员、试验室领导和 QA 管理者对质量过程严格执行规章（议定书）的承诺。标准化国际组织和国家测量鉴定机构是两个致力于建立质量保证标准的组织。

8.6 QA/QC 规约

8.6.1 步骤 1

- a) 保证标准操作步骤 (SOP) 与样品类型及管理人员的说明一致。
- b) 承担所有或部分样品的保管。
- c) 提供的设备/仪器与 SOP 指定的一致。
- d) 根据 SOP 指定进行分析（包括校准）。
- e) 由分析得出数据并保证数据在控制界限内。
- f) 保存所有的结果、设备控制、校准检查以及与 SOP 文本要求一致的文本。
- g) 保存所有的 QA/QC 数据控制图表。

8.6.2 步骤 2

- a) 检查程序上对样品类型的要求，并保证其符合 SOP 标准。
- b) 检查所有产生的数据及计算。
- c) 检查 QA/QC 标准并确定数据在界限以内。
- d) 如果数据不在 QA/QC 界限内，评价结果需要重新分析，当已经超过了界限时，要在报告中注释。
- e) 形成最终报告，并将其提交给实验室领导。

8.6.3 步骤 3

- a) 检查最终报告数据，并把新的数据组与以前完成的数据作出比较，看其是否一致。
- b) 检查数据是否在可接受的 QA/QC 标准界限内。
- c) 如果需要并且可能的情况下，安排重新分析样品。
- d) 检查最终报告的分析质量、管理文件和完整性。确认所有的实验室程序和文件满足机构和客户的要求。

8.6.4 步骤 4

- a) 进行随机和非随机地选择最终报告完整性的检查。检查包括文件验证、数据处理和报告叙述的评价。
- b) 检查最终报告的分析和文件的完整性，是否满足客户或合同的要求及报告的适时性。
- c) 报告提交给上级管理者。
- d) 半年一次，用空白样品进行系统检查，定期进行评价研究。

编写报告的表格数据应按表 27~表 32 列出的格式。表 33 列出了某些 SI 单位、换算因数和岩心分析常用的公式。表 34 列出了常用术语。

表 27 基本柱塞岩心分析报告*

委托公司						日期:		
井号						其他信息:		
井别								
合法井位/区块								
层位								
分析井段								
国家、省、县								
油田/储层								
样品号	深度 ^a m 或 ft	代表井段 m 或 ft	气体渗透率 ^b k_h , k_{hoo}^c , k_v , k_{voo}^c mD	孔隙体积 ^d cm ³	孔隙度 ^b % BV	颗粒密度 g/cm ³	油、水、气 饱和度 % PV	岩性

* 这个格式也可用于旋转井壁取心的岩心分析报告。

^a 表示的深度是钻井的深度，精确到 1/100m 或 1/10ft (0.01m 或 0.1ft)。

^b 应指定围压。见表 26，测量时用的压力类型和数量。

^c 应指定流动试验所用的气体类型，以及是否校正了滑脱和惯性阻力（外推或关系）。

^d 可选的，供 QA/QC 数据的使用。

表 28 基本全直径岩心分析报告

委托公司					日期:		
井号					其他信息:		
井别							
合法井位/区块							
层位							
分析井段							
国家、省、县							
油田/储层							
样品号	深度 ^a m 或 ft	气体渗透率 ^b k_{\max}^c , k_{90}^c , k_v^c mD	孔隙体积 ^d cm ³	孔隙度 ^b %BV	颗粒密度 g/cm ³	油、水、气 饱和度 %PV	岩性
<p>^a 全直径岩心分析, 还应标出样品的顶深和底深。表示的深度是钻井的深度, 精确到 1/100m 或 1/10ft (0.01m 或 0.1ft)。</p> <p>^b 应指定围压, 见表 26 测量期间所用的压力类型和数量。</p> <p>^c 应指定流动试验所用的气体类型, 以及是否校正了滑脱和惯性阻力 (见表 26)。k_{\max} 不是最大渗透率, 而是测量的两个水平渗透率中的较大的渗透率值, k_{90} 是与 k_{\max} 呈 90° 的水平渗透率值。</p> <p>^d 可选的, 供 QA/QC 数据的使用。</p>							

表 29 基本井壁取心岩心分析报告

委托公司						日期:				
井号						其他信息:				
井别										
合法井位/区块										
层位										
分析井段										
国家、省、县										
油田/储层										
取样 长度 cm 或 in	深度 ^a m 或 ft	渗透率 (经验的) mD	孔隙度 %BV	孔隙体积 ^b cm ³	油、水 饱和度 (蒸馏) %PV	油、气 饱和度 ^c %PV	可能的 产物 ^d	临界含水 饱和度 ^e (经验的) %PV	气体传 感器组 件 ^f	岩性

^a 表示的深度是电缆深度，精确到 1/100m 或 1/10ft (0.01m 或 0.1ft)。
^b 可选的，供 QA/QC 数据的使用。
^c 任选的。
^d 除产出液体外，任选的。
^e 任选的，估计油层含水饱和度，在此基础上预测产水量（由关系获得的经验值）。
^f 通过测量插入井壁容器或输送岩心的容器内的热电阻线的传导率，测量存在的烃类气体。

表 30 基本油湿海绵岩心分析报告

委托公司				日期:						
井号				其他信息: 用于计算的原油密度, <input type="checkbox"/> g/cm ³ <input type="checkbox"/> kg/m ³						
井别										
合法井位/区块										
层位										
分析井段										
国家、省、县										
油田/储层										
样品号	深度 ^a m 或 ft	气体渗透率 ^b k_{\max}^c , k_{90}^c , k_v^c mD	孔隙 体积 ^b cm ³	孔隙度 %BV	颗粒 密度 g/cm ³	海绵含油 饱和度 %PV ^e	岩心含油 饱和度 %PV	总含油 (岩心 + 海 绵) 饱和度 %PV	含水 饱和度 %PV	岩性
^a 全直径岩心分析, 还应标明样品的顶深和底深。表示的深度是钻井的深度, 精确到 1/100m 或 1/10ft (0.01m 或 0.1ft)。 ^b 应指定围压, 见表 26 测量期间所用的压力类型和数量。 ^c 应指定流动试验所用的气体类型, 以及是否校正了滑脱和惯性阻力 (见表 26)。 k_{\max} 不是最大渗透率, 而是测量的两个水平渗透率中的较大的渗透率值, k_{90} 是与 k_{\max} 呈 90° 的水平渗透率值。 ^d 可选的, 供 QA/QC 数据的使用。 ^e 应指定标准条件。										

表 31 基本全直径保压岩心分析报告

委托公司							日期:			
井号							其他信息:			
井别										
合法井位/区块										
层位										
分析井段										
国家、省、县										
油田/储层										
样品号	深度 ^a m 或 ft	气体渗透率 ^b k_{\max}^c , k_{90}^c , k_v^c mD	孔隙体积 ^d cm ³	孔隙度 ^b %BV	颗粒密度 g/cm ³	压力下 降油、水 饱和度 %PV	总的在标准 条件下的油、水 饱和度 %PV	岩性		
<p>^a 全直径岩心分析还应标明样品的顶深和底深。表示的深度是钻井的深度，精确到 1/100m 或 1/10ft (0.01m 或 0.1ft)。</p> <p>^b 应指定围压，见表 26 测量期间所用的压力类型和数量。</p> <p>^c 应指定流动试验所用的气体类型，以及是否校正了滑脱和惯性阻力（见表 26）。k_{\max} 不是最大渗透率，而是测量的两个水平渗透率中的较大的渗透率值，k_{90} 是与 k_{\max} 呈 90° 的水平渗透率值。</p> <p>^d 可选的，供 QA/QC 数据的使用。</p> <p>^e 应指定标准条件。</p>										

表 32 基本岩心裂缝分析报告

委托公司					日期:			
井号			其他信息:					
井别								
合法井位/区块								
层位								
分析井段								
国家、省、县								
油田/储层								
样品号	深度 ^a m 或 ft	气体渗透率 ^b k_h , N-S ^c k_h , E-W ^c k_h , NW-SE ^c k_h , NE-SW ^c mD	气体渗透率 ^b k_v ^c mD	孔隙体积 ^d cm ³	孔隙度 ^b %BV	颗粒密度 g/cm ³	油、水 饱和度 %PV	岩性

^a 全直径岩心分析, 还应标明样品的顶深和底深。表示的深度是钻井的深度, 精确到 1/100m 或 1/10ft (0.01m 或 0.1ft)。

^b 应指定围压, 见表 26 测量期间所用的压力类型和数量。

^c 应指定流动试验所用的气体类型, 以及是否校正了滑脱和惯性阻力。

^d 可选的, 供 QA/QC 数据的使用。

表 33 单位和换算

量	惯用单位	SPE 选用的公制单位	换算系数 (换算系数乘惯用单位得公制单位)
<i>t</i> —时间	d	s	8.6400×10^4
	s	a	1.1574×10^{-5}
<i>L</i> —长度	ft	m	3.048×10^{-1}
	in	mm	2.54×10
<i>A</i> —面积	sq ft	m^2	9.290×10^{-2}
	sq in	mm^2	6.4516×10^{-2}
<i>V</i> —体积, 容积	liter	dm^3	1.0
	ft ³	m^3	2.831685×10^{-2}
<i>m</i> —质量	lbm	kg	4.535942×10^{-1}
	kg	g	1.0×10^3
	g	kg	1.0×10^{-3}
<i>T</i> —温度	°F	°C	(°F - 32) / 1.8
	°C	°C	1.0
	°R	K	5/9
	K	K	1.0
<i>p</i> —压力	atm (760mm Hg at 0°C or 14.696lbf/in ²)	MPa	1.01325×10^{-1}
		kPa	1.01325×10^2
	bar	MPa	1.0×10^{-1}
	bar	kPa	1.0×10^2
	lbf/in ² (psi)	MPa	6.894757×10^{-3}
	lbf/in ² mm Hg (0°C)	kPa	6.894757
	torr	kPa	1.333224×10^{-1}
	dyne/cm ²	Pa	1.0×10^{-1}
<i>q</i> —流量	ft ³ /D	m^3/d	2.831685×10^{-2}
	U. S. gal/min (liquids)	dm^3/s	6.309020×10^{-2}
	ft ³ /D	cm^3/s	3.277413×10^{-1}
<i>u</i> —体积速度 (流动, 或地面的)	ft/D	m/d	3.048×10^{-1}
	ft/D	cm/d	3.048×10
	ft/D	mm/d	3.48×10^2
	ft/s	m/s	3.048×10^{-1}
<i>ρ_{gas}</i> —密度 (气体)	lbm/ft ³	kg/m^3	1.601846×10^0
	lbm/ft ³	g/m^3	1.601846×10^4

表 33 (续)

量	惯用单位	SPE 选用的公制单位	换算系数(换算系数乘惯用单位得公制单位)
ρ_w, ρ_o —密度	lbm/U. S. gal (liquids)	kg/m ³	1.198264×10^2
	lbm/U. S. gal (liquids)	g/m ³	1.198264×10^{-1}
	lbm/ft ³	kg/m ³	1.601846×10^0
	lbm/ft ³	g/m ³	1.601846×10^{-2}
	g/m ³	kg/m ³	1.0×10^3
	g/m ³	kg/dm ³	1.0
	°API	Specific gravity	141.5 / (131.5 + °API)
ρ_{ma} —密度(固体)	lbm/ft ³	kg/m ³	1.601846×10
ν —粘度(运动)	cm ² /s	mm ² /s	1.0×10^2
	ft ² /hr	mm ² /s	2.58064×10^0
	cSt mm ² /s	1.0	
	dyne·s/cm ²	Pa·s	1.0×10^{-1}
μ —粘度(动力)	cP	Pa·s	1.0×10^{-3}
	lbm/(ft·hr)	Pa·s	4.133789×10^{-4}
	cP	(Ns)/m ²	1.0×10^{-3}
	dyne/cm	m (milli) N/m	1.0
γ_s —界面张力(IFT)	dyne/cm	m (milli) N/m	1.0
k —绝对/特定渗透率	Darcy (d)	μm ²	9.869233×10^{-1}
	millidarcy (mD)	μm ²	9.869233×10^{-4}
	Microdarcy (μmD)	μm ²	9.869233×10^{-7}
ω —角速度	rpm	rad/s	1.047198×10^{-1}

表 34 术语*

术语	术语
k_a —空气渗透率, mD	lbm—磅
k_b —水平渗透率, mD	lbf—磅力
k_v —垂直渗透率, mD	lbm/ft ³ —磅/立方英尺
k_∞ —等效液体渗透率(校正 Klinkenberg), mD	kg/m ³ —千克/立方米
k_{90} —与水平渗透率(k_{max})呈 90° 的渗透率, mD	g/m ³ —克/立方米
k_{max} —两个呈 90 度方向的水平渗透率其中值较高的一个	g/cm ³ —克/立方厘米
°C—摄氏度	lbm/US—磅/US 伽仑
°F—华氏度	cSt—厘沱
°R—兰金度	cP—厘泊
K—开氏温度	d—天

表 34 (续)

术语	术语
cm^3 —立方厘米	s—秒
dm^3 —立方分米	S_g —气体饱和度, %PV
ft—英尺	S_o —含油饱和度, %PV
ft^2 —平方英尺	S_w —含水饱和度, %PV
in—英寸	ϕ —孔隙度, %BV
m—米	ϕ_e —有效孔隙度, %BV
m^2 —平方米	ϕ_t —总孔隙度, %BV
mm^2 —平方毫米	PV—孔隙体积
μm^2 —平方微米	BV—总体积
Pa—帕	GV—颗粒体积
kPa—千帕	V_g —气体体积
kg—千克	V_o —油体积
g—克	V_w —水体积
ρ_g —颗粒密度	ρ_b —总密度

* SI 公制单位系统和 SPE 标准公制单位, SPE, Dallas, 1984。

附录 NA

(资料性附录)

脚注

NA.1 第2章中参考书目脚注

- [1] Anderson, B., "Wettability Literature Survey – Part 1: Rock – Oil – Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability," Journal of Petroleum Technology (October 1986), 1125~1144
- [2] Auman, J. B. , "A Laboratory Evaluation of Core Preservation Materials," Society of Petroleum Engineers Reprint 15831, 1986
- [3] Cornwall, C. K. , "Core Preservation – An Alternative Approach," Society of Core Analysts European ConferenceReprint, 1990
- [4] Cuiec, L. E. , "Evaluation of Reservoir Wettability and Its Effect on Oil Recovery," Interfacial Phenomena In Petroleum Recovery, N. R. Morrow, ed. , Marcel Dekker, Inc. , NY, 1990, 319~375
- [5] Hunt, P. K. and S. L. Cobb, "Core Preservation With a Laminated, Heat – Sealed Package," SPE Fooemation Evaluation Symposium, December 1988
- [6] Morrow, N. R. , "Wettability and Its Effect on Oil Recovery," Journal of Petroleum Technology (December 1990), 1476~1484
- [7] Park, A. , "Coring Part 2: Core Barrel Types and Uses," World Oil, April 1985
- [8] Park, A. , "Coring Part 2: Planning the Job," World Oil, May 1985
- [9] Park, A. , "Improved Oil Saturation Data Using Sponge Core Barrel," SPE ProductionOperations Symposium, February 27 – March 1, 1983, Oklahoma City, OK, 87~91
- [10] Sattler, A. R. , Heckes, A. A. , and Clark, J. A. , "Pressure Core Measurements in tight Sandstone Lenses During the Multiwell Experiment, SPE Formation Evaluation Journal (1988), 645~650
- [11] Skopec, R. A. , Mann, M. M. , Jeffers, D. , and Grier. S. P, "Horizontal Core Acquisition and OrientatiOn for Formation Evalua "On," Society of Petroleum Engineers Drilling Journal, Vol, 7, NO. 1, 1992, 47~54
- [12] Swanson, R. G. , "Sample Examination Manual" American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK, 1985
- [13] Worthington, A. E. , Gidman, J. , Newman, G. H. "Reservoir Petrophysics of Poorly Consolidated Rocks, PartI. Wellsite Procedures and Laboratory Methods," Society of Core Analysts Conference (1987) Paper Number 8704

NA.2 第3章中脚注

- [1] Conley. F. R. , and Burrows, D. B. , "A Centrifuge Core Cleaner," Journal of Petroleum Technology, VIII, 61, October 1956
- [2] Stewart, Charles R. , U. S. Patent Number 2, 617, 719, "Cleaning Porous Media," November 11, 1952

NA.3 第4章中参考文献脚注

- [1] Herlscl, Jr. , W, M, "An lmproved Summation – of – Fluids Porosity Technique," Soiety of Petroleum, Engineers Journal, April 1982, 193~201, Society of Petroleum Engineers, Richard-

son, Texas

- [2] Browrl, G. , The X – Ray Identification and Crytal Struclures of Clay Minerals, Mineralogical Society (Clay Minerals Group), London, 1961
- [3] Mackenzie, R. C. , Differential Thermal Anaglysis, Academic Press InC. , NewYork, 1970
- [4] Alberta Oil SandS Index (AOSI) – 3573, “Round Robin Study of Analytical Procedures of Va-
rious LaboratorieS on Assay Analysis of Athabasca Tar SandS.” 1974. Alberta Oil SandS Technology
and Research Authority (AOSTRA) Information Center, Edmonton, Alberta, Canada (telephone
403/427 – 8382) . Pubilished by the Canadian Petroleum Association Oil SandS and Heavy Oil Com-
mittee
- [5] Gidman, J. , and Conner, F. J. , “The Effects of Freezing on Tracer Distribution in Cores”
presented at EUROCASⅢ, Advances in Core Evaluation, 1992
- [6] ASTM D1364: 1990: Test Method for Water in Volatile Solvents (Fischer Reagent Titration
Method), American Society for Testing, and Materials, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken,
Pennsylvania 19428
- [7] ASTM D 4377: 1988: Method for Water in Crude Oils (Karl fischer) Titration, American So-
ciety for Testing and MaterialS, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19428
- [8] ASTM D2013: Method for Preparing Coal Samples for Analysis, American Society for Testing
and Materials, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsy vania 19428
- [9] ASTM 02961: Total Moisture in Coal Reduced to NO. 8 (2. 38 mm) Top Sieve size (Limited
Purpose Method), American Society for Testing and MateriaIS, 100 Barr Harbor Drive, West Con-
shohocken, Pennsylvannia 19428
- [10] ASTM D3302: Test Method for Total Moisture in Coal. Amercan Society for Testing and Ma-
terialS, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsylvanin 19428

NA. 4 第4章中参考书目脚注

- [1] Baldwin, B. A. , and Yamanashi, W. S. , “NMR Imaging of Fluid Saturation Distributions in
Cores,” Society of Core Analysts, 3rd Annual Confernce, Dallas, Texas, August 20 – 21, 1989
- [2] Blackband, S. J. , Mansfield, P. , Barnes, J. R. , Clague, A. D. , and Rice, S. A. , “Dis-
crimination of Crude Oil and Waterin Sand Bore Cores With NMR Imaging,” Society of Petroleum
Engineers Formation Evaluation Journal. Volume 1, NO. 1, February 1986, 31~34
- [3] Brown, A. , and Marriott, F. T. , “Use of Tracers To Investigate Drilling – FIUid Invasion and
Oil Flushing During Coring,” SPE Reservoir, Engineering, 1988, 1317~1322
- [4] Coles, M. E. , Muegge, E. l. , and Marek, B. F. , “USe of Attenuation Standards for CAT
Scanning Applications Within Oil and Gas Production Research,” Society of Core nallysts Symposi-
um, SCA – 9223, Transactions, 1992
- [5] DiFoggio, R. , Calkin, C. L. , Ellington. , W. E. , Setser, G. G. , “Improved Method for Ex-
traction and Ouantification of Hydrocarbon Content of Sponge Core Liners,” Society of Core Ana-
lysts, 4th Annual Conference, SCA – 9019, Dallas, Texas, August 14 – 16, 1990
- [6] Graue, A. , Kolltvelt K. , Llen, J. R. , and Skauge, A. , “Imaging Fluid Saturation Develop-
ment in Long – Core Flood Displacements,” Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation
Journal. December 1990, 406~412
- [7] Levine, J. E. , “New Pressure – coring Techniques Accurately Evaluate Reservoir,” Oil and Gas
Journal, January 21, 1980, 63~66
- [8] Lorelace, K. B. , and Armstrong, F. E. , “A Study of Core Invasion by Water – Base Mud Fil-

- trate Using Tracer Techniques," Drilling and Production, Practice 1961, API. 104~113
- [9] Oak, M. J. and Erlich, T., "A New X-ray Absorption for Measurement of Three-phase Relative Permeability" SPE Paper 14420 presented at the Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference, 1985
- [10] Owen, L. B., "Rapid, Room-temperature Quantitative Analysis of Oil in Sponge Core," Society of Core Analysts, 4th Annual Conference, SCA-9021, Dallas, Texas, August 14~16, 1990
- [11] Park, A., and Devier, C. A., "Improved Oil Saturation Data Using Sponge Core Barrels" Society of Petroleum Engineers, Production Operation Symposium, SPE-11550, Oklahoma City, 1983
- [12] Parson, R. W., "Microwave Attenuation-A New Tool for Monitoring Saturations in Laboratory Flooding Experiments," Society of Petroleum Engineers Journal, Volume 15, No. 4, 1975, 302~310
- [13] Tibbitts, G. A., Reed, M. G., and McCarter, M., "New Coring System Reduces Filtrate Invasion, Advances in Core Evaluation--Accuracy and Precision in Reserves Estimation," EUROCASI, London, May 21~23, 1990, 55~77
- [14] Vinegar, H. J., Tutunjian, P. N., Edelstein, W. A., and Roemer, P. B., "13C NMR of Whole Cores," SPE Preprint 19590, 64th Annual Technical Conference, San Antonio, Texas, October 8~11, 1989
- [15] Vinegar, H. J., Tutunjian, P. N., Crabtree, P. T., Raffaldi, F. J., DiFoggio, R., and Edelstein, W. A., "NMR Spectroscopy of Tight Gypsum-Bearing Carbonates," The Log Analyst, September~October 1991, Volume 32, No. 5, 527~535
- [16] Wellington, S. L., and Vinegar, H. J., "X-ray Computerized Tomography," Journal of Petroleum Technology, Volume 39, No. 8, August 1987, 885~898

NA.5 第5章中参考文献脚注

- [1] Thomas, D. C. and Pugh, V. G., "A Statistical Analysis of the Accuracy and Reproducibility of Standard Core Analysis," The Log Analyst, March~April 1989, 71~77
- [2] Lufiel, D. L. and Howard, W. E., "Reliability of Laboratory Measurement of Porosity in Tight Gas Sands," SPE Formation Evaluation, December 1988, 705~710
- [3] Kcclan, D. K., "Automated Core Measurement System for Enhanced Core Data at Overburden Conditions, SPE 15185," presented at Rocky Mountain Regional Meeting, Billings, MT, May 19~21, 1986
- [4] Rhett, D. W., "Long Term Effects of Water Injection on Strain in North Sea Chalks," Third North Sea Chalk Symposium, June 1990, Copenhagen, Session 1
- [5] Rhett, D. W. and Teufel, L. W., "Stress Path Dependence of Matrix Permeability of North Sea Sandstone Reservoir Rock," 33rd U. S. Symposium on Rock Mechanics, Santa Fe, New Mexico, June 8~10, 1992
- [6] Fertl, W. H., Abnormal Formation Pressures, 2~3
- [7] Breckels, I. M. and VanEekelen, H. A. M., "Relationships Between Horizontal Stress and Depth in Sedimentary Basins," JPT, Sept. 1982, P2191
- [8] Woodland, D. C. and Bell, J. S., "In-Situ Stress Magnitudes from Mini-frac Records in Western Canada," JPTC, Sept.~Oct 1989., P22
- [9] W. Hensel, "Summation-Of-Fluids Porosity Technique," SPEJ, April 1982, P193
- [10] Law, B. E. and Rice, O. D., editors, Hydrocarbons from Coal, AAPG, in preparation

- [11] Mavor, M. J. , Close, J. C. and McBane, R. A. , Formation Evaluation of Exploration Coalbed Methane Wells, presented at the Petroleum Society of CIM/SPE International Technical Meeting, Calgary, June 10 – 13. 1990, CIM/SPE 90 – 101, 101 – 1
- [12] Diamond, W. P. and Levine, J. R. , “Direct Method Determination of the GaS Content of Coal: Procedures and Results,” U. S. B. M. Report of Investigations 8515 (1981)
- [13] Smith, D. M. and Williams, F. I. “A New Method for Determining the Methane Content of Coal,” Proceedings of the 16th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference (1981), 1267~1272
- [14] Hanson, W. B. , “Chemistry of the Western Interior USA Coalbed Gases Based upon Desorption of Subsurface CoalSampleS,” presented at Rocky Mountain Section of AAPG, Denver, Colorado, September 16 – 19, 1990
- [15] Berkowitz, N. , An Introduction to Coal Technology, Academic Press, New York, 1979
- [16] Meyers, R. A. , editor: Coal Structure, Academic Press, New York, 1982
- [17] Dabbous, M. K. , Reznik, A. A. , Tabor, J. J. and Fulton, P. F. , “The Permeability of Coal to Gas and Water,” SPEJ (December 1974), 556~565
- [18] Nelson, C. R. , editor, Chemistry of Coal Weathering, Elsevier, New York, 1989
- [19] Lerner, D. B. , Dacy, J. M. , Raible, C. J. , Rathmell, J. J. , Swanson, G. and Wall, J. D. , “SCA Guidelines for Sample Preparation and Porosity—Measurement of Electrical Resistivity Samples, Part II Sample Preparation and Porosity Measurement” The Log Analyst, (March – April 1990), 57~63
- [20] Gash, B. W. , “Measurement of ‘Rock Properties’ in Coal for Coalbed Methane Production,” presented at the 66th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 6 – 9, 1991, SPE22904
- [21] Lancaster, D. E. and Hill, D. G. , “A Multi – Laboratory Comparison of Isotherm Measurements on Antrim Shale Samples, Otsego County, MI,” Proceedings of the 1993 Society of Core Analysts (April 9~11, 1993), P9303
- [22] Lu, X. , Li, F. C. and Watson, A. T. “Adsorption Measurements in Devonian Shales,” Proceedings of the 1993 Society of Core Analysts (April 9~11, 1993), P9302

NA.6 第6章中参考文献脚注

- [1] Darcy, Henry, Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon, Vitor Dalmont, Paris, 1856
- [2] Forchheimer, P. , “Wasserbewegung durch Boden,” Zeits. V. Deutsh. Ing. , 1901, 45, 1782~88
- [3] Klinkenberg, L. J. , “The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases,” Drilling and Production Practice, 1941, 200~213
- [4] Kundt, A. and Warburg, E. , Poggendorfs Ann. Physik. , 1875, 155, 337and 525
- [5] Kozeny J. , “Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Sitzungsber,” Akad. Wiss. Wien, Math, Naturw Klasse, Abt. IIA, 1927, 136, 271~306
- [6] Carman, P. C. , “Fluid Flow through Granular Beds,” Trans. Inst. Chem. Eng. , London, 1937, 15, 150~156
- [7] Wyllie, M. R. J. and Rose, W. , “Some Theoretical Considerations Related to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock for Electrical Log Data,” Trans. AIME, 1950, 189, 105~118
- [8] Swanson, B. E. , “A Simple Correlation Between Permeabilities and Mercury Capillary Pressures,” J. Pet. Tech. , 1981, 33, 2498~2504

- [9] Katz, A. J. and Thompson, A. H., “Quantitative Prdiction of Permeability in Porous Rock,” Phys. Rev. B, 1986, 34, 8179~81
- [10] Archie, G. E., “The Electrical Resisvity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics,” Trans. , AIME, 1942, 146, 54~62
- [11] Ondracek, G. , “Effect of Microstructure on Conductivity of Composite Materials,” Zeits. fuer Metallkunde, Sept. 1986, 77, No. 9, 603~610
- [12] Biot, M. A. and Willis, “Elastic Coefficients of theory of Consolidation,” J. Appl. Mech. , 1957, 57, 594~601
- [13] Moran, J. H. and Papaconstantinou, C. M. , “A Novel Dynamic Measurement of Permeability,” SPEJ, December 1981, 670~8
- [14] Hougen, O. A. and Watson, K. M. , Chemical Process Principles, Part Two, Thermodynamics, JohnWiley & Sons, NewYork, fifth printing, Sept. 1949, 482 – 3
- [15] Prutton, C. E. , and Maron, S. H. , Fundamentals of Physical Chemistry, The Macmillan Company, Revised Edition, 1951, 23 and 49
- [16] Jones, S. C. , “Using the lnertial Coefficient, β , to Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock,” paper SPE 16949 presented at the 1987 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 27~30
- [17] Geertsma, J. , “Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media,” SPEJ, October 1974, 445~50
- [18] Jones, S. C. , “Two – Point Determinations of Permeability and PV vs, Net Confining Stress,” SPE Formation Evaluation, March 1988, 235~41
- [19] Goggin, D. J. , Thrasher, R. L. , and Lake, L. W. , “A Theoretical and Experimental Analysis of Minipermeameter Response Including Gas Slippage and High Velocity Flow Effects,” In Situ, 12, No. 1&2, 1988, 79~116
- [20] Collins, R. E. , “Determination of the Transverse Permeabilities of Large Core Samples from Petroleum Reservoirs,” J. of App. Physics 23, NO. 6, June 1952, 681~4
- [21] Jones, S. C. , A Rapid Accurate Unsteady – State Klinkenberg Permeameter.” SPEJ, Oct. 1972, 383~97; Trans. AIME, 253
- [22] Jones, S. C. , “A New, Fast, Accurate Pressure – Decay Probe Permeameter,” SPE Formation Evaluation. Sept. 1994, 193~99
- [23] Dicker, A. I. and Smits, R. M. , “A Practical Approach for Determining Permeability from Laboratory PressurePulse Decay Measurements,” paper SPE 17578 Presented at the 1988 SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, China, Nov. 1~4
- [24] Brace, W. F. , Walsh, J. B. , and Frangos, W. T. , “Permeability of Granite Under High Pressure,” J. Geophysical Research, 1968, 73, 2225~36
- [25] Bourbie, T. and Walls, J. , “Pulse Decay Permeability: Analytical Solution and Expehmental Test,” SPEJ, Oct. 1982, 719~21
- [26] Hsieh, P. A. et al. , A Transient Laboratory Method for Determining the Hydraulic Properties of ‘Tight’ Rocks I Theory”, Intl. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geomech Absfr. , 1981, 18, 245~52
- [27] Chen, T. and Stagg, P. W. , “Semilog Aaalysis of the Pulse – Decay Technique of Permeability Measurement” SPEJ, Dec, 1984, 639~42
- [28] Haskett, S. E. , Narahara, G. M. , and Holditch, S. A. , “A Method for the Simultaneous Determination of Permeability and Porosity in Low – Permeability Cores,” SPEFE, Sept. 1988, 65~88

- [29] Kamath, J. , Boyer, R. E. , and Nakagawa. F. M. , “Characterization of Core – Scale Heterogeneities Using Laboratory Pressure Transients,” SPEFE, Sept. 1992, 219~27
- [30] Amaefule, J. O. , et al. , “Laboratory Determination of Effective Liquid Permeability in Low – Quality Reservoir Rocks by the Pulse Decay Technique,” paper SPE 15149 presented at the 1986 SPE California Regional Meeting, Oakland, April 2~4
- [31] Fisher, R. A. , and Yates, F. , Statistical Tables for Biological, Agricultural, and Medical Research, Oliver and Boyd, London, 1963
- [32] Thomas, D. C. , and Pugh, V. J. , “A Statistical Analysis of the Accuracy and Reproducibility of Standard Core Analysis,” The Log Analyst, March – April 1989
- [33] Ruth, D. and Ma, H. , “On the Derivation of the Forchheimer Equation by Means of the Averaging Theorem,” Transport on Porous Media, Kluwer Academic Publishers, The Netherlands, 1992, 7, 255~64
- [34] Gracki, J. , A. , Flynn, G. P. and Ross, J. , “Viscosity of Nitrogen, Helium, Hydrogen, and Argon from – 100 to 25 up to 150~250 atm,” J. Chem. Phys. , November 1969, 59 (9), 3856~63
- [35] Montgomery, R. B. , J. Meteorology, 1947, 4, 193
- [36] Birge, R. T. , A. , J. Phys. , 1945, 13, 63
- [37] Licht, Wm. , Jr. and Stechert, D. G. , J. Phys. Chem. , 1944, 48, 23
- [38] Chapman and Cowling, The Mathematical Theory of Nonuniform Gases, Cambridge U. Press, London, 1939, 223~5
- [39] C. E. Reistle, Jr. , History of Petroleum Engineering, American Petroleum Institute, New-York, 1961, 827 ff
- [40] Fancher, G. H; Lewis, J. A; and Barnes, K. B, “Some Physical Characteristics of Oil Sands,” Pennsylvania State College Mineral Industries Experiment Station Bulletin No. 12, 65, 1933
- [41] Wyckoff, R. D; Botset, H. G; Muskat, M; and Reed, D. W. , “The Measurement of the Permeability of Porous Media for Homogeneous Fluids”, Review of Scientific Instruments, 4, 394, 1933
- [42] Lohman, S. W. , Ground – Water Hydraulics, Geological Survey Professional Paper, 1972, 708, 4~6
- [43] Ground Water, 31, No. 3, May – June 1993, 519
- [44] Jones, S. C. , “A Technique for Faster Pulse – Decay Permeability Measurements in Tight Rocks,” paper SPE 28450 presented at the 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 25~28, 907~14

NA.7 第7章中参考文献脚注

- [1] ASTM Specification E – 11, Specification for Wire Cloth Sieves for Testing Purposes, American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248
- [2] ASTM C – 136, Standard Method for Sieve Analysis of Fine and Coarse Aggregates, American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248
- [3] ASTM C – 702, Practice for Reducing Field Samples of Aggregate for Testing Size, American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248
- [4] Chayes, F. , Petrographic Modal Analysis, An Elementary Statistical Appraisal, Wiley, New-York, 1956, P113
- [5] Blatt, H. , Middleton, G. , and Murray, R. , Origin of Sedimentary Rocks, Prentice – Hall,

Inc. , New Jersey, 1980, P782

- [6] Kellerhals, R. , Shaw, J. , and Arora, V. K. , “On Grain Size From Thin Sections,” Journal of Geology, Volume 83, 1975, 79~96
- [7] Rosenfeld, M. A. , Jacolason, L. , and Ferm, J. C. , “A Comparison of Sieve and Thin Section Techniques for Size Analysis,” Journal of Geology, Volume 61, 1953, 114~132
- [8] Mazullo, J. and Kennedy, S. , “Automated Measurement of the Nominal Sectional Diameters of Individual Sedimentary Particles,” Journal of Sedimentary Petrology, Volume 55 (4), July 1985, 593~595
- [9] GibbS, R. J. , Matthews, M. D. , and Link, D. A., “The Relationship Between Sphere Size And Settling Velocity,” Journal of Sedimentary Petrology, Volume 41, No. 1, March 1971, 7~18
- [10] ASTM D287-55, Method of Test for API Gravity of Petroleum,* American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248
- [11] ASTM-IP. Petroleum Measurement Tables (American Edition), American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248
- [12] Coleman, M. L. , Jones, M. R. O. , and Cox, M. A. , “Analysis of Formation Water Sample from Core,” North Sea Oil and Gas Reservoirs – II, Graham and Trotman (1990)
- [13] McCoy, D. D. , Warner, H. R. Jr. , and Fisher, T. E. , “Water Salinity Variations in the Ivishak and Sag River Reservoirs, Prudhoe Bay Field,” SPE 28577, presented at the SPE 69th annual Technical Conference and Exhibition, September 25~28, 1994, NewOrleans, Louisiana
- [14] Wylie, G. S. , Rathmell, J. J. , and Tibbitts, G. A. , “Coring Technology for Point McIntrye WellS,” SPE 26353, presented at the SPE 68th annual Technical Conference and Exhibition, October 3~6, 1993, Houston, Texas
- [15] Bloys, J. B. , Rathmell, J. J. , Kriel, W. A. , Spence, A. P. , Wylie, G. S. , and Ray, C. R. , “Development and APPlication of Mineral Oil Base Mud and Tracer for Low Invasion Coring at Point McIntrye,” SPE 26326, presented at the SPE 68th annual Technical Conference and Exhibition, October 3~6, 1993, Houston, Texas
- [16] Tibbitts, G. A. , Reed M. G. , and McCarter, M. , “New Coring System Reduces Filtrate InvasiOn,” presented at the Society of Core Analysis, First European Core Analysis Symposium, London, U. K. , May 21~23, 1990
- [17] Gidman, J. , and Conner, F. J. , “The Effects of Freezing on Tracer Distribution in Cores,” Proceedings of the Society of Core Analysis, Third European Core Analysis Symposium, London, U. K. , September 14~16, 1992
- [18] Brown, A. , and Marriolt, F. T. , “Use of Tracers to Investigate Drilling – Fluid Invasion and Oil Flushing During Coring,” SPE Reservoir Engineering, 1988, 1317~1322
- [19] Nagra, S. S. , Nelson, H. W. , and Gorden, H. M. , “Interpretation of Water Salinities Obtained From Oil Based Cores in the Deep Basin of Western Canada,” Paper No. 82-33-53, presented at 33rd Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, 1982
- [20] API Recommended Practice 45, Recommended Practice for Analysis of Oil – Field Waters, Second Edition, November 1968 (reissued July 1981), American Petrolenm Institute, 1220 L Street, N. W. , Washington, D. C. 20005
- [21] ASTM D512, Standard Test Method for Chlride Ion in Water, American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248
- [22] ASTM D4542, Standard Test Method for Pore Water Extraction and Determination of Soluble

Salt Content of Soils by Refractometer, American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken. P19248

[23] Washburn, E. W. , editor, International Critical Tables of Numerical Data, Physics, Chemistry and Technologr, Volume V II , First Edition, McGraw – Hill, New York, 1930, P73

[24] ASTM D1125, Method for Test for Electrical Conductivity for Water, American Society, for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248

[25] Worthington, A. E. , Hedges, J. H. , and Pallatt, N. , “SCA Guidelines for Samnple Preparation and Porosity Measurement of Electrical Rcsistivity Samples, Part I – GUielines for Preparation of Brine and Determination of Brine Resistivity for Use in Electrical Resistivity Measurements,” The Log Analyst, 1990, 20~28

[26] ASTM D4191, Standard Test Method for Sodium Water by Atomic Absorption Spectrophotometry, Ametican Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248

[27] ASTM D4192, Standard Test Method for Potassium in Water by Atomic Absorption Spectropholometry, American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248

[28] ASTM E508, Standard Test Method for Calcium and Magnesium in Iron Ores by Atomic Absorption Spectrophotometry, American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248

[29] ASTM D1976, Standard Test Method for Elements in Water by Inductively – Coupled Argon Plasma Atomic Emission Spectrophotometry, American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. , West Conshohocken, P19248

NA.8 第 7 章中参考书目脚注

NA.8.1 粒度分布脚注

[1] Anderson, J. B. and Kurtz, D. D. , “RUASA, An Automated Rapid Sediment Analyzer,” Journal of Sedimentary Petrology, Volume 49, 1979, 625~627

[2] Anderson, J. B. , Wolfteich, C. , Wright, R. , and Cole, M. L. , “Determination of Depositional Environments of Sand Bodies Using Vertical Grain – Size Progressions,” Transactions Gulf Coast ASssociation of Geological Societies, Volume XXX II

[3] API RP 60, Recommended Practices for Testing, High Strength Proppants Used in Hydraulic Fracturing Operation, First Edition, February 1989, 1~21.

[4] API RP 58, Recommended Practices for Testing Sand Used in Gravel Packing Operations. First Edition, March 1986, 1~13

[5] API RP 56, Recommended Practices For Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations, First Edition, March 1983, 1~13

[6] ASTM C136 – 849, Standard Method for Sieve Analysis of Fine and Coarse Aggregates, December 1984, 76~79

[7] ASTM C702, Standard Methods for Reducing Field Samples of Aggregate to Testing Size, March 1975, 421~424

[8] ASTM C – 117 – 69, Standard Method of Test for Materials Finer Than No. 200 (75 Micro – meter) Sieve in Mineral Aggregates by Washing, October 1969 (Reapproved 1974), 69~70

[9] Komar, P. D. , and Chi. B. , “The Analysis Of Grain Size Measurement By Sieving And Settling – Tube Techniques ,” Journal of Sedimentary Petrology, Volume 54, No. 2, June 1984, 603~614

- [10] Griffin, T. G. , “Extended Range Particle Size Distribution Using Laser Diffraction Technology, A New Perspective,” Proceedings of the Society of Core Analysts, Fifth Technical Conference, August 1991, No. 9126
- [11] Saucier, R. J. , “Considerations in Gravel Pack Design,” Journal of Petroleum Technology, February 1974, 205~212
- [12] Frock, H. N. and Weiss, E. L. , “Particle Size Control Using Light – Scattering Technology,” Powder and Bulk Engineering, February 1988
- [13] Weiss, E. L. and Frock, H. N. , “Rapid Analysis of Particle Size Distribution by Laser Light Scattering,” Powder Technology, 1976, 287~293

NA. 8.2 原油密度脚注

- [1] API Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 9, “Density Determination”, Section 1, “Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum ProductsS”, June 1981, 1~7
- [2] Tutunjian, P. N. and Vinegar, H. J. , “Petrophysical Applicatons of Automated Proton High Resolution NMR Spectroscop,” SCA 4th Annual Technical Conference Paper, August 1990, No. 9020
- [3] Vinegar, H. J. , Tutunjianl, P. N. , Edelstein, W. A. , and Roemer, P. B. , “¹³C NMR of Whole Cores,” 64th Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers. October 1989, No. 19590, 201~221
- [4] Karger, J. , Pfeifer, H. , and Heink, W. , Principles and Application of Self – Diffusion, Measurements by Nuclear Magnetic Resonance, Advances in Magnetic Resonance, ed. John Waugh, Academic Press, NewYork, 1~89

NA. 8.3 地层水矿化度测定脚注

- [1] ASTM C136 – 849, Standard Test Method for Pore Water Extraction and Determination of Soluble Salt Content of Soils by Refractometer, ASTM Comm. D – 18, 746~748
- [2] Brown, A. A. , Berry IV, W. R. , Coates, G. R. , Fertl, W. H. , Hoyer, W. A. , Patchett, J. G. , and Ransom, R. C. ; W. H. Lang. Jr. , chairman, “SPWLA Reprint Volume Shaly Sand,” Society of Professional Well Log Analysts, July 1982, Section V, Cation Exchange Models
- [3] Hill, H. J. , Shirley, O. J. , and Klein, G. E. , edited by Waxman, M. H. , and Thomas, E. C. , “Bound Water in Shaly Sands—Its Relation to Qv and Other Formation Properties”, The Log Analyst, Volume XX, NO. 3, 1979
- [4] API RP 45, Recommended Practice for Analysis of Oil – Field Waters, American Petroleum Institute, July 1981

附录 NB
(资料性附录)
气体定律偏差因子表

气体定律偏差因子表见表 NB. 1、表 NB. 2 及表 NB. 3。

表 NB. 1 由 Beattie-Bridgemann 状态方程计算得到的空气气体定律偏差因子^[14]

压力 p psia	空气温度下的偏差因子						压力 p psia	空气温度下的偏差因子																																									
	55°F	60°F	65°F	70°F	75°F	80°F	85°F	90°F	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C																																	
0	1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 0	0	1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000	0	0.999570 0.99620 0.99660 0.999690 0.999730 0.999760 0.999790 0.999820	10	0.999150 0.99230 0.99310 0.99390 0.99460 0.99520 0.99580 0.99640	20	0.998730 0.98860 0.98970 0.99080 0.99190 0.99280 0.99370 0.99460	30	0.998310 0.98480 0.98640 0.98780 0.98920 0.99050 0.99170 0.99280	40	0.998000 0.98600 0.98400 0.98200 0.98000 0.97800 0.97600 0.97400	50	0.997900 0.98110 0.98300 0.98480 0.98660 0.98820 0.98970 0.99110	60	0.997480 0.97730 0.97970 0.98190 0.98390 0.98590 0.98760 0.98930	70	0.997070 0.97360 0.97640 0.97890 0.98130 0.98360 0.98570 0.98760	80	0.997470 0.97630 0.97790 0.97930 0.98080 0.98210 0.98340 0.98470	90	0.996660 0.97000 0.97310 0.97600 0.97880 0.98130 0.98370 0.98590	100	0.996260 0.96630 0.96980 0.97310 0.97620 0.97910 0.98180 0.98430	110	0.995850 0.96270 0.96660 0.97030 0.97370 0.97690 0.97980 0.98260	120	0.995450 0.95910 0.96340 0.96740 0.97120 0.97470 0.97790 0.98100	130	0.995050 0.95550 0.96020 0.96460 0.96870 0.97250 0.97610 0.97940	140	0.994660 0.95200 0.95570 0.95910 0.96180 0.96620 0.97030 0.97420	150	0.994260 0.94850 0.95390 0.95900 0.96380 0.96820 0.97240 0.97620	160	0.993870 0.94500 0.95080 0.95630 0.96130 0.96610 0.97050 0.97470	170	0.993490 0.94150 0.94770 0.95350 0.95890 0.96400 0.96870 0.97320	180	0.993100 0.93810 0.94470 0.95080 0.95660 0.96190 0.96700 0.97170	190	0.992720 0.93470 0.94160 0.94810 0.95420 0.95990 0.96520 0.97020	200	0.992340 0.93130 0.93860 0.94550 0.95190 0.95790 0.96350 0.96870	210	0.991960 0.92790 0.93560 0.94280 0.94960 0.95590 0.96180 0.96730	210	0.991590 0.92460 0.93270 0.94020 0.94730 0.95390 0.96010 0.96569

表 NB.1 (续)

压力 p psia	空气温度下的偏差因子						压力 p psia	空气温度下的偏差因子									
	55°F	60°F	65°F	70°F	75°F	80°F	85°F	90°F	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	
220	0.993420	0.993850	0.994620	0.994460	0.995050	0.995420	0.995770	0.99612	220	0.991210	0.992120	0.992970	0.993370	0.994500	0.995200	0.995840	0.99654
230	0.993150	0.993600	0.994030	0.994450	0.994850	0.995230	0.995600	0.99596	230	0.990840	0.991800	0.992680	0.993510	0.994280	0.995000	0.995680	0.99631
240	0.992880	0.993350	0.993800	0.994230	0.994650	0.995050	0.995440	0.99581	240	0.990480	0.991470	0.992390	0.993260	0.994060	0.994810	0.995520	0.99617
250	0.992610	0.993100	0.993570	0.994020	0.994450	0.994870	0.995280	0.99566	250	0.990110	0.991150	0.992110	0.993000	0.993840	0.994620	0.995250	0.99604
260	0.992350	0.992850	0.993340	0.993810	0.994620	0.994700	0.995110	0.99552	260	0.989750	0.990820	0.991820	0.992750	0.993620	0.994400	0.995200	0.99591
300	0.991320	0.991900	0.991460	0.992990	0.993510	0.994010	0.994490	0.99496	300	0.988330	0.989570	0.990710	0.991780	0.992780	0.993710	0.994590	0.99540
400	0.988910	0.989680	0.990410	0.991120	0.991800	0.992460	0.99309	0.99370	400	0.984980	0.986600	0.988120	0.989520	0.990840	0.992070	0.993210	0.99428
500	0.986760	0.987700	0.988610	0.989480	0.990320	0.991130	0.991900	0.99265	500	0.981900	0.983910	0.985780	0.987510	0.989130	0.990640	0.992060	0.99337
600	0.984860	0.985980	0.987050	0.988080	0.989070	0.990200	0.990940	0.99183	600	0.979110	0.981490	0.983700	0.985760	0.987670	0.989450	0.991120	0.99268
700	0.983220	0.984500	0.985730	0.986920	0.988050	0.989150	0.990200	0.99122	700	0.976620	0.979350	0.981890	0.984250	0.986450	0.988500	0.990410	0.99219
800	0.981850	0.983290	0.984670	0.986000	0.987280	0.988500	0.989380	0.99082	800	0.974420	0.977500	0.980350	0.983010	0.985470	0.987770	0.989920	0.99192
900	0.980740	0.982330	0.983860	0.985320	0.986730	0.988090	0.989390	0.99065	900	0.972530	0.975930	0.979080	0.982920	0.984740	0.987280	0.989650	0.99185
1000	0.979890	0.981630	0.983290	0.984890	0.986420	0.987900	0.989320	0.99069	1000	0.970930	0.974650	0.978090	0.981290	0.984260	0.987020	0.989600	0.992010
1100	0.979310	0.981180	0.982970	0.984700	0.986350	0.987940	0.989470	0.99094	1100	0.969650	0.973660	0.977370	0.980810	0.984010	0.986990	0.989770	0.99235
1200	0.979000	0.980990	0.982900	0.984740	0.986510	0.988210	0.989840	0.99141	1200	0.968670	0.972950	0.976920	0.980600	0.984020	0.987190	0.990160	0.99291
1300	0.978940	0.981050	0.983080	0.985030	0.986900	0.988690	0.990420	0.99208	1300	0.968000	0.972540	0.976740	0.980640	0.984260	0.987620	0.990760	0.99368
1400	0.979150	0.981370	0.983500	0.985560	0.987510	0.989400	0.991220	0.99296	1400	0.967630	0.972410	0.976830	0.980930	0.984740	0.988280	0.991570	0.99464
1500	0.979610	0.981930	0.984160	0.986300	0.988350	0.990330	0.992230	0.99405	1500	0.967560	0.972560	0.977180	0.981470	0.985450	0.989150	0.992600	0.99580
1600	0.980320	0.982730	0.985050	0.987280	0.989410	0.991470	0.993440	0.99334	1600	0.967790	0.972990	0.977800	0.982260	0.986400	0.990240	0.993820	0.99716
1700	0.981280	0.983780	0.986180	0.988480	0.990690	0.992810	0.994850	0.99682	1700	0.968320	0.973690	0.978670	0.983290	0.987570	0.991550	0.995250	0.99870
1800	0.982480	0.985050	0.987520	0.989900	0.992180	0.994360	0.996740	0.99849	1800	0.969130	0.974660	0.979790	0.984550	0.988960	0.993060	0.996881	0.00043
1900	0.983910	0.986560	0.989090	0.991530	0.993870	0.996110	0.998271	0.00034	1900	0.970210	0.975900	0.981160	0.986140	0.990570	0.994780	0.998691	0.00234
2000	0.985580	0.988280	0.990880	0.993370	0.995760	0.998051	0.000261	0.00238	2000	0.971570	0.977380	0.982760	0.987750	0.992380	0.996691	0.000691	0.00442
2100	0.987470	0.990220	0.992870	0.995400	0.997841	0.000181	0.002431	0.00460	2100	0.973200	0.979120	0.984600	0.989680	0.994400	0.998791	0.002871	0.00668
2200	0.989570	0.992370	0.995060	0.997641	0.001111	0.002491	0.004781	0.00698	2200	0.975080	0.981090	0.986660	0.991820	0.996621	0.001081	0.005231	0.00909
2300	0.991890	0.994720	0.997441	0.000061	0.002571	0.004981	0.007301	0.00953	2300	0.977200	0.983290	0.988930	0.994160	0.999021	0.003541	0.007751	0.01167
2400	0.994400	0.997271	0.000021	0.002661	0.005201	0.007631	0.009981	0.01223	2400	0.979570	0.985710	0.991410	0.996701	0.001611	0.010441	0.01440	
2500	0.997111	0.000011	0.002771	0.005431	0.007991	0.010451	0.012821	0.01509	2500	0.982160	0.988350	0.994100	0.999431	0.004381	0.008991	0.013281	0.01728
2600	1.000001	0.002911	0.005701	0.008381	0.010951	0.013431	0.015811	0.01810	2600	0.984970	0.991200	0.996971	0.007321	0.011961	0.016271	0.02030	
2700	1.003071	0.005991	0.008791	0.011481	0.014071	0.016551	0.018941	0.02124	2700	0.987990	0.994231	0.000031	0.005411	0.010421	0.015071	0.019411	0.02345
2800	1.006311	0.009231	0.012041	0.014741	0.017331	0.019831	0.022221	0.02794	2800	0.991200	0.997461	0.003271	0.008661	0.013671	0.018341	0.02691	0.02674
2900	1.009711	0.012641	0.015451	0.018151	0.020741	0.023231	0.025631	0.02794	2900	0.994611	0.000861	0.006671	0.012061	0.017081	0.021751	0.03016	
3000	1.013271	0.016191	0.019001	0.021691	0.024281	0.026781	0.029171	0.03147	3000	0.998201	0.004441	0.010231	0.015621	0.020631	0.025291	0.030641	0.03369

表 NB.2 由 Beattie-Bridgemann 状态方程计算得到的氮气气体定律偏差因子^[14]

压力 p psia	空气温度下的偏差因子						压力 p psia	空气温度下的偏差因子						压力 p psia	空气温度下的偏差因子																																														
	55°F	60°F	65°F	70°F	75°F	80°F	85°F	90°F	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C																																													
0	1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 0	0	1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 0	10	0.99965 0.99969 0.99973 0.99980 0.99983 0.99986 0.99986 0.99989	20	0.99930 0.99939 0.99946 0.99954 0.99960 0.99967 0.99973 0.99978	30	0.99896 0.99908 0.99920 0.99931 0.99941 0.99950 0.99959 0.99968	40	0.99862 0.99878 0.99894 0.99908 0.99922 0.99934 0.99946 0.99957	50	0.99828 0.99849 0.99868 0.99886 0.99903 0.99919 0.99933 0.99947	60	0.99795 0.99819 0.99843 0.99864 0.99884 0.99903 0.99921 0.99937	70	0.99761 0.99790 0.99817 0.99843 0.99866 0.99888 0.99909 0.99928	80	0.99729 0.99762 0.99792 0.99821 0.99848 0.99873 0.99896 0.99918	90	0.99696 0.99733 0.99768 0.99800 0.99830 0.99858 0.99885 0.99909	100	0.99664 0.99705 0.99744 0.99779 0.99813 0.99844 0.99873 0.99900	110	0.99632 0.99677 0.99719 0.99759 0.99795 0.99830 0.99862 0.99892	120	0.99601 0.99650 0.99696 0.99739 0.99779 0.99816 0.99851 0.99883	130	0.99569 0.99623 0.99672 0.99719 0.99762 0.99802 0.99840 0.99875	140	0.99538 0.99596 0.99649 0.99699 0.99745 0.99789 0.99829 0.99867	150	0.99508 0.99569 0.99626 0.99680 0.99729 0.99776 0.99819 0.99860	160	0.99478 0.99543 0.99604 0.99660 0.99713 0.99763 0.99809 0.99852	170	0.99448 0.99517 0.99582 0.99642 0.99698 0.99750 0.99799 0.99845	180	0.99418 0.99491 0.99560 0.99623 0.99683 0.99738 0.99790 0.99838	190	0.99389 0.99466 0.99538 0.99603 0.99660 0.99713 0.99760 0.99831	200	0.99360 0.99441 0.99517 0.99587 0.99653 0.99714 0.99771 0.99825	210	0.99331 0.99416 0.99496 0.99569 0.99638 0.99703 0.99763 0.99819	220	0.99303 0.99392 0.99475 0.99552 0.99624 0.99691 0.99754 0.99796	230	0.99275 0.99368 0.99454 0.99535 0.99610 0.99680 0.99722 0.99791	240	0.99247 0.99344 0.99434 0.99518 0.99596 0.99669 0.99738 0.99802	250	0.99220 0.99321 0.99414 0.99512 0.99583 0.99659 0.99730 0.99796	260	0.99193 0.99298 0.99395 0.99485 0.99570 0.99649 0.99722 0.99791	300	0.99089 0.99208 0.99320 0.99424 0.99520 0.99611 0.99695 0.99774	400	0.98851 0.98908 0.99154 0.99289 0.99416 0.99534 0.99644 0.99742	500	0.98674 0.98832 0.99018 0.99185 0.99339 0.99484 0.99618 0.99744

表 NB.2 (续)

压力 p psia	空气温度下的偏差因子						空气温度下的偏差因子					
	55°F 60°F 65°F 70°F 75°F 80°F	55°F 60°F 65°F 70°F 75°F 80°F	55°F 60°F 65°F 70°F 75°F 80°F	55°F 60°F 65°F 70°F 75°F 80°F	0°C 5°C 10°C 15°C 20°C 25°C							
600	0.99024 0.99130 0.99232 0.99330 0.99424 0.99514 0.99600 0.99685	600	0.98478 0.98704 0.98914 0.99109 0.99291 0.99460 0.99618 0.99766									
700	0.98967 0.99088 0.99204 0.99315 0.99422 0.99525 0.99624 0.99720	700	0.98343 0.98602 0.98841 0.99064 0.99271 0.99464 0.99644 0.99811									
800	0.98940 0.99074 0.99232 0.99328 0.99427 0.99562 0.99672 0.99779	800	0.98244 0.98532 0.98800 0.99018 0.99279 0.99494 0.99634 0.99881									
900	0.98943 0.99091 0.99232 0.9936 0.99428 0.99577 0.99625 0.99746 0.99862	900	0.98180 0.98496 0.98789 0.99061 0.99315 0.99550 0.99769 0.99974									
1000	0.98976 0.99136 0.99289 0.99436 0.99530 0.99681 0.99713 0.99844 0.99969	1000	0.98131 0.98493 0.98810 0.99104 0.99378 0.99632 0.99869 1.00090									
1100	0.99039 0.99209 0.99373 0.99530 0.99681 0.99826 0.99966 1.00100	1100	0.98356 0.98522 0.98861 0.99176 0.99468 0.99740 0.99993 1.00229									
1200	0.99131 0.99311 0.99441 0.99521 0.99651 0.99741 0.99964 1.00112 1.00254	1200	0.98196 0.98583 0.98942 0.99276 0.99585 0.99873 1.00141 1.00390									
1300	0.99251 0.99441 0.99623 0.99797 0.99965 1.00126 1.00281 1.00430	1300	0.98270 0.98676 0.99053 0.99403 0.99728 1.00030 1.00312 1.00574									
1400	0.99399 0.99597 0.99787 0.99969 1.00144 1.00312 1.00474 1.00629	1400	0.98376 0.98800 0.99193 0.99558 0.99897 1.00212 1.00505 1.00778									
1500	0.99575 0.99780 0.99976 1.00165 1.00346 1.00521 1.00688 1.00849	1500	0.98515 0.98955 0.99362 0.99740 1.00091 1.00417 1.00721 1.01004									
1600	0.99777 0.99988 1.00191 1.00385 1.00572 1.00751 1.00924 1.01090	1600	0.98686 0.99138 0.99558 0.99947 1.00308 1.00645 1.00958 1.01249									
1700	1.00000 1.00221 1.00429 1.00628 1.00820 1.01004 1.01181 1.01351	1700	0.98886 0.99350 0.99780 1.00179 1.00550 1.00894 1.01215 1.01514									
1800	1.00258 1.00479 1.00690 1.00894 1.01089 1.01277 1.01458 1.01931	1800	0.99117 0.99589 1.00028 1.00435 1.00813 1.01165 1.01493 1.01798									
1900	1.00535 1.00759 1.00924 1.01181 1.01379 1.01570 1.01754 1.01930	1900	0.99373 0.99855 1.00301 1.00715 1.01099 1.01457 1.01790 1.02100									
2000	1.00834 1.01061 1.01279 1.01489 1.01690 1.01883 1.02069 1.02248	2000	0.99661 1.00147 1.00598 1.01017 1.01406 1.01768 1.02105 1.02419									
2100	1.01156 1.01385 1.01605 1.01816 1.02019 1.02214 1.02402 1.02582	2100	0.99973 1.00463 1.00918 1.01340 1.01733 1.02098 1.02439 1.02756									
2200	1.01499 1.01729 1.01950 1.02163 1.02367 1.02563 1.02752 1.02934	2200	1.00310 1.00802 1.01259 1.01684 1.02079 1.02447 1.02789 1.03108									
2300	1.01862 1.02093 1.02315 1.02528 1.02733 1.02930 1.03119 1.03301	2300	1.00670 1.01163 1.01622 1.02047 1.02446 1.02812 1.03156 1.03476									
2400	1.02244 1.02475 1.02697 1.02910 1.03115 1.03312 1.03501 1.03684	2400	1.01055 1.01546 1.02004 1.02430 1.02826 1.03195 1.03538 1.03859									
2500	1.02645 1.02875 1.03196 1.03309 1.03513 1.03710 1.03899 1.04081	2500	1.01458 1.01949 1.02405 1.02830 1.03223 1.03593 1.03936 1.04256									
2600	1.03063 1.03292 1.03512 1.03724 1.03927 1.04123 1.04311 1.04492	2600	1.01882 1.02371 1.02824 1.03247 1.03640 1.04006 1.04348 1.04666									
2700	1.03499 1.03725 1.03943 1.04153 1.04355 1.04550 1.04736 1.0916	2700	1.02326 1.02371 1.00824 1.03247 1.03640 1.04006 1.04348 1.04666									
2800	1.03947 1.04173 1.04389 1.04592 1.04797 1.04990 1.05173 1.03353	2800	1.02788 1.03267 1.03713 1.04128 1.04515 1.04875 1.05211 1.05524									
2900	1.04412 1.04635 1.04784 1.05054 1.05252 1.05443 1.05626 1.05802	2900	1.03267 1.03740 1.04181 1.04591 1.04973 1.05329 1.05661 1.05971									
3000	1.04891 1.05110 1.05321 1.05524 1.05720 1.05907 1.06088 1.06262	3000	1.03762 1.04228 1.04563 1.05067 1.03444 1.05796 1.06123 1.06429									

表 NB.3 由 Beattie-Bridgeman 状态方程计算得到的氮气气体定律偏差因子^[14]

压力 p psia	空气温度下的偏差因子						压力 p psia	空气温度下的偏差因子						压力 p psia	空气温度下的偏差因子																	
	55°F	60°F	65°F	70°F	75°F	80°F	85°F	90°F	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C																
0	1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 0	1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 0	1.00040 1.00039 1.00038 1.00037 1.00036 1.00036 1.00036 1.00036 10	1.00079 1.00078 1.00077 1.00073 1.00072 1.00071 20	1.00119 1.00117 1.00115 1.00113 1.00111 1.00110 1.00109 1.00108 30	1.00158 1.00155 1.00153 1.00150 1.00148 1.00146 1.00145 1.00144 40	1.00198 1.00194 1.00191 1.00188 1.00184 1.00183 1.00181 1.00178 50	1.00237 1.00233 1.00229 1.00226 1.00222 1.00219 1.00215 1.00212 60	1.00276 1.00272 1.00267 1.00263 1.00259 1.00255 1.00251 1.00247 70	1.00316 1.00311 1.00306 1.00301 1.00296 1.00291 1.00287 1.00282 80	1.00355 1.00349 1.00344 1.00338 1.00333 1.00328 1.00323 1.00318 90	1.00395 1.00388 1.00382 1.00376 1.00370 1.00364 1.00358 1.00353 100	1.00434 1.00427 1.00420 1.00413 1.00406 1.00401 1.00394 1.00388 110	1.00473 1.00465 1.00458 1.00450 1.00443 1.00436 1.00430 1.00423 120	1.00513 1.00504 1.00496 1.00488 1.00480 1.00473 1.00465 1.00458 130	1.00552 1.00543 1.00534 1.00525 1.00517 1.00517 1.00509 1.00493 140	1.00591 1.00581 1.00572 1.00563 1.00554 1.00545 1.00537 1.00529 150	1.00630 1.00620 1.00610 1.00600 1.00591 1.00581 1.00572 1.00564 160	1.00670 1.00659 1.00648 1.00637 1.00627 1.00617 1.00608 1.00599 170	1.00709 1.00697 1.00686 1.00675 1.00664 1.00654 1.00644 1.00634 180	1.00748 1.00736 1.00724 1.00712 1.00701 1.00690 1.00679 1.00669 190	1.00787 1.00774 1.00762 1.00749 1.00737 1.00726 1.00715 1.00704 200	1.00826 1.00813 1.00799 1.00774 1.00762 1.00750 1.00739 210	1.00866 1.00851 1.00837 1.00824 1.00811 1.00798 1.00786 1.00774 220	1.00905 1.00890 1.00875 1.00861 1.00847 1.00834 1.00821 1.00809 230	1.00944 1.00928 1.00913 1.00898 1.00884 1.00870 1.00857 1.00844 240	1.00983 1.00967 1.00951 1.00935 1.00921 1.00906 1.00892 1.00879 250	1.01022 1.01005 1.00988 1.00973 1.00957 1.00942 1.00928 1.00914 260	1.01178 1.01158 1.01139 1.01121 1.01103 1.01086 1.01069 1.01053 300	1.01502 1.01488 1.01475 1.01462 1.01450 1.01437 1.01425 1.01413 400	1.01873 1.01856 1.01840 1.01824 1.01808 1.01792 1.01777 1.01762 500	1.01953 1.01921 1.01890 1.01859 1.01830 1.01801 1.01774 1.01747

表 NB.3 (续)

压力 p psia	空气温度下的偏差因子						压 力 p psia	空气温度下的偏差因子							
	55°F	60°F	65°F	70°F	75°F	80°F	85°F	90°F	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C
600	1.02242 1.022222 1.02202 1.02183 1.02164 1.02145 1.02127 1.02109	600	1.02338 1.02229 1.02262 1.02226 1.02191 1.02157 1.02124 1.02092												
700	1.02609 1.02586 1.02563 1.02541 1.02519 1.02497 1.02476 1.02455	700	1.02721 1.02676 1.02633 1.02590 1.02550 1.02510 1.02472 1.02434												
800	1.02974 1.02948 1.02922 1.02897 1.02872 1.02847 1.02823 1.02799	800	1.03402 1.03051 1.03001 1.02953 1.02907 1.02862 1.02818 1.02776												
900	1.03338 1.03309 1.03280 1.03251 1.03223 1.03195 1.03168 1.03142	900	1.03482 1.03424 1.03368 1.03315 1.03262 1.03121 1.03163 1.03115												
1000	1.03700 1.03668 1.03668 1.03635 1.03635 1.03604 1.03573 1.03542 1.	1000	1.03859 1.03795 1.03734 1.03674 1.03616 1.03560 1.03560 1.03561 1.03454												
1100	1.04061 1.04025 1.03990 1.03955 1.03921 1.03887 1.03854 1.03822	1100	1.04235 1.04165 1.04097 1.04032 1.03969 1.03907 1.03848 1.03790												
1200	1.04420 1.04381 1.04342 1.04305 1.04267 1.04231 1.04195 1.04160	1200	1.04609 1.04533 1.04460 1.04388 1.04320 1.04253 1.04188 1.04126												
1300	1.04777 1.04735 1.04693 1.04653 1.04613 1.04573 1.04535 1.04497	1300	1.04981 1.04899 1.04820 1.04743 1.04669 1.04597 1.04527 1.04459												
1400	1.05133 1.05087 1.05043 1.04999 1.04956 1.04914 1.04872 1.04832	1400	1.05352 1.05264 1.05179 1.05096 1.05016 1.04939 1.04864 1.04792												
1500	1.05487 1.05438 1.05391 1.05344 1.05298 1.05253 1.05209 1.05165	1500	1.05721 1.05627 1.05536 1.05448 1.05363 1.05280 1.05200 1.05122												
1600	1.05829 1.05788 1.05737 1.05688 1.05639 1.05591 1.05544 1.05498	1600	1.06089 1.05988 1.05892 1.05798 1.05707 1.05620 1.05534 1.05452												
1700	1.06190 1.06136 1.06082 1.06030 1.05978 1.05927 1.05877 1.05828	1700	1.06454 1.06348 1.06246 1.06147 1.06051 1.05958 1.05867 1.05780												
1800	1.06540 1.06482 1.06426 1.06370 1.06316 1.06262 1.06210 1.06158	1800	1.06819 1.06707 1.06599 1.06494 1.06392 1.06294 1.06199 1.06107												
1900	1.06888 1.06827 1.06768 1.06710 1.06652 1.06596 1.06540 1.06486	1900	1.07181 1.07064 1.06950 1.06839 1.06733 1.06529 1.06432												
2000	1.07235 1.07171 1.07109 1.07047 1.06987 1.06928 1.06870 1.06813	2000	1.07543 1.07419 1.07299 1.07184 1.07072 1.06963 1.06858 1.06756												
2100	1.07580 1.07513 1.07448 1.07384 1.07321 1.07259 1.07198 1.07138	2100	1.07902 1.07773 1.07648 1.07527 1.07409 1.07296 1.07186 1.07079												
2200	1.07924 1.07854 1.07786 1.07719 1.07653 1.07588 1.07525 1.07462	2200	1.08260 1.08125 1.07994 1.07868 1.07746 1.07627 1.07512 1.07401												
2300	1.08266 1.08194 1.08123 1.08053 1.07984 1.07917 1.07850 1.07785	2300	1.08617 1.08476 1.08340 1.08208 1.08080 1.07957 1.07837 1.07721												
2400	1.08607 1.08532 1.08458 1.08385 1.08314 1.08243 1.08174 1.08107	2400	1.08697 1.08526 1.08684 1.08547 1.08511. 08414 1.08285 1.08161 1.08040												
2500	1.08947 1.08869 1.08792 1.08716 1.08642 1.08569 1.08497 1.08427	2500	1.09326 1.09174 1.09027 1.08884 1.08746 1.08613 1.08483 1.08358												
2600	1.09285 1.09204 1.09124 1.09046 1.08969 1.08893 1.08819 1.08746	2600	1.09679 1.09521 1.09368 1.09220 1.09077 1.08939 1.08804 1.08674												
2700	1.09622 1.09538 1.09456 1.09375 1.09295 1.09217 1.09140 1.09064	2700	1.10030 1.09866 1.09708 1.09555 1.09407 1.09263 1.09124 1.08990												
2800	1.09958 1.09871 1.09786 1.09702 1.09619 1.09538 1.09459 1.09381	2800	1.10379 1.10210 1.10047 1.09888 1.09735 1.09587 1.09443 1.09304												
2900	1.10293 1.10203 1.10114 1.10028 1.09943 1.09859 1.09777 1.09696	2900	1.10728 1.10553 1.10384 1.10221 1.10062 1.09909 1.09761 1.09617												
3000	1.10626 1.10533 1.10442 1.10353 1.10265 1.10179 1.10094 1.10010	3000	1.11075 1.10894 1.10720 1.10551 1.10388 1.10230 1.10077 1.09929												

中华人民共和国
石油天然气行业标准
岩心分析方法
SY/T 5336—2006

*
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 14 1/4 印张 429 千字 印 1—2500
2007 年 6 月北京第 1 版 2007 年 6 月北京第 1 次印刷
书号：155021·6040 定价：71.00 元
版权专有 不得翻印