

# 第 4 章

---

## 溢散排放

## 作者

### 煤矿开采

John N. Carras（澳大利亚）

Pamela M. Franklin（美国）、Yuhong Hu（中国）、A. K. Singh（印度）和 Oleg V. Tailakov（俄罗斯联邦）

### 石油和天然气

David Picard（加拿大）

Azhari F. M. Ahmed（卡塔尔）、Eilev Gjerald（挪威）、Susann Nordrum（美国）和 Irina Yesserkepova（哈萨克斯坦）

# 目录

4	溢散排放	
4.1	煤矿采掘、加工、存储和运送产生的溢散排放	4.6
4.1.1	来源概览和说明	4.6
4.1.1.1	煤的采掘和处理	4.6
4.1.1.2	来源概述	4.7
4.1.2	方法学问题	4.9
4.1.3	地下煤矿	4.9
4.1.3.1	方法的选择	4.10
4.1.3.2	地下煤矿排放因子的选择	4.11
4.1.3.3	活动数据的选择	4.13
4.1.3.4	地下煤矿的完整性	4.14
4.1.3.5	建立一致的时间序列	4.14
4.1.3.6	不确定性评估	4.14
4.1.4	露天煤矿开采	4.17
4.1.4.1	方法的选择	4.17
4.1.4.2	露天开采的排放因子	4.18
4.1.4.3	活动数据	4.19
4.1.4.4	露天开采的完整性	4.19
4.1.4.5	建立一致的时间序列	4.19
4.1.4.6	排放的不确定性评估	4.19
4.1.5	废弃的地下煤矿	4.20
4.1.5.1	方法的选择	4.20
4.1.5.2	排放因子的选择	4.22
4.1.5.3	活动数据的选择	4.27
4.1.5.4	完整性	4.27
4.1.5.5	建立一致的时间序列	4.27
4.1.5.6	不确定性评估	4.27
4.1.6	煤矿开采的完整性	4.28
4.1.7	清单质量保证/质量控制 (QA/QC)	4.29
4.1.7.1	质量控制与成文归档	4.29
4.1.7.2	报告和归档	4.30
4.2	源自石油和天然气系统的溢散排放	4.30
4.2.1	来源的概述、描述	4.31

4.2.2	方法学问题.....	4.33
4.2.2.1	方法选择、决策树、方法.....	4.34
4.2.2.2	方法的选择.....	4.38
4.2.2.3	排放因子的选择.....	4.43
4.2.2.4	活动数据的选择.....	4.62
4.2.2.5	完整性.....	4.67
4.2.2.6	建立一致的时间序列.....	4.68
4.2.2.7	不确定性评估.....	4.68
4.2.3	清单质量保证/质量控制 (QA/QC) .....	4.69
4.2.4	报告和归档.....	4.70
参考文献	.....	4.74

## 公式

公式 4.1.1	采用方法 1 和方法 2 未调整甲烷利用或喷焰燃烧而估算源自地下煤矿的排放.....	4.9
公式 4.1.2	采用方法 1 和方法 2 调整甲烷利用或喷焰燃烧而估算源自地下煤矿的排放.....	4.9
公式 4.1.3	方法 1: 全球平均方法 - 地下开采 - 调整任何甲烷利用或喷焰燃烧之前.....	4.11
公式 4.1.4	方法 1: 全球平均方法 - 采后排放 - 地下煤矿.....	4.12
公式 4.1.5	排出甲烷喷焰燃烧或催化氧化产生的CO <sub>2</sub> 和CH <sub>4</sub> 排放.....	4.13
公式 4.1.6	估算露天煤矿开采产生的溢散排放的一般公式.....	4.16
公式 4.1.7	方法 1: 全球平均方法 - 露天开采.....	4.17
公式 4.1.8	方法 1: 全球平均方法 - 采后排放 - 露天煤矿.....	4.18
公式 4.1.9	估算废弃地下煤矿产生溢散排放的一般公式.....	4.19
公式 4.1.10	方法 1 废弃地下煤矿.....	4.20
公式 4.1.11	无甲烷回收和利用的废弃地下煤矿的方法 2.....	4.25
公式 4.1.12	方法 2 - 废弃地下煤矿的排放因子.....	4.26
公式 4.1.13	方法 3 排放计算示例 - 废弃的地下煤矿.....	4.26
公式 4.2.1	方法 1: 估算源自工业部分的溢散排放.....	4.38
公式 4.2.2	方法 1: 源自工业部门的溢散排放总量.....	4.38
公式 4.2.3	备选方法 2 (泄放引起的排放).....	4.41
公式 4.2.4	备选方法 2 (喷焰燃烧引起的CH <sub>4</sub> 排放).....	4.41
公式 4.2.5	备选方法 2 (喷焰燃烧引起的CO <sub>2</sub> 排放).....	4.42
公式 4.2.6	源自喷焰燃烧和泄放的CH <sub>4</sub> 排放.....	4.42
公式 4.2.7	源自泄放和喷焰燃烧的CO <sub>2</sub> 排放.....	4.42
公式 4.2.8	源自喷焰燃烧的N <sub>2</sub> O排放.....	4.42

## 图

图 4.1.1	地下煤矿的决策树 .....	4.10
图 4.1.2	露天煤矿开采的决策树 .....	4.16
图 4.1.3	废弃地下煤矿的决策树 .....	4.21
图 4.2.1	天然气系统决策树 .....	4.34
图 4.2.2	原油生产决策树 .....	4.36
图 4.2.3	原油运输、提炼和浓缩的决策树 .....	4.37

## 表

表 4.1.1	各节详细分述煤的采掘、加工、存储和运输产生的排放.....	4.8
表 4.1.2	估算方法 1 和方法 2 地下采矿的不确定性.....	4.15
表 4.1.3	方法 3 地下煤矿开采的不确定性估算.....	4.16
表 4.1.4	估算方法 1 和方法 2 露天开采的不确定性.....	4.19
表 4.1.5	方法 1 - 废弃的地下煤矿 - 缺省值 - 瓦斯矿百分比.....	4.23
表 4.1.6	方法 1 - 废弃的地下煤矿 - 排放因子, 百万 m <sup>3</sup> 甲烷/矿 .....	4.24
表 4.1.7	方法 1 - 废弃地下煤矿 .....	4.24
表 4.1.8	T 方法 2 - 废弃地下煤矿 - 废弃之前现采煤矿排放的缺省值.....	4.26
表 4.1.9	方法 2 系数 - 废弃的地下煤矿 .....	4.26
表 4.2.1	对源自石油和天然气生产和运输排放的各部门详细分述.....	4.31
表 4.2.2	石油和天然气工业的主要类别和子类别 .....	4.39
表 4.2.3	不同生产类型的油气比例典型范围 .....	4.41
表 4.2.4	源自石油和天然气运营的溢散排放 (包括泄放和喷焰燃烧) 的 方法 1 排放因子- 发达国家 .....	4.44
表 4.2.5	源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄 放和喷焰燃烧) - 发展中国家和经济转型中的国家 .....	4.52
表 4.2.6	按主要源类别对源自石油和天然气运营的排放进行各种评估方 法的典型活动数据需求 .....	4.63
表 4.2.7	获取用方法 1 估算源自石油和天然气运营的溢散排放所需活动 数据值的指南 .....	4.64
表 4.2.8	所选天然气设施类型的气体损失的低、中或高分类.....	4.67
表 4.2.9	汇总所用方法的格式以及源自石油和天然气系统估算排放的基 础 (显示取样项) .....	4.70

## 4 溢散排放

### 4.1 煤矿采掘、加工、存储和运送产生的溢散排放

化石燃料采掘、加工和输送到最终使用地点期间，温室气体就可能会有意或无意释放。这些排放称为溢散排放。

#### 4.1.1 来源概览和说明

与煤相关的溢散排放，可按如下几大类别来考虑。<sup>1</sup>

##### 4.1.1.1 煤的采掘和处理

煤生成的地质过程也会产生甲烷（CH<sub>4</sub>），某些煤层也可能存在二氧化碳（CO<sub>2</sub>）。这些统称为煤层气，封固在煤层里，直到采掘时煤层暴露和破碎之时。CH<sub>4</sub>是煤的采掘和处理所排放的主要温室气体，地下和地表煤矿的温室气体排放主要阶段是：

- **采掘排放** - 这些排放产生于采掘操作期间破碎煤层及周围层时存储气体的排放。
- **采后排放** - 并非所有气体释放自采掘期间煤层破碎过程时的煤。煤的后续处理、加工和输送期间产生的排放称作采后排放。因此，*即使煤已经采掘*，通常还会继续排放气体，不过比煤层破碎阶段的排放更慢。
- **低温氧化** - 因为煤一经暴露于空气中的氧气，便被氧化产生 CO<sub>2</sub>。由此出现了这些排放。然而，此过程的 CO<sub>2</sub>形成率很小。
- **非受控燃烧** - 当低温氧化产生的热量封固时，温度上升，从而可能会造成火灾。这通称作非受控燃烧，是氧化过程的最极端表现。非受控燃烧的特点是反应迅速、火舌通常可见、CO<sub>2</sub>形成快，可能是自然的或人为的。要指出的是，本文仅考虑煤的开采活动引起的非受控燃烧。

采掘停止后，**废弃煤矿**可能还会继续排放甲烷。

对不同类煤矿的排放估算需要考虑一些主要过程，简述如下：

#### 地下煤矿

##### 现采地下煤矿

本文考虑现采地下煤矿溢散排放的以下潜在源类别：

从煤矿通风气和除气系统泄放到大气层的煤层气体排放

- 采后排放
- 低温氧化
- 非受控燃烧

煤矿通风气和除气系统介绍如下：

##### 煤矿通风气

为维持安全环境，地下煤矿通常由地面灌气通过地下坑道来通风换气。通风气夹带着煤层释放的 CH<sub>4</sub> 和 CO<sub>2</sub>，送至地表，排放入大气。通风气中的甲烷浓度通常很低，但是其容积流率通常很大，因此该来源的甲烷排放量可能非常大。

<sup>1</sup> 第4卷 AFOLU 第7章“湿地”论述了确定泥炭采掘产生排放的各种方法。

### 煤矿除气系统

除气系统包含采掘以前、采掘期间和采掘之后的钻井，排空煤层排入矿山巷道的气体（主要是  $\text{CH}_4$ ）。现行采掘期间，除气的主要目的是为矿工保持一个安全的工作环境，不过回收的气体还可能作为能源。除气系统还可用于废弃的地下煤矿，以回收甲烷。从煤矿除气系统回收的甲烷量可能非常大，根据其最终使用按本章第 4.1.3.2 节所述进行计算。

### 废弃地下煤矿

关闭以后，采掘活动期间释放大量甲烷的煤矿继续排放甲烷，除非水淹切断排放。即使煤矿已被封闭，甲烷仍然可能排放到大气中，因为气体通过自然或人为通道移动，如旧隧道、通气管或覆压层中的破裂和裂缝。排放会迅速下降直到接近稳定的比率时，这可能持续很长的一段时间。

废弃煤矿可能由于地下水或地表水浸入空煤矿而被淹没。这些煤矿通常持续排放气体若干年，然后煤矿才变得完全被淹，则水会防止更多甲烷释放到大气中。完全淹没的废弃煤矿产生的排放可视作忽略不计。与未淹没的煤矿一样，局部淹没的煤矿会在很长一段时间里继续产生甲烷排放。

通过非受控燃烧机制废弃煤矿中的一些煤会点燃，即产生另一个潜在排放来源。然而，目前没有方法学用以估算废弃地下煤矿非受控燃烧产生的潜在排放。

### 露天煤矿

#### 现采露天煤矿

本章所述露天煤矿的潜在源类别有：

- 采掘期间，煤和相关层的破碎以及矿井地面和边坡的泄漏所释放的甲烷和  $\text{CO}_2$
- 采后排放
- 低温氧化
- 废料堆的非受控燃烧

由于已开采层和周围层可能也包含甲烷和  $\text{CO}_2$ ，所以露天煤矿采掘会产生排放。尽管气体含量通常小于较深的地下煤层，但必须考虑露天煤矿的煤层气排放，对于广泛采用此类采掘方法的国家尤其要这样。除了煤层气排放之外，倾倒在负担过重或不合格垃圾场的废煤，无论通过低温氧化或非受控燃烧，皆可能会产生  $\text{CO}_2$ 。

#### 废弃露天煤矿

关闭以后，由于采掘期间受破坏或受损的煤层会渗漏气体，废弃或退役的露天煤矿可能继续排放甲烷。现在还没有方法可估算此源类别产生的排放。

## 4.1.1.2 来源概述

下表 4.1.1 概述了主要来源。

**表 4.1.1**  
各节详细分述煤的采掘、加工、存储和运输产生的排放

IPCC 编码	节名	
1 B	源自燃料的溢散排放	包括燃料采掘、加工、存储和运输达到最终使用地点时所有有意和无意的排放
1 B 1	<i>固体燃料</i>	包括固体燃料采掘、加工、存储和运输达到最终使用用途时所有有意和无意的排放
1 B a	煤的开采和处理	包括源自煤的所有溢散排放
1 B 1 a i	<i>地下煤矿</i>	包括产生于采掘、采掘后、废弃煤矿和排水甲烷喷焰燃烧的所有排放
1 B 1 a i 1	<i>采掘</i>	包括从煤矿通风气和除气系统泄放到大气的所有煤层气体排放
1 B 1 a i 2	<i>采掘后煤层气排放</i>	包括煤被采掘之后、携带到地表和随后加工、存储及运输排放的甲烷及 CO <sub>2</sub>
1 B 1 a i 3	<i>废弃地下煤矿</i>	包括废弃地下煤矿产生的甲烷排放
1 B 1 a i 4	<i>排水甲烷的喷焰燃烧或甲烷至 CO<sub>2</sub> 的转换</i>	此处应包括已排水和喷焰燃烧的甲烷，或通风气经过氧化过程转换成的 CO <sub>2</sub> 用于能源生产的甲烷应当纳入第 2 卷“能源”第 2 章“固定源燃烧”
1 B 1 a ii	<i>露天煤矿</i>	包括产生于露天煤矿开采的所有煤层气
1 B 1 a ii 1	<i>采掘</i>	包括采掘期间，煤层和相关层的破裂、矿井地面和露天矿未开采工作面的泄漏而释放的甲烷和 CO <sub>2</sub>
1 B 1 a ii 2	<i>采后煤层气排放</i>	包括煤采掘、随后加工、存储和运输后排放的甲烷和 CO <sub>2</sub>
1 B 1 b	<i>非受控燃烧和焚烧煤堆</i>	包括煤开发活动产生的非受控燃烧的 CO <sub>2</sub> 排放。



## 4.1.2 方法学问题

以下各节侧重甲烷排放，因为该气体是煤矿开采最重要的溢散排放。若数据可以获取，CO<sub>2</sub> 排放也应当纳入清单中。

### 地下采掘

源自地下开采的溢散排放起源于通风和除气系统。这些排放通常在少量的集中场所排放，可被视为点源。它们可适用于标准的测量方法。

### 露天采矿

对于露天采矿，温室气体排放通常分散于矿的各个部分，最好视为面源。这些排放可能由于以下过程所排放的煤层气引起：煤层破碎和覆盖层、废煤低温氧化或垃圾场的低质煤以及非受控燃烧。低温氧化和非受控燃烧的测量方法仍然处于编制中，因此本章对估算方法未予论述。

### 废弃煤矿

估算废弃地下煤矿产生的排放有些困难，不过本章对其提供了一套方法学。仍然没有方法学可用于废弃或退役露天煤矿，因此本章未予以论述。

### 甲烷回收和利用

从下水道、通风气或废弃煤矿中回收甲烷，可能有两种减轻方式：（1）作为天然气资源直接利用或（2）通过喷焰燃烧产生 CO<sub>2</sub>，这样造成的温室增温潜势要低于甲烷。

### 方法层级

使用适当层次方法来按照优良作法编制煤矿开采排放估算，这取决于可获数据的质量。例如，若可获取有限的数且类别不是关键类别，那么方法 1 就是*优良作法*。方法 1 要求各国选择全球平均范围的排放因子，利用特定国家活动数据，来计算排放总量。方法 1 与最高度的不确定性相关。方法 2 采用特定国家或特定流域的排放因子，此因子表示正在开采煤矿的平均值。只要适当，各个国家通常会制定这些值。方法 3 按特定煤矿采用直接测量，若适当应用，此方法的不确定性最低。

## 4.1.3 地下煤矿

以下公式 4.1.1 介绍了方法 1 和 2 估算排放公式的一般形式，它基于*有关地下煤矿开采和采后排放的煤产量活动数据*。估算源自废弃地下煤矿的排放的方法第一次纳入指南中，详细内容参见第 4.1.5 节。

公式 4.1.1 表示对回收气体的任何利用或喷焰燃烧进行调整之前的排放。

<p><b>公式 4.1.1</b></p> <p><b>采用方法 1 和方法 2 未调整甲烷利用或喷焰燃烧而估算源自地下煤矿的排放</b></p> <p><i>温室气体排放 = 原煤产量 • 排放因子 • 单位转换因子</i></p>
--

此公式所用*排放因子*的定义取决于所用的活动数据。对于方法 1 和方法 2，地下、地表和采掘后各排放的*排放因子*单位是 m<sup>3</sup>/吨，与现场气体含量的单位相同。这是因为这些排放因子使用了原煤产量活动数据（其质量单位为吨）。然而，*排放因子*和*现场气体含量*并不相同，应当避免混淆。*排放因子*通常远大于现场气体含量，因为采掘期间释放的气体，源自的煤层和邻近含气层的体积大于纯煤产量。对于*废弃地下煤矿*，*排放因子*的单位是不同的，原因是所采用的方法学不同，更详细内容请参见第 4.1.5 节。

该公式应与公式 4.1.1 一起使用，以调整方法 1 和方法 2 甲烷利用和喷焰燃烧，如公式 4.1.2 所示。

## 公式 4.1.2

## 采用方法 1 和方法 2 调整甲烷利用或喷焰燃烧而估算源自地下煤矿的排放

$$\text{地下开采活动产生的 CH}_4 \text{ 排放} = \text{地下开采 CH}_4 \text{ 的排放} + \text{采后 CH}_4 \text{ 排放} - \text{用于能源生产而回收和利用或喷焰燃烧的 CH}_4$$

公式 4.1.1 和 4.1.2 中地下煤矿产生的排放包括废弃煤矿（参见第 4.1.5 节），二者皆列入 1.B 的总量。1.a.i（地下煤矿）。

公式 4.1.2 用于方法 1 和方法 2，因为它们使用 *排放因子* 来计算国家级或产煤区域级煤矿产生的排放。排放因子已包括了采掘活动可能释放的所有甲烷。这样，所有甲烷回收和利用必须通过公式 4.1.2 中的减法项明确计算，而方法 3 涉及特定煤矿的计算，考虑的是各个矿排出和回收的甲烷，而不是排放因子，因此，公式 4.1.2 不适合于方法 3。

### 4.1.3.1 方法的选择

#### 地下采掘

图 4.1.1 显示了地下煤矿开采活动的决策树。对于进行地下开采的各个国家，如果特定煤矿测量数据可以获得，则 *优良作法* 就是采用方法 3。特定煤矿数据，基于通风气测量和除气系统测量，反映了各个煤矿的实际排放，因此得出的估算比采用 *排放因子* 更精确。

方法 3 和方法 2 的混合方法适用于这样的情形，即只有地下煤矿子集的特定煤矿测量数据可获取。例如，若只有部分煤矿视为瓦斯报告数据，则剩余煤矿产生的排放就可采用方法 2 排放因子来计算。瓦斯矿构成的定义由各国各自确定。例如，在美国，瓦斯矿指平均年度通风排放超过 2 800-14 000 立方米/天范围的煤矿。排放因子可基于得自方法 3 的特定排放速率（如果所现采煤矿与方法 3 煤矿在同一区域），亦或基于特定煤矿的性质，如煤矿的平均深度。

如果各煤矿数据不可获取，但可获取特定国家或特定区域的数据，则 *优良作法* 是采用方法 2。

如果没有数据可以获得（或数据非常有限），则 *优良作法* 是采用方法 1，假设地下煤矿开采不是关键子源类别。若是这样，则 *优良作法* 是，获得排放数据，以增加这些排放估算的精确度（参见图 4.1.1）。

#### 采后

直接测量（方法3）所有采后排放是不可行的，因此必须采用排放因子方法。以下所述的方法1和方法2即此来源的 *优良作法*，因为难于获得更佳数据。

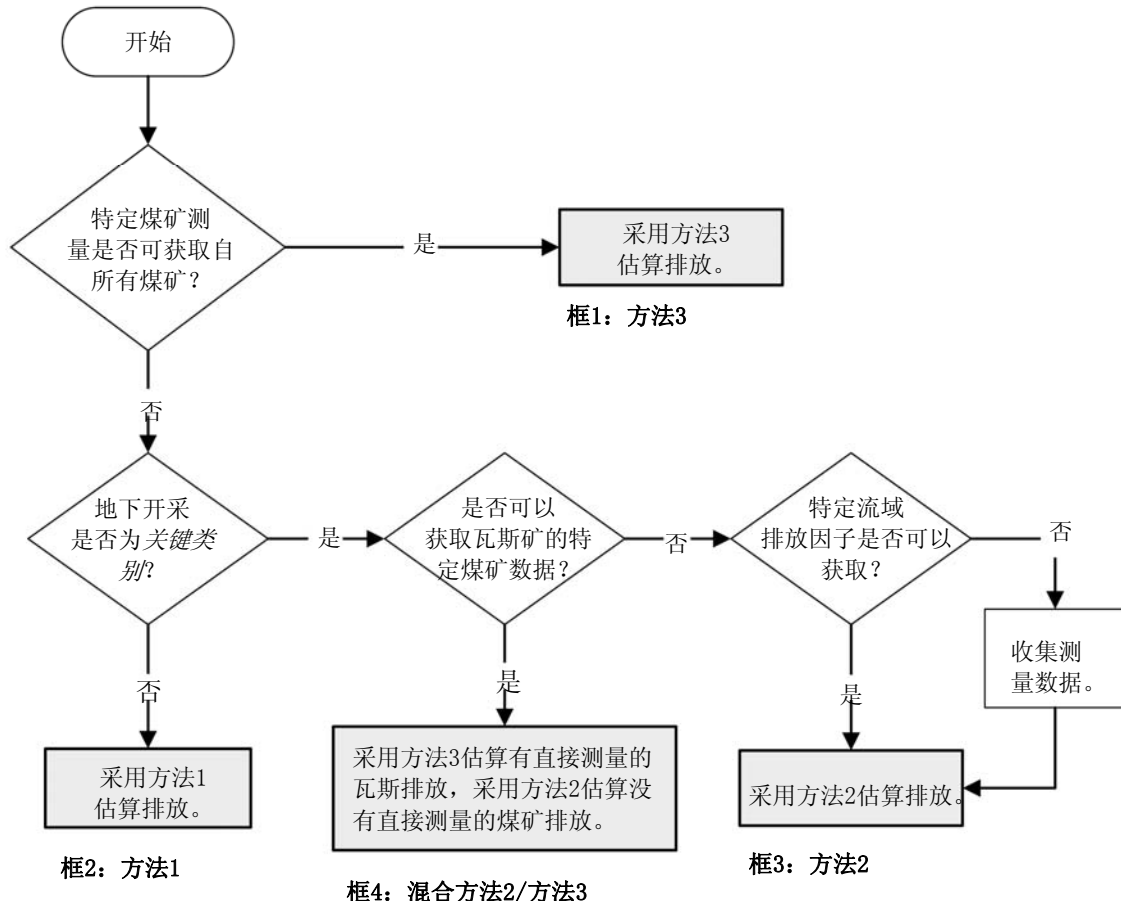
#### 低温氧化

当煤开采使煤暴露于大气中时，煤被氧化，释放出 CO<sub>2</sub>。与瓦斯地下煤矿的排放总量相比，此来源通常是微不足道。所以，未提供方法估算此排放。如果煤层气中除了甲烷还有大量 CO<sub>2</sub> 排放，这些应当按特定煤矿来报告。

#### 废弃地下煤矿

废弃地下煤矿产生的溢散甲烷排放，应当报告在 IPCC 类别 1.B.1.a.i.3 的地下煤矿中，采用第 4.1.5 节所述的方法。

图 4.1.1 地下煤矿的决策树



注释：有关关键类别和决策树用途的讨论，请参见第1卷第4章“方法选择和关键类别”（参见关于有限资源的4.1.2节）。

### 4.1.3.2 地下煤矿排放因子的选择

#### 采掘

地下开采的方法1排放因子如下所示。排放因子与《1996年IPCC国家温室气体清单指南修订本》（BCTSRE, 1992; Bibler等, 1991; Lama, 1992; Pilcher等, 1991; USEPA, 1993a, b和Zimmermeyer, 1989）所述相同。

**公式 4.1.3**

**方法 1: 全球平均方法 - 地下开采 - 调整任何甲烷利用或喷焰燃烧之前**

$$Ch_4 \text{ 排放量} = Ch_4 \text{ 排放因子} \cdot \text{地下煤产量} \cdot \text{转换因子}$$

各单位是：

甲烷排放量 (Gg/年)

CH<sub>4</sub>排放因子 (m<sup>3</sup>/吨)

地下煤产量 (吨/年)

#### 排放因子:

低 CH<sub>4</sub>排放因子 = 10 m<sup>3</sup>/吨

平均 CH<sub>4</sub>排放因子 = 18 m<sup>3</sup>/吨

高 CH<sub>4</sub>排放因子 = 25 m<sup>3</sup>/吨

#### 转换因子:

这是 CH<sub>4</sub> 密度, 可将 CH<sub>4</sub> 体积转换为 CH<sub>4</sub> 质量。在 20°C、1 个大气压的条件下, 此密度取值为  $0.67 \cdot 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$ 。

采用方法 1 的国家应当考虑特定国家变量 (如主要煤层的深度), 以确定要使用的排放因子。煤的气体含量通常随深度而增加, 范围低端的平均开采深度应当 <200 m, 而对于 > 400 m 的深度, 高的数值是合适的。对于中间深度, 可使用平均值。

对于采用方法2的国家, 特定区域的排放因子可能得自抽样通风气数据, 或得自计算煤层和受开采过程影响的周围层的气体含量, 以及原煤产量的数量关系。对于典型的长壁开采作业, 释放的气体量来自正在采掘的煤, 和位于开采层以上150m至以下50m的任何含有气体的其他层 (《优良作法指南》, 2000)。

#### 采后排放

对于方法1, 以下列出了采后排放因子以及估算方法:

#### 公式 4.1.4

#### 方法 1: 全球平均方法 - 采后排放 - 地下煤矿

$$\text{甲烷排放量} = \text{CH}_4 \text{排放因子} \cdot \text{地下煤产量} \cdot \text{转换因子}$$

各单位是:

甲烷排放量 (Gg/年)

CH<sub>4</sub>排放因子 (m<sup>3</sup>/吨)

地下煤产量 (吨/年)

#### 排放因子:

低 CH<sub>4</sub>排放因子 = 0.9 m<sup>3</sup>/吨

平均 CH<sub>4</sub>排放因子 = 2.5 m<sup>3</sup>/吨

高 CH<sub>4</sub>排放因子 = 4.0 m<sup>3</sup>/吨

#### 转换因子:

这是 CH<sub>4</sub> 密度, 可将 CH<sub>4</sub> 体积转换为 CH<sub>4</sub> 质量。在 20°C、1 个大气压的条件下, 此密度取值为  $0.67 \cdot 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$ 。

方法2估算开采后排放, 要考虑煤的现场气体含量。来自地下煤矿开采之前未除气的运送煤, 其测量表明, 25%-40%的现场气体仍保留在煤中 (Williams和Williams, 1993)。对于进行了预排的煤矿, 煤里的气体数量将小于现场值, 小于量不明。对于没有预排的煤矿, 但已知现场气体含量, 开采后排放因子可设置为现场气体含量的30%。对于预排的煤矿, 建议排放因子为现场气体含量的10%。

认为方法3不适于采掘后作业。

## 排出甲烷产生的排放

从正在开采（或废弃）的地下（或露天）煤矿排出的甲烷，可以直接泄放到大气、回收并利用，亦或经过无任何利用的燃烧（喷焰燃烧或催化氧化）转化成CO<sub>2</sub>。计算排出甲烷有多种方式，取决于甲烷的最终用途。

总而言之：

- 方法 1 表示采用排放因子的汇总排放估算。总之，预期与排出甲烷相关联的排放不适用于方法 1。据推测，若甲烷正被排出，则可能有更好的数据可采用方法 2，甚至可采用方法 3 进行排放估算。然而，下文已对方法 1 进行了论述，以便有甲烷排出作业时，就要采用方法 1 估算国家排放。
- 若从煤层排出甲烷，作为煤矿开采的一部分，随后喷焰燃烧或用作燃料，则优良作法是，在方法 1 和方法 2 中，将此数量从甲烷排放估算总量中减去（公式 4.1.2）。有关喷焰燃烧或其他利用的甲烷数量数据，应当从煤矿经营者处获取，其测量频率一般与地下煤矿排放相同。
- 对于方法 1 和方法 2，若已排出甲烷，泄放到大气而没有利用，则不应当重新计算，因为它已作为这些方法的部分排放。
- 对于方法 3，从除气系统回收、开采前泄放到大气中的甲烷，应当添加到经由通风系统释放的甲烷量，以保证估算总量的完整性。一些情况下，由于除气系统数据被视为机密，所以可能必须估算除气系统收集效率，然后减去已知减少量，才得出净除气系统排放。
- 与煤层除气（与煤矿开采活动有关）相关的所有甲烷排放应当算入清单年份，即进行排放和回收作业的年份。因此，源自所有通风炉窑和所有除气作业（将甲烷释放到大气）的排放总量，每年都要报告，不管煤层何时被开采完毕，因为排放与开采活动相关。这表示违背了以前的指南，即排出甲烷要算入煤层开采完毕的年份。

若回收的甲烷用作能源来源：

- 将回收的煤矿甲烷用作能源来源引起的任何排放，皆应当根据其最终用途来计算，例如，“能源”卷第 2 章“固定源燃烧”中用作固定能源生产时。
- 若从煤层回收的甲烷馈入一个气体分配系统，并用作天然气，则溢散排放纳入石油和天然气源类别（第 4.2 节）。

若回收的甲烷喷焰燃烧：

- 若甲烷只是燃烧而没有作为有用的能源（如喷焰燃烧或催化氧化成 CO<sub>2</sub> 一样），相应 CO<sub>2</sub> 产量应当加入煤矿开采活动产生的温室气体排放总量（用 CO<sub>2</sub> 等量表示）。这样的排放应当予以计算，如下公式 4.1.5 所示。喷焰燃烧期间排放的氧化亚氮数量和非甲烷挥发性有机化合物数量，相对于总的溢散排放将会很小，因此不需要估算。

### 公式 4.1.5

#### 排出甲烷喷焰燃烧或催化氧化产生的和排放

$$(a) \text{ CH}_4 \text{ 燃烧产生的 CO}_2 \text{ 排放} = 0.98 \bullet \text{喷焰燃烧的甲烷量} \bullet \text{转换因子} \bullet \text{化学计量质量因子}$$

$$(a) \text{ 未燃甲烷的排放} = 0.02 \bullet \text{喷焰燃烧的甲烷量} \bullet \text{转换因子}$$

各单位是：

甲烷燃烧产生的 CO<sub>2</sub> 排放（Gg/年）

氧化的甲烷量（m<sup>3</sup>/年）

化学计量质量因子是单位质量甲烷完全燃烧产生的 CO<sub>2</sub> 的质量比率，等于 2.75。

注释：0.98% 表示天然气喷焰燃烧的的燃烧效率（《石油和天然气工业温室气体排放方法学概略》，美国石油学会，2004）。

转换因子：

这是 CH<sub>4</sub> 密度，可将 CH<sub>4</sub> 体积转换为 CH<sub>4</sub> 质量。在 20°C、1 个大气压的条件下，此密度取值为 0.67•10<sup>-6</sup> Gg m<sup>-3</sup>。

### 4.1.3.3 活动数据的选择

方法 1 和方法 2 所需的 *活动数据* 是原煤产量。若有关原煤产量的数据可以获取，就应直接使用。如果煤未送入煤制备厂或洗煤厂提纯，清除一些矿物质来浓缩，那么原煤产量就等于煤适销量。若煤被提纯，排除的一些煤有：矿物质含量高的丢弃粗煤以及不能回收的粉煤。废弃物量通常约为 20% 的原煤给料重量，但各国间的差异可能很大。若 *活动数据* 的形式是适销煤，则应当估算冲洗掉的产品数量。然后通过冲洗丢失的比例来增加“适销煤”数量，进而估算原煤产量。

备选方法可能更适合于矿顶或矿工作面原煤产出含有岩石的煤矿，作为采掘过程的预定部分，此法用于将适销煤数据与清洁煤（非原煤）比例的参考排放因子结合起来使用。这在清单中应当注明。

对于方法 3，煤产量数据不是必要的，因为实际排放测量可以获取。然而，*优良作法* 是，收集和报告这些数据（如果有），以说明年度地下煤产量与年度实际排放量之间的关系。

对除气系统排除甲烷的高质量测量，也应当可从矿经营者处获取。如果缺少有关排除速率的详细数据，则 *优良作法* 是，获取有关系统效率的数据（即，排出的气体比例），亦或根据一范围（即，30%-50%，许多除气系统的典型范围）进行估算。如果相关煤矿数据可以获取，这些也可以用于编订指南。前些年记录的年度气体总产量应予保持；这些记录可能从适当机构或各矿获取。

如果有关从煤矿回收甲烷和利用的数据不能直接从矿经营者处获取，则气体销售可用作替代数据。若气体销售不可获取，则备选方法是，根据已知的排除系统效率规格，来估算甲烷利用数量。只有已从煤矿开采活动中排放的甲烷，才应视为回收和利用。这些排放应当在第 2 卷第 4 章第 4.2 节“石油和天然气产生的溢散排放”予以说明，亦或如果这些排放作为能源进行燃烧，则参见第 2 卷第 2 章“固定源燃烧”。

### 4.1.3.4 地下煤矿的完整性

估算地下采矿产生的排放应当包括：

- 除气系统产生的排除气
- 通风排放
- 采后排放
- 估算回收的甲烷量以及利用或喷焰燃烧的甲烷量
- 废弃地下煤矿（参见第 4.1.5 节的方法学指南）

这些子来源类别纳入本指南中。

### 4.1.3.5 建立一致的时间序列

某些年份的各矿（即方法 3）综合数据可能可以获取，并非所有年份都能获取。如果现采煤矿的数量没有重大变化，则可依比例确定缺少年限的排放量（如果有）。如果煤矿数量有所变化，则涉及的煤矿可根据扩展外推法清除，并单独处理。然而，由于煤正在开采，所以扩展时必须注意，首次揭开的煤和已开采矿区的排放速率各不相同。此外，煤矿可能具有很高的背景排放级别，此级别与产量无关。

清单指南建议，与煤层除气（与煤矿开采有关）相关的甲烷排放应当算入清单年份，即产生排放和进行回收作业的年份。这有违先前的指南：建议甲烷排放或减少仅计算煤生产年期间（如，通风井被“采透”）。因此，若可行，宜重新计算以前清单年份，以保持时间序列一致性。

若清单编制者从方法 1 或方法 2 过渡到方法 3，在这样的情况下，则可能必须计算具有测量数据的年份的隐含排放因子，再将排放因子应用到没有这些数据的年份的煤产量。重要的是要考虑，煤矿数量构成在过渡期间是否有极大的变化，因为这可能引入不确定性。对于 1990 年以来废弃的煤矿，如果公司消失了，数据就可能未归档。当调整时间序列以保证其一致性时，这些煤矿应当分别对待。

对于已很好地描述了源自现采地下煤矿的温室气体排放特征的情形，以及煤矿从视为“现采”已变为“废弃”，就应当注意不要在煤矿开采的总排放量记录中引入重大间断。

### 4.1.3.6 不确定性评估

#### 排放因子不确定性

##### 方法 1 和方法 2 的排放因子

方法 1 的不确定性主要来源，产生于两种来源。它们是：

- 全球排放因子对于各个国家的适用性
- 排放因子本身内在的不确定性

上述第一点引起的不确定性很难量化，但可能是大量的。由于已知同一煤区范围内天然的可变性，排放因子的内在不确定性也难于量化。

对于方法 2，大体相同的评论亦适用，不过与方法 1 相比，特定区域数据将降低排放因子的内在不确定性。关于排放因子的内在不确定性，*优良作法（2000）*的“专家判断”提出该不确定性可能至少为  $\pm 50\%$ 。

表 4.1.2 显示了与源自地下煤矿开采的排放相关的方法 1 和方法 2 不确定性。这些方法的不确定性均基于专家判断。

表 4.1.2 估算方法 1 和方法 2 地下采矿的不确定性		
煤矿甲烷排放因子可能的不确定性（专家判断 - GPG, 2000 <sup>*</sup> ）		
方法	采掘	采后
方法 2	$\pm 50-75\%$	$\pm 50\%$
方法 1	大于或小于 2 的因子	大于或小于 3 的因子
<sup>*</sup> GPG, 《2000 年 IPCC 国家温室气体清单优良作法指南和不确定性管理》 (2000)		

#### 方法 3

地下煤矿产生的甲烷排放具有很大的天然可变性，这归咎于开采速率和气体排除速率的变化。例如，长壁开采法开采释放的气体可能不同，长壁采区的寿命期间的因子高达 2。地下煤矿排放的频繁测量会考虑此类变化，也减小了测量技术的内在误差。由于煤产量速率和相关排除的变化，一年当中的排放不尽相同，所以*优良作法*是尽可能频繁地、最好是每两周或每月收集测量数据，以消除变化。每日测量会确保更高质量的估算。连续监测排放是排放监测的最高阶段，已在一些现代长壁矿中实施。

现场测量通风气中的甲烷浓度很可能精确到 20%，这取决于所使用的设备。时间序列数据或重复测量将明显降低年度排放的不确定性，连续监测可达 5%，而每两周实施一次监测的为 10%-15%。通风气流通常可以知道的相当精确（2%）。如果排放浓度测量的不准确加上由测量及即时测量计算造成的不精确性，单独一个矿的全部排放可能低估 10%，或高估 30%（Mutmansky 和 Wang, 2000）。

排除气（源自除气系统）中甲烷浓度的现场测量由于其浓度较高可能精确到 2%。进行测量应当采用一个频率，可与通风气的这些测量频率相比，以获得具有代表性的取样。已知测量的除气流速很可能为 5%。根据气体销售估算的除气流速，其不确定性也可能由于管道气质量的容差至少为 5%。

对于单个的长壁开采作业，同时进行连续或每日排放测量，每月或年度平均排放数据的精确度大概为 5%。每两周实施一次的现场测量，其精确度为 10%，每 3 月为一间隔：30%。根据低频率类型的测量程序来汇总各煤矿产生的排放，将降低由气体生产波动引起的不确定性。然而，由于溢散排放通常仅由少数煤矿主导促成，所以很难估算此改进的程度。

表 4.1.3 显示了地下煤矿的不确定性估算。

表 4.1.3  
方法 3 地下煤矿开采的不确定性估算

源	详细内容	不确定性	参考资料
排除气	排除气的 CH <sub>4</sub> 现场测量	± 2%	专家判断 (GPG, 2000*)
	除气流	± 5%	专家判断 (GPG, 2000)
通风气	连续或每日测量	± 5%	专家判断 (GPG, 2000)
	每 2 周一一次的现场测量	± 10%	Mutmansky 和 Wang, 2000
	每 3 周一一次的现场测量	± 30%	Mutmansky 和 Wang, 2000

\*GPG, 《2000年IPCC国家温室气体清单优良作法指南和不确定性管理》。

#### 活动数据不确定性

煤产量：特定国家吨数可能已知为 1%-2%，但若原煤数据不可获取，那么用适销煤产量数据转化时，不确定性将增加到 5%，此数据还受水汽含量的影响，其通常量级为 5%-10%，其确定的精确度可能不大。

除测量的不确定性之外，统计数据库的性质也会引入更多不确定性，此处未予以论述。对于具有管理和未管理煤矿组合的国家，活动数据的不确定性可能为 10%。

## 4.1.4 露天煤矿开采

用于估算露天开采产生的排放的基本公式，如公式 4.1.6 所示。

<p><b>公式 4.1.6</b> 估算露天煤矿开采产生的溢散排放的一般公式</p> $CH_4 \text{ 排放} = \text{露天开采 } CH_4 \text{ 排放} + \text{采掘后 } CH_4 \text{ 排放}$
--

### 4.1.4.1 方法的选择

对于露天煤矿，收集特定煤矿方法 3 测量数据仍是不可行的。备选方法是，收集有关露天煤矿产量的数据，使用排放因子。对于煤产量大且产煤区域多样的国家，数据和排放因子分类为产煤区域级会提高精确度。鉴于基于产量排放因子的不确定性，从本指南的特定范围内选择排放因子，可为方法 1 提供合理的估算。

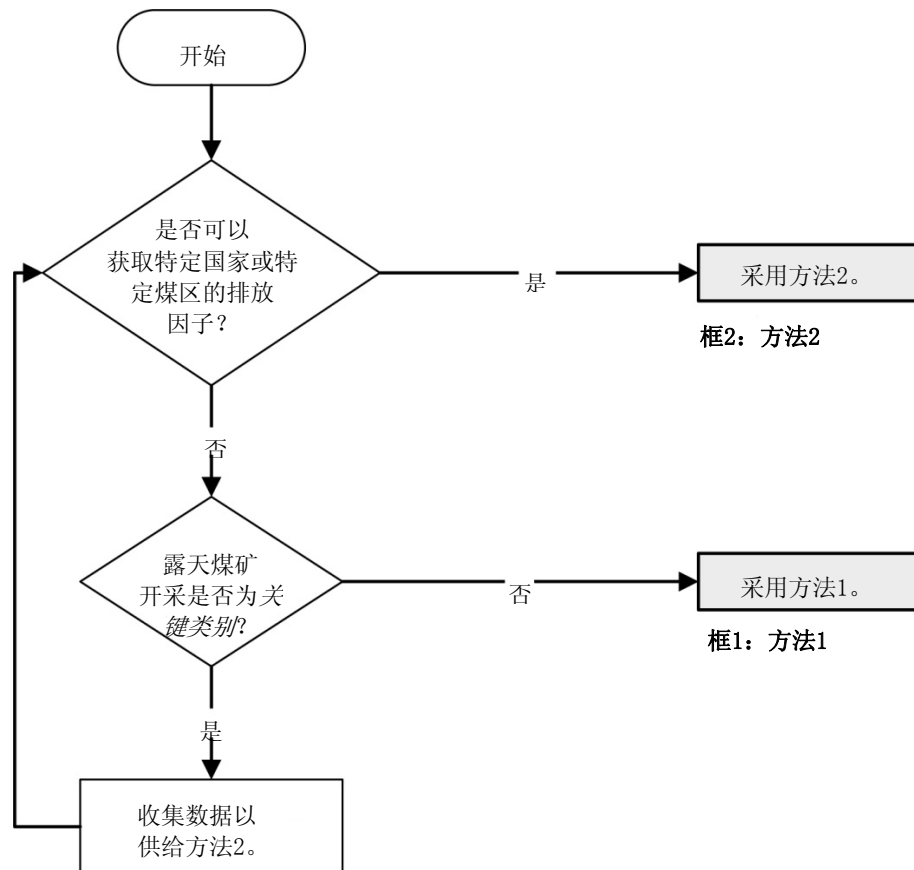
对于地下开采，直接测量采后排放是不可行的，因此推荐了一个排放因子方法。鉴于获得更佳数据的难度，方法 1 和方法 2 对于此来源应当是合理的。

露天煤矿的煤在空气中氧化产生 CO<sub>2</sub>，这是众所周知的，但预期其排放量不大，尤其是考虑到废弃物堆改造的影响。实施改造，包括用表土层和多层植被覆盖垃圾堆，可减少进入垃圾堆的氧气流量，从而降低 CO<sub>2</sub> 产生速率。

废弃物堆的非受控燃烧是某些露天煤矿的一种特征。然而，这些排放（若产生）非常难于量化，纳入一种方法也是不可行的。



图 4.1.2 露天煤矿开采的决策树



注释：有关关键类别和决策树用途的讨论，请参见第 1 卷第 4 章“方法学选择和关键类别”（参见关于有限资源的 4.1.2 节）。

#### 4.1.4.2 露天开采的排放因子

尽管露天开采产生的甲烷排放测量日益可获，但是这很难进行，目前还没有出现常规广泛应用的方法。对于许多露天开采作业，清除覆盖层之前有关现场气体含量的数据还很缺乏。

公式 4.1.7 介绍了方法 1 排放因子和估算方法。

**公式 4.1.7**  
**方法 1：全球平均方法 - 露天开采**  
 甲烷排放量 = 排放因子 • 露天煤产量 • 转换因子

各单位是：

甲烷排放量 (Gg/年)

CH<sub>4</sub> 排放因子 (m<sup>3</sup>/吨)

露天煤产量 (吨/年)

**排放因子：**

低 CH<sub>4</sub> 排放因子 = 0.3 m<sup>3</sup>/吨

平均 CH<sub>4</sub> 排放因子 = 1.2 m<sup>3</sup>/吨

高 CH<sub>4</sub> 排放因子 = 2.0 m<sup>3</sup>/吨

**转换因子：**

这是 CH<sub>4</sub> 密度，可将 CH<sub>4</sub> 体积转换为 CH<sub>4</sub> 质量。在 20°C、1 个大气压的条件下，此密度值为 0.67•10<sup>-6</sup> Gg m<sup>-3</sup>。

对于方法 1，*优良作法*是，对平均覆盖层深度小于 25 米的煤矿，采用特定排放范围的下限；而对覆盖层深度超过 50 米的煤矿采用其上限。对于中间深度，可使用排放因子的平均值。若缺少有关覆盖层厚度的数据，则*优良作法*是，使用平均排放因子，即 1.2 m<sup>3</sup>/吨。

方法 2 采用与方法 1 相同的公式，不过数据要分类至煤区域级。

**采后排放-露天开采**

对于方法 1，采后排放可以使用排放因子来估算，如公式 4.1.8 所示。

**公式 4.1.8**  
**方法 1：全球平均方法 - 采后排放 - 露天煤矿**  
 甲烷排放量 = CH<sub>4</sub> 排放因子 • 露天煤产量 • 转换因子

各单位是：

甲烷排放量 (Gg/年)

CH<sub>4</sub> 排放因子 (m<sup>3</sup>/吨)

露天煤产量 (吨/年)

**排放因子：**

低 CH<sub>4</sub> 排放因子 = 0 m<sup>3</sup>/吨

平均 CH<sub>4</sub> 排放因子 = 0.1 m<sup>3</sup>/吨

高 CH<sub>4</sub> 排放因子 = 0.2 m<sup>3</sup>/吨

**转换因子：**

这是 CH<sub>4</sub> 密度，可将 CH<sub>4</sub> 体积转换为 CH<sub>4</sub> 质量。在 20°C、1 个大气压的条件下，此密度值为 0.67•10<sup>-6</sup> Gg m<sup>-3</sup>。

除非有特定国家证据支持使用低排放因子或高排放因子，否则应当使用平均排放因子。

**4.1.4.3 活动数据**

与地下煤矿一样，方法 1 和方法 2 所需的*活动数据*是原煤产量。第 4.1.3.3 节对地下开采方法 1 和方法 2 所作的、与煤产量数据相关的评论，也适用于露天开采。

**4.1.4.4 露天开采的完整性**

露天开采产生的排放估算应当包括：

- 开采期间，煤破碎以及周围煤层产生的排放
- 采后排放
- 废弃物堆/覆盖层垃圾堆燃烧

目前，只考虑上述两个来源。虽然低温氧化会产生一些排放，但预期在此来源中非常少。

#### 4.1.4.5 建立一致的时间序列

某些清单年份中，露天煤矿的清单数据可能缺失。如果现采露天煤矿的数量没有重大变化，则排放可扩展到缺失年份的产量。如果煤矿数量有所变化，则涉及的煤矿可根据扩展外推法予以清除，并单独处理。如果新煤矿已开始在新的煤田生产，则重要的是，评估适用于这些煤矿的排放，因为各煤区域其现场气体含量和排放速率的特征将各不相同。

如果在露天煤矿实施煤层除气，则应当估算甲烷，并在出现排放和进行回收作业的清单年份中予以报告。

#### 4.1.4.6 排放的不确定性评估

##### 排放因子不确定性

较之于地下开采，露天煤矿排放的不确定性不易于量化。简而言之，其不确定性来源与第 4.1.3.6 节所述的地下煤矿相同。然而，大型露天煤矿排放因子的变化性预期可能远大于地下煤矿，因为露天煤矿可显示出整个煤矿范围有明显变化，这是由局部地理特征引起的。

表 4.1.4 显示了与源自露天开采排放相关的方法 1 和方法 2 不确定性。

表 4.1.4 估算方法 1 和方法 2 露天开采的不确定性		
露天开采的煤矿甲烷排放因子的可能不确定性（专家判断*）		
方法	露天	采后
方法 2	大于或小于 2 的因子	± 50%
方法 1	大于或小于 3 的因子	大于或小于 3 的因子
GPG, 《2000 年-IPCC 国家温室气体清单优良作法指南和不确定性管理》（2000）		

##### 活动数据不确定性

第 4.1.3.6 节对地下开采所作的论述也适用于露天开采。

### 4.1.5 废弃地下煤矿

煤矿已关闭或退役之后的一段时间里，关闭或废弃的地下煤矿仍然可能是温室气体排放的一个来源。为编制排放清单，至为关键的是各煤矿仅归类到一个清单数据库（如，现采或废弃）。

由于本指南中首次提及废弃煤矿，所以对方法 1 和方法 2 进行了详细的描述。下述方法 1 和方法 2 主要基于最初由美国环保署（Franklin 等，2004）制定的方法，已作调整以适应更加全球化的应用。预期若废弃煤矿有特定国家数据，就将使用特定国家数据。

方法 3 为使用特定煤矿数据提供了灵活性。下面概述的方法 3 方法学根据美国方法学（Franklin 等 2004；US EPA 2004）改编。其他相关工作已由英国（Kershaw，2005）资助进行，提供了方法 3 的另一示例。

#### 4.1.5.1 方法的选择

估算废弃地下煤矿产生排放的基本公式，如公式 4.1.9 所示。

<p><b>公式 4.1.9</b> 估算废弃地下煤矿产生溢散排放的一般公式</p> $CH_4 \text{ 排放量} = \text{废弃煤矿的排放} - \text{回收的 } CH_4 \text{ 排放}$
--

编制源自废弃地下煤矿的排放估算需要历史记录。图 4.1.3 显示了如何确定要使用方法的决策树。

### 方法1 和方法2

用于估算废弃煤矿排放的各个煤矿（或煤矿组）的两个关键参数是：煤矿废弃以后消逝的时间（年数）（相对于排放清单年份），和考虑了煤矿气态的排放因子。如果可应用且适当，则特定煤矿的甲烷回收可纳入混合方法 2 - 方法 3 的特定煤矿（参见下文）。

- 对于煤矿废弃，方法 2 吸纳了特定类型煤的信息和较小的时间间隔。
- 方法 1 涉及缺省值和较大的时间间隔。

对于方法 1，给定清单年份的排放可根据公式 4.1.10 来计算。

#### 公式 4.1.10

#### 方法 1 废弃地下煤矿

$$\text{甲烷排放量} = \text{仍未淹没的废弃煤矿数量} \bullet \text{瓦斯矿的比例} \bullet \text{排放因子} \bullet \text{转换因子}$$

各单位是：

甲烷排放量（Gg/年）

排放因子（m<sup>3</sup>/年）

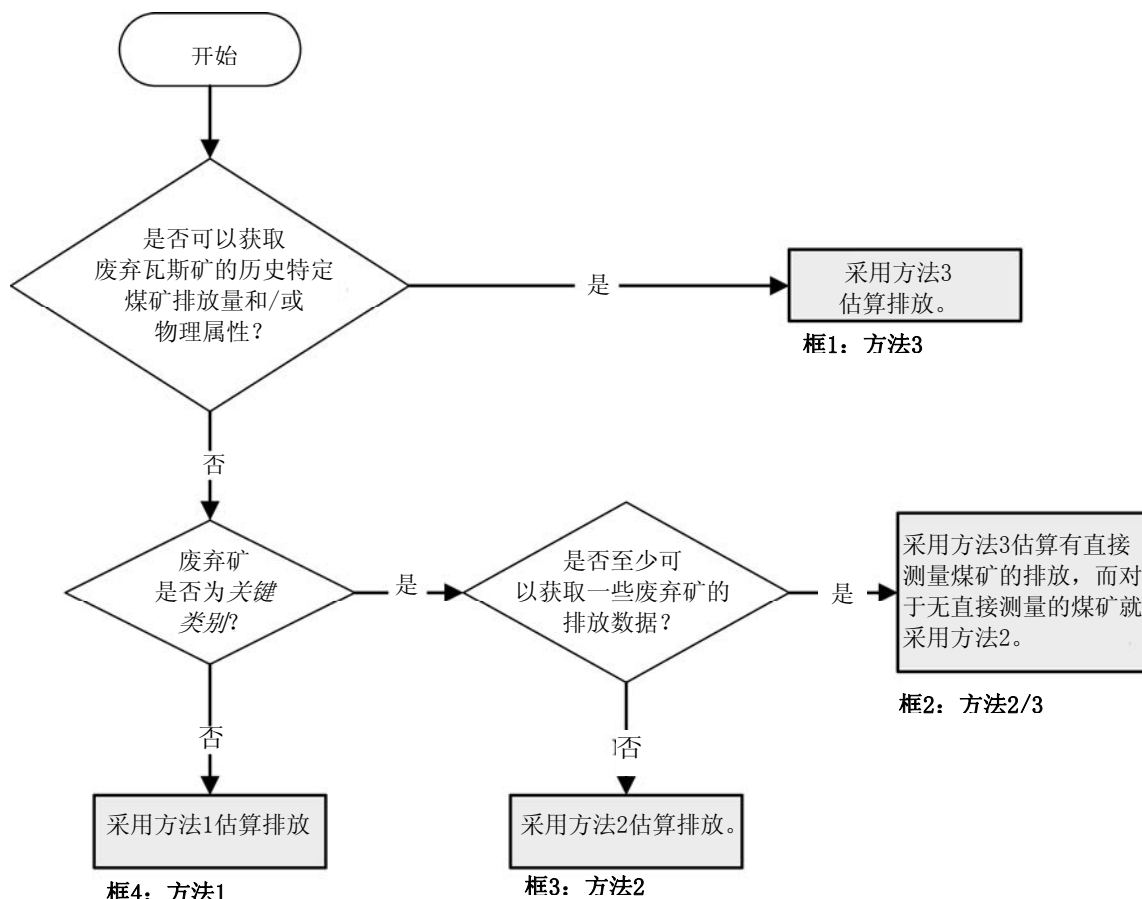
注释：与地下、露天和采后排放的定义相比，此处排放因子的单位不同。这是因为与地下或露天开采相比，估算废弃煤矿排放的方法不同。

此公式用于各个时间间隔，将源自各个时间间隔的排放相加，来计算排放总量。

#### 转换因子：

这是 CH<sub>4</sub> 密度，可将 CH<sub>4</sub> 体积转换为 CH<sub>4</sub> 质量。在 20°C、1 个大气压的条件下，此密度取值为 0.67•10<sup>-6</sup> Gg m<sup>-3</sup>。

图 4.1.3 废弃地下煤矿的决策树



注释：有关关键类别和决策树用途的讨论，请参见第1卷第4章“方法选择和关键类别”（参见关于有限资源的4.1.2节）。

### 方法3

方法3 (Franklin 等, 2004 和 Kershaw, 2005) 需要特定煤矿信息, 如现采煤矿产生的通风排放、已采煤层的特征、煤矿大小及深度和废弃煤矿状况 (如, 水文情形、溢流或浸没、是否封闭或通风)。根据已知特定国家或特定区域煤的属性, 各国可以绘制其本国随时间而变的废弃煤矿排放剖面图 (也称为排放下降曲线); 亦或根据煤级或可能结合数学建模方法的测量, 各国可以采用较通用的曲线。如果任何甲烷回收方案在废弃煤矿实施, 有关这些方案的数据预期可以获得。特定煤矿方法3可能适合于计算已与甲烷回收方案相关煤矿产生的排放, 可以将其与国家级方法2排放清单合并, 作为混合方法的一部分。

总之, 为制定废弃煤矿甲烷 (AMM) 排放的国家清单, 方法3过程由以下步骤构成:

1. 建立一个瓦斯废弃煤矿数据库。
2. 确认影响甲烷排放的关键因素: 水文 (淹没) 状况、煤矿渗透力状况 (是否封闭或通风) 和废弃后消逝的时间。
3. 确定特定煤矿或特定煤区域的排放速率下降曲线或等价模型。
4. 通过实地测量计划验证数学模型。
5. 计算每一年的国家排放清单。
6. 调整由于甲烷回收和利用而减少的排放。
7. 确定净排放总量。

**混合方法：**

不同方法学的结合可用于反映不同历史时期最佳数据的可获性。例如，对于给定国家，可能需要采用方法 1 来确定久远过去废弃的煤矿产生的排放。同样对于该国家，如果可以获取更多精确数据，可能可以采用方法 2 或方法 3 确定最近废弃煤矿产生的排放。

**全浸没煤矿**

优良作法是，将已知的全浸没煤矿纳入用于清单编制的数据库和其他记录中，但是它们应当赋予排放值为 0，因为源自此类煤矿的排放可忽略不计。

**排放经回收和利用而减少**

一些情况下，源自关闭或废弃煤矿的甲烷可以回收和利用或喷焰燃烧。从废弃煤矿回收的甲烷通常需要抽出增加或“增速”量，超出本会排放但未抽出量的回收甲烷量。

根据排放下降曲线或模型用于估算排放的特定煤矿方法（方法 3），如果排放减少小于给定年份未进行回收的煤矿预测排放，那么由于回收和利用而减少的排放应当从预测排放中减去，以得出净排放量。如果给定年份回收和利用的甲烷超过了本会发生但未回收的排放，则此煤矿当年的净排放量视为 0。

如果未使用方法 3（单个或与方法 2 结合使用），废弃煤矿回收和利用的甲烷总量应当从废弃煤矿的排放清单总量中减去，按公式 4.1.9，条件是报告的排放不小于 0。如果合适的可获取，就应使用方法 3。

## 4.1.5.2 排放因子的选择

**方法 1：全球平均方法 - 废弃地下煤矿**

下面论述了用于确定源自废弃地下煤矿排放的方法 1，它主要基于由美国环保署（Franklin 等，2004）制定的方法。它吸纳了一个因子，计算被认为是瓦斯矿的煤矿（曾采煤）比例。因此，此方法基于废弃煤矿的总数，按视为瓦斯的比例进行调整，如下所述。曾采煤时被视为非瓦斯矿的废弃煤矿，假定其排放可忽略不计。美国方法中，术语瓦斯矿指称采煤，平均年度通风排放超过 2 800-14 000 立方米/天（m<sup>3</sup>/d）或 0.7-3.4Gg/年范围的煤矿。

废弃地下煤矿的方法 1，如下所示：

8. 若瓦斯煤矿废弃，根据下面的时间间隔确定近似时间（年间隔）
  - a. 1901 – 1925
  - b. 1926 – 1950
  - c. 1951 – 1975
  - d. 1976 – 2000
  - e. 2001-现在
9. 可酌情采用复合间隔。建议根据可获数据，尽可能使用最小时间间隔，来估算各时间间隔期间废弃的瓦斯矿数量。理想情况下，对于近段时期来说，时间间隔将减小（如，1990 年之前的间隔为 10 年；1990 年以后每一年为一间隔）。对不同时期废弃的不同煤矿组的信息，应当予以考虑，因为复合时间周期可能与方法 1 结合。
10. 估算自 1901 年以来仍未被淹没、各时间段废弃煤矿的总数量。如果了解有关淹没程度，则优良作法是假设 100%的煤矿仍未淹没。为了估算废弃煤矿数量，应当忽略只有几英亩的勘探挖掘和手推车煤矿。
11. 在煤矿关闭的时候，确定可能视为瓦斯煤矿的百分比。根据上述所选时间间隔，从表 4.1.5 所列高低缺省值中选择一个估算的瓦斯矿百分比。实际排放可在 0-100%任意变动。在表 4.1.5 所列高低缺省值以内进行选择时，国家应当考虑可能有助于得出瓦斯矿百分比的所有可获历史信息，如煤级、气体含量和开采深度。对于记录了瓦斯矿实例（如，甲烷爆炸或喷出）的各个国家，应当选择世纪早期的高缺省值。1926-1975 期间，对于煤矿相当深且使用了液压防护设备的国家，应当选择高的缺省值。对于有深的长壁煤矿或气态证据的国家，应当选择 1975 年后时期的高值。根据地理条件或已知的开采作法，缺省值范围的低端可能适合于特定区域、煤区域或国家给定的时间间隔。

12. 对于所关注的清单年份（1990 年至今），从表 4.1.6 中选择适当的排放因子。例如，对于 1901-1925 年间隔和清单报告年份 2005 年废弃的煤矿，这些煤矿的排放因子值可能为 25.6 万 m<sup>3</sup> 甲烷/矿。
13. 根据公式 1.1.10，计算到所关注清单年份各时间段的甲烷排放总量。
14. 累加各时间间隔的排放，得出各清单年份废弃煤矿的排放总量。

时间间隔	低	高
1900-1925	0%	10%
1926-1950	3%	50%
1950-1976	5%	75%
1976-2000	8%	100%
2001-现在	9%	100%

表 4.1.6  
方法 1 - 废弃的地下煤矿  
排放因子, 百万 M<sup>3</sup> 甲烷/矿

清单年份	煤矿关闭的间隔				
	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001-现在
1990	0.281	0.343	0.478	1.561	NA
1991	0.279	0.340	0.469	1.334	NA
1992	0.277	0.336	0.461	1.183	NA
1993	0.275	0.333	0.453	1.072	NA
1994	0.273	0.330	0.446	0.988	NA
1995	0.272	0.327	0.439	0.921	NA
1996	0.270	0.324	0.432	0.865	NA
1997	0.268	0.322	0.425	0.818	NA
1998	0.267	0.319	0.419	0.778	NA
1999	0.265	0.316	0.413	0.743	NA
2000	0.264	0.314	0.408	0.713	NA
2001	0.262	0.311	0.402	0.686	5.735
2002	0.261	0.308	0.397	0.661	2.397
2003	0.259	0.306	0.392	0.639	1.762
2004	0.258	0.304	0.387	0.620	1.454
2005	0.256	0.301	0.382	0.601	1.265
2006	0.255	0.299	0.378	0.585	1.133
2007	0.253	0.297	0.373	0.569	1.035
2008	0.252	0.295	0.369	0.555	0.959
2009	0.251	0.293	0.365	0.542	0.896
2010	0.249	0.290	0.361	0.529	0.845
2011	0.248	0.288	0.357	0.518	0.801
2012	0.247	0.286	0.353	0.507	0.763
2013	0.246	0.284	0.350	0.496	0.730
2014	0.244	0.283	0.346	0.487	0.701
2015	0.243	0.281	0.343	0.478	0.675
2016	0.242	0.279	0.340	0.469	0.652

鉴于首次提及废弃的地下煤矿，表 4.1.7 给出了计算示例。

表 4.1.7  
方法 1 - 废弃地下煤矿  
计算示例

	煤矿关闭的间隔					清单年份 2005 年 的总量
	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001- 现在	
每个时间段关闭的煤矿数量	20	15	10	5	1	
瓦斯矿比例	0.1	0.5	0.75	1.0	1.0	
清单年份 2005 年的排放因子 (根据表 4.1.6)	0.256	0.301	0.382	0.601	1.265	
排放总量 (Gg CH <sub>4</sub> /年, 根据公 式 4.1.10)	0.34	1.51	1.92	2.07	0.85	6.64



## 方法 2 - 特定国家或特定区域的方法

制定废弃煤矿甲烷排放清单的方法 2，遵循与方法 1 相似的方法，但它包含了特定国家或特定区域的数据。下面所述的方法旨在任何可能的情况下，利用特定煤区域或特定国家数据（例如，对于废弃前的现采矿排放，对于排放因子的特定区域参数等）。

一些情况下，已为这些值提供缺省参数，但仅当特定国家或特定区域数据不可获取时，才可使用。

采用公式 4.1.11 计算给定清单年份的排放：

<p><b>公式 4.1.11</b></p> <p><b>无甲烷回收和利用的废弃地下煤矿的方法 2</b></p> <p>甲烷排放量 = 仍未淹没的废弃煤矿数量 • 瓦斯矿的比例 • 平均排放速率 • 排放因子 • 转换因子</p>
---

各单位是：

甲烷排放量 (Gg/年)

排放因子 ( $\text{m}^3$ /年)

排放因子 (无量纲，参见公式 4.1.11)

**转换因子：**

这是  $\text{CH}_4$  密度，可将  $\text{CH}_4$  体积转换为  $\text{CH}_4$  质量。在  $20^\circ\text{C}$ 、1 个大气压的条件下，此密度取值为  $0.67 \cdot 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$ 。

如果已知各个煤矿完全淹没，则应当赋予排放值为 0。废弃煤矿处甲烷利用或喷焰燃烧的回收项目引起的甲烷排放减少，应当从排放估值中减去。对上述两种情况，均建议使用方法 2-方法 3 混合方法，纳入此类特定煤矿的信息（参见第 4.1.5.1 节和 4.1.5.3 节，有关废弃煤矿甲烷回收和利用项目的讨论）。

废弃地下煤矿的方法 2 基本步骤如下所示：

- 确定有大量瓦斯矿关闭的大致时间间隔。可酌情使用复合间隔。建议根据可获数据，尽可能使用最小时间间隔，来估算各时间间隔期间废弃的瓦斯矿数量。理想情况下，对于近段时期来说，时间间隔将减小（如，1990 年之前的间隔为 10 年；1990 年以后每一年为一间隔）。
- 估算所选仍未被淹没、在各时间段废弃的煤矿总数量。如果有关废弃矿淹没状况的信息不可获取，就假设 100% 仍未淹没。
- 确定在煤矿关闭的时可视为瓦斯矿的数量（或百分比）。
- 对各个时间间隔，确定平均排放速率。如果没有特定国家或特定区域的数据，废弃之前的开采煤矿排放的高低估值，可根据表 4.1.8 选择。
- 对于各个时间间隔，可根据废弃估算数据与排放清单年份之间的年数差异，采用公式 4.1.12 计算一个适当的排放因子。注意，表 4.1.9 提供了此排放因子公式的缺省值，但仅当特定国家或特定区域信息不可获取时，才使用这些缺省值。
- 采用公式 4.1.11 计算各个时间间隔的排放。
- 累加各个时间间隔的排放，以得出各清单年份废弃煤矿的排放总量。

表 4.1.8 方法 2 - 废弃地下煤矿 废弃之前现采煤矿排放的缺省值	
参数	排放, 百万 m <sup>3</sup> /年
低	1.3
高	38.8

表 4.1.12 方法 2 - 废弃地下煤矿的排放因子 排放因子 = $(1 + aT)^b$	
---	--

其中：

$a$  和  $b$  是常量，决定下降曲线。只要情况允许，就可使用特定国家或特定区域的值。下表 4.1.9 提供了缺省值。

$T$  = 废弃后消逝的年数（所选时间间隔中点与清单年份的差异）以及清单年份。

必须计算所选各个时间间隔的单独排放因子。此排放因子是无量纲。

表 4.1.9 方法 2 系数 - 废弃的地下煤矿		
煤级	A	b
无烟煤	1.72	-0.58
沥青煤	3.72	-0.42
次沥青煤	0.27	-1.00

### 方法 3 - 特定煤矿方法

方法 3 提供了很大灵活性。如果可以获取，可以使用直接测量的排放取代估值和计算结果。可以使用模型连同测量的数据，估算时间序列排放。根据测量、已知特定区域煤的属性和/或水文模型，每个国家均可以制定出各自的下降曲线或其他特征描述。公式 4.1.13 描述了一可能的方法。

公式 4.1.13 方法 3 排放计算示例 - 废弃的地下煤矿	
甲烷排放量 = (关闭时的排放速率 • 排放因子 • 转换因子) - 因回收和利用而减少的甲烷排放	

各单位是：

甲烷排放量 (Gg/年)

关闭时的排放速率 (m<sup>3</sup>/年)

排放因子 (无量纲, 参见 Franklin 等, 2004)

**转换因子：**

这是 CH<sub>4</sub> 密度，可将 CH<sub>4</sub> 体积转换为 CH<sub>4</sub> 质量。在 20°C、1 个大气压的条件下，此密度值为  $0.67 \cdot 10^{-6} \text{ Gg m}^{-3}$ 。

方法 3 的基本步骤涉及如下：

- 确定一个煤矿关闭数据库，包含相关地理和水文信息，以及国家清单中所有煤矿一致的大致废弃日期（当所有开采煤矿停止通风时）。

- 根据测量的排放和/或排放模型，估算排放。这可能基于煤矿关闭时的平均排放速率，取决于最后测量的排放速率（或最好是，废弃前一年所作若干测量的平均值），或由易释放的甲烷储备估值。
- 如果给定煤矿未进行实际测量，则可使用一个适当的下降曲线或建模方法，来计算露天泄放煤矿、封闭煤矿或浸没煤矿的排放量。使用该煤矿的所选下降公式或建模方法、废弃年份和清单年份之间的年数，来计算排放量或各煤矿一适当的排放因子。
- 累加废弃煤矿的排放，制定一个年度清单。

### 4.1.5.3 活动数据的选择

估算源自废弃煤矿的排放需要历史数据，而非当前的活动数据。对于方法 1，国家专家应当根据从合适的国家国际机构或地区专家处获取的历史数据，估算表 4.1.5 中所示按时间间隔的废弃煤矿数量。

对于方法 2，则需要废弃煤矿的总数量及其废弃的时间段。这些数据可能取自合适的国家、州或省级机构，或煤业运营公司。如果国家包含不止一个煤区或区域，则产量和排放数据可按地区分类。根据对有限数量煤矿的测量，专家判断和统计分析可用于估算通风排放或特定排放（参见 Franklin 等（2004））。

对于方法 3，应当根据关于特征描述、废弃数据及各矿地理位置的详细数据，估算废弃煤矿排放。当没有废弃煤矿的直接测量时，方法 3 排放因子可基于特定排放数据，包括煤矿开采时源自除气和通风系统的历史排放数据（参见 Franklin 等，2004）。

#### 废弃煤矿甲烷回收促成的排放减少

通过比较回收及利用的甲烷量与自然排放的预期量，对废弃煤矿甲烷进行了回收和利用或喷焰燃烧的废弃煤矿，应当予以计算。第 4.1.5.1 节论述了计算废弃煤矿甲烷回收量的方法。

源自废弃煤矿回收和利用项目的甲烷燃烧产生的 CO<sub>2</sub> 排放，应当纳入正在利用的能源部门估算，或纳入喷焰燃烧的废弃煤矿溢散排放。为进行此估算，废弃煤矿甲烷项目回收或生产数据可通过适当的政府机构、根据最终用途公开获取。此信息的形式可能是计量的气体销售，通常可从石油和天然气工业或政府数据库里公开获取。另外 3%-8% 的未记录废弃煤矿甲烷通常被回收并用作气体压缩的燃料。所用甲烷的实际百分比将取决于压缩设备的效率。此能源用途产生的排放应当报告在第 2 卷第 2 章“固定源燃烧”。对于将从废弃煤矿回收的甲烷用于发电的项目，可以使用计量流速和压缩因子（如果可获）。如果公开数据准确反映了生产的电，那么可以使用发电机的耗热率或效率来确定其燃料消耗速率。

### 4.1.5.4 完整性

源自废弃地下煤矿的排放估算应当包括从废弃煤矿泄漏的所有排放。直至最近，还没有方法可以估算这些排放。*优良作法*是记录煤矿关闭日期和封闭方法。有关这种煤矿规模和深度的数据将有助于随后任何估算。

### 4.1.5.5 建立一致的时间序列

获取所有年份各矿（方法 3）综合数据是不太可能的。因此，为编制混合方法 2-方法 3 清单以及方法 1 或方法 2 清单，可能需要估算数据稀少年份的废弃煤矿数量。

本清单指南建议，应当计算清单年份与废弃煤矿开相关的甲烷排放，即产生排放和进行回收操作的年份。

对于详尽描述源自现采地下煤矿的温室气体排放特征的情形，以及煤矿从视为“现采”已变为“废弃”的情形，应当收集现采煤矿排放的数据（煤矿关闭的那一年里）。煤矿从现采清单转至废弃清单要很谨慎，以避免重算和漏算。

### 4.1.5.6 不确定性评估

#### 方法 1

与方法 1 相关不确定性的主要原因，包括如下：

- *排放因子的全球性质*。有意使这些排放因子的不确定性范围保持较大，以考虑确定参数（如煤矿规模、煤矿深度和煤级）的不确定性。
- *废弃时间*。因为废弃煤矿的排放有很强的时间依赖性，所以在确定一个排放速率时，关键的是要选择最适合代表所有煤矿关闭日期的单个间隔。
- *活动数据*。废弃瓦斯矿数量和瓦斯矿的煤产量皆有很强的国家依赖性。不确定性将取决于历史开采和生产记录的可获性。

与方法 1 估算相关的不确定性总估算范围，将取决于上述各因素。实际排放可能在估算排放值的 1/3 - 3 倍范围之间。

#### 方法 2

与方法 2 相关不确定性的主要原因，包括如下：

- *特定国家或特定区域的排放因子*。不确定性与各煤级的排放因子下降公式相关。该不确定性是给定煤级内气体含量、吸附特征和渗透力的内在变率的函数。
- 生产给定煤级的煤矿数量。
- 长期废弃煤矿数量。
- 以时间为函数的瓦斯矿百分比。

与方法 2 相关估算的总的不确定性，取决于与各个此类因子相关联的不确定性范围。这些参数应当比方法 1 规定的更严密。因此，实际排放总量可能在估算值的 1/2 - 2 倍范围之间。

#### 方法 3

与采用方法 3 制定的排放清单相关的主要不确定性，包括如下：

- 现采煤矿排放速率
- 下降曲线方程或建模方法，描述了关于吸附特征、煤的气体含量、煤矿规模和煤的渗透力的函数。
- 废弃煤矿（淹没或透水）的水文情形和状况（封闭或通风）。

方法 3 的不确定性相关程度低于方法 1 和方法 2，因为排放清单不是基于直接测量，就是基于特定煤矿信息（包括现实排放速率和煤矿关闭日期）。尽管与估算的各矿排放相关的不确定性范围可能很大（ $\pm 50\%$ 范围），但根据中心极限定理（Murtha, 2002），假设不确定型是独立的，将足够数量各矿排放的不确定性范围相加，实际会缩小最终清单不确定性的范围。鉴于不同国家废弃煤矿数量的预期范围，与废弃煤矿方法 3 相关的总不确定性，可能从拥有大量废弃煤矿国家的 $\pm 20\%$ ，到将排放纳入清单的很少废弃矿的 $\pm 30\%$ 。

可使用不同方法的组合。例如，20 世纪上半叶期间废弃煤矿产生的排放可采用方法 1 来确定，而 1950 年之后废弃煤矿产生的排放可采用方法 2 来确定。方法 1 和方法 2 有其各自的不确定性分布。为了得到最终排放清单的适当不确定性范围，将这些分布适当相加是至关重要的。

### 4.1.6 煤矿开采的完整性

制定一个完整的煤矿开采溢散排放清单，仍然有 3 个漏缺。即废弃的露天煤矿、非受控燃烧和煤层气中的 CO<sub>2</sub>。

#### 废弃的露天煤矿

关闭以后，废弃的露天煤矿产生的排放，可能包括如下：

- 长期的露天矿未开采工作面
- 矿井地面的泄漏
- 低温氧化
- 非受控燃烧

目前，还没有制定量化这些排放的综合方法，因此本指南中也未论述。它们仍旧是有待于进一步研究的对象。

#### 非受控燃烧和沉淀煤燃烧产生的排放

虽然对于单个矿来说此来源的排放可能很大，但对于单个国家来说，这些排放有多少则不清楚。此类燃烧普遍的一些国家，排放量可能非常大。目前，还没有明确的方法可用于系统地测量或精密地估算活动数据，不过若国家有有关煤燃烧数量的数据，则应根据煤的碳含量来估算 CO<sub>2</sub>，并报告在 1.B.1.b 的相关子类中。要指出的是，此处仅考虑煤开采活动造成的非受控燃烧。应当注意以避免与溢散 CH<sub>4</sub> 和低氧化 CO<sub>2</sub> 排放的重复计算。

#### 煤矿瓦斯中的 CO<sub>2</sub>

若各国可以获取其煤矿瓦斯中的 CO<sub>2</sub> 数据，就应当将其纳入用于相应甲烷排放的子类别中。

### 4.1.7 质量保证/质量控制(QA/QC)

#### 4.1.7.1 质量控制与成文归档

##### 排放因子

- **质量控制**

15. 方法 1：审查国家现状，记录选择特定值的基本原理。
16. 方法 2：检查用于确定排放因子的公式和计算，确保取样符合一贯的程序，以便状况具有代表性并是统一的。
17. 方法 3：与矿经营者一起努力，以确保除气系统数据的质量。为监测通风排放，各个作业矿应已制定 QA/QC 程序。

- **归档成文**

提供有关计算排放因子或测量排放的步骤的透明信息，包括任何数据收集的数量和来源。

##### 活动数据

- **质量控制**

描述活动数据的收集方法，包括对需要改进领域的评估。

- **成文归档**

- a) 用于收集活动数据的方法综合描述
- b) 数据里偏差潜在领域的讨论，包括特征是否代表国家的讨论。

#### 清单编制者评审(QA)

清单编制者应当确保，使用合适方法来计算煤开采的排放，包括使用给定国家的最高层级可用方法，同时考虑该国的**关键类别**和数据的可获性。清单编制者应当确保使用了适当的排放因子。对于现采的地下和露天煤矿，应当使用符合适当方法的**最佳可获活动数据**，尤其是回收和利用的甲烷量（只要情况允许）。对于废弃煤矿，编制者应当确保使用的是**最精确的可获历史信息**。

### 清单编制者编制国家排放的质量控制

清单编制者为国家清单提供质量控制可使用的方法可能包括，例如：

- 根据方法 3 测量数据回溯计算国家和区域排放因子（如果适用）
- 确保排放因子具有国家代表性（对于方法和方法 2）
- 确保纳入了所有煤矿
- 比较国家趋势，寻找异常情况

### 外部清单质量保证（QA/QC）系统

清单编制者应当对要完成排放清单的计算、假设和/或文件作一独立、客观的评审，以评估 QC 计划的效能。同行评审应当由熟悉源类别和了解清单要求的专家来实施。

#### 4.1.7.2 报告和归档

*优良作法*是按照《2006 年 IPCC 指南》第 1 卷第 8 章的概述，记录和存档得出国家排放清单估算所需的所有信息。

国家清单报告应当包括使用的方法汇总以及源数据参考，以使报告的排放估算保持透明，并使其计算步骤具有可追溯性。然而，为确保透明性，需要提供如下信息：

- 地下、露天和采后排放的成份 CH<sub>4</sub> 和 CO<sub>2</sub>（如果适当）、用于各个子源类别的方法、各子源类别中现采矿的数量以及选择排放因子的原因（如，开采深度、有关现场气体含量的数据等）。矿井排气量和任何减排或利用的程度应当予以列出，并酌情描述使用的技术。
- 活动数据：标明生产的数量和类型，即地下煤和露天煤，同时列出原始量和适销量（如果可获）。
- 如果出现了保密问题，就不需要泄漏煤矿的名字。大部分国家将有 3 个以上的煤矿，因此根据排放估算，特定煤矿产量不能回溯计算。

至关重要的是要确保，煤矿从“现采”过渡到“废弃”，各矿仅纳入国家清单一次。

## 4.2 源自石油和天然气系统的溢散排放

源自石油和天然气系统的溢散排放，算入能源部门的子类别 1.B.2。为了报告，此子类别按表 4.2.1 所示再细分。主要区分石油和天然气系统，各系统细分则根据排放来源的主要类型，即：泄放、喷焰燃烧和所有其他类型的溢散排放。后一个类别根据活动类型，被进一步细分成石油或天然气系统的不同部分（或工序）。

此处广泛使用的术语溢散排放指，石油和天然气系统促成的所有温室气体排放，燃料燃烧除外。石油和天然气系统包括生产、收集、处理或提炼和将天然气及石油产品送往市场所需的一切基础设施。系统起始于井源，即石油及天然气来源，到最终销售至消费者处而终止。此类别不包括的排放如下：

- 由固定源或移动源产生有效热量或能源的燃料燃烧（参见“能源”卷第 2 章和第 3 章）。
- 源自以下方面的溢散排放：碳捕获和存储项目，通过注入到安全的地下构造来运输和处置源自石油和天然气设施的酸性气，或将 CO<sub>2</sub> 的运输、注射和封固作为增强石油回收（EOR）、增强天然气回收（EGR）或增强煤层甲烷（ECBM）项目的一部分（参见“能源”卷第 5 章有关二氧化碳捕获和存储系统）。
- 产生在工业设施而非石油和天然气设施中的溢散排放，亦或产生于任何设施而非石油和天然气设施、与石油和天然气产品最终用途相关的溢散排放（参见“工业过程和产品用途”卷）。
- 石油和天然气工业之外的废弃物处置活动产生的溢散排放（参见“废弃物”卷）。

源自 EOR、EGR 和 ECBM 项目中石油和天然气生产部分的溢散排放，是类别 1.B.2 的一部分。

确定源自石油和天然气系统的溢散排放时，主要在生产 and 加工领域，可能必须应用比表 4.2.1 所示更细的分类，以更好地考虑影响排放量的局部因素（即，储藏环境、加工/处理要求、设计和操作作法、工业年龄、市场准入、监管要求以及监管实施的水平），并考虑经过系统不同部分的活动水平变化。根据国家情况和进出口的石油及天然气量，表 4.2.1 中各类别的百分比促成石油和天然气部门的溢散排放总量不尽相同。通常，生产和加工活动的溢散排放量占产量的比例往往大于下游活动。《API（2004）概要》提供了各子类别溢散排放潜在分布的一些实例。

## 4.2.1 来源的概述、描述

有关石油和天然气系统溢散排放的来源包括（但不仅限于），设备泄漏、闪蒸损失、泄放、喷焰燃烧、焚化和意外排放（如，管道开凿、矿井爆裂溢出）。而部分这些排放来源是人为的即有意的（如，储罐、密封及过程泄放和喷焰燃烧系统），因此特征描述相当完备，排放数量和构成通常受有很大的不确定性。这部分归咎于此类情况中测量系统的使用有限，如果使用了测量系统，这些系统一般无法覆盖可能发生的广泛流量和构成变化。甚至部分这些损失或流量被作为常规生产核算程序部分予以追踪，在要考虑的活动及其数量是否基于人为估算或测量方面经常存在不一致性。本章通篇努力陈述正在讨论的溢散排放来源的精确类型，并在讨论更高、更加汇总级别的这些排放或来源时，只使用术语溢散排放或溢散排放来源。

包含纯 CO<sub>2</sub> 或高浓度 CO<sub>2</sub> 的流注可能出现在石油生产设施中，即 CO<sub>2</sub> 被注入到 EOR、ECBM 或 EGR 的石油储存库中。这些还可能作为气体处理的副产品，出现在天然气处理、石油提炼和重油浓缩设施中，以满足销售或燃料气规格，而在精炼厂和重油浓缩设施中作为制氢的副产品而出现。如果 CO<sub>2</sub> 作为过程副产品而出现，则通常被泄放到大气中，为处置而注入到合适的地下构造里，或提供用于 EOR 项目。源自这些流注的溢散 CO<sub>2</sub> 排放应当算入适当的子类别 1.B.2。源自 CO<sub>2</sub> 捕获的 CO<sub>2</sub> 溢散排放应当算入进行捕获的工业中，而源自运输、注入和储存活动的 CO<sub>2</sub> 排放应当单独算入类别 1.C（参阅第 5 章）。

EOR 是不采用天然气储气层压力而使用其他手段，从储存库进行石油回收。可以在次级回收过程之后开始，或石油储油层产油期的任何时段开始。与单独使用天然压力或抽取相比，EOR 通常导致从储油层中获取的石油量增加。增强石油回收作业的三个主要类型是化学剂驱油（碱驱或三元复合驱）、混相驱油（CO<sub>2</sub> 注入或碳氢化合物注入）和热力采油（蒸汽驱或现场燃烧）。

表 4.2.1  
对源自石油和天然气生产和运输排放的各部门详细分述

IPCC 编码	节名	解释说明
1 B 2	石油和天然气	包括所有石油和天然气活动产生的溢散排放。这些排放的主要来源可能包括溢散设备泄漏、蒸发损失、泄放、喷焰燃烧和意外释放。
1 B 2 a	油	包括泄放、喷焰燃烧产生的排放，以及与勘探、生产、传输、浓缩、原油提炼和原油产品分配相关的所有其他溢散来源产生的排放。
1 B 2 a i	泄放	石油设施中相关天然气和废气/蒸汽流泄放产生的排放
1 B 2 a ii	喷焰燃烧	石油设施中相关天然气和废气/蒸汽流泄放产生的排放
1 B 2 a iii	所有其他	石油设施中设备泄漏、储存损失、管道破裂、井喷、农场、气体迁移至井口套管外围的露天部分、露天管套泄放附体、形成于尾矿库的生物成因气体、未明确说明的任何其他气体或蒸汽释放（如，泄放或喷焰燃烧）
1 B 2 a iii 1	勘探	石油钻井、地层测试器试井和完井产生的溢散排放（不包括泄放和喷焰燃烧）

**表 4.2.1 (续)**  
**对源自石油和天然气生产和运输排放的各部门详细分述**

IPCC 编码	节名	解释说明
1 B 2 a iii 2	<i>生产和浓缩</i>	石油生产（不包括泄放喷焰燃烧）产生的溢散排放发生在石油井口、亦或油砂或页岩油矿直到石油传输系统的起始处。这包括与井维修、油砂或页岩油开采相关的溢散排放，将未处理产品（即，井流出物、乳剂、油页岩和油砂）运输至处理或提取设施，提取和浓缩设施中的活动，相关的气体重新注入系统和产生的水处置系统。质量改善装置产生的溢散排放与源自生产的排放成一组，而与源自提炼的排放不成一组，因为质量改善装置通常与提取设施结合，并难以确定其相关排放的促成因素。然而，质量改善装置可能也与提炼厂、利用工业废热发电厂或其他工业设施结合，这些情况下，其相关排放促成因素可能难以确定。
1 B 2 a iii 3	<i>运输</i>	与运输到质量改善装置和提炼厂的适销原油（包括常规、重及合成原油和沥青）相关的溢散排放（不包括泄放和喷焰燃烧）。运输系统可能包括管道、海洋油轮、油罐车和轨道车。源自存储、填充及卸载活动和溢散设备泄漏的蒸发损失，是这些排放的两个主要来源。
1 B 2 a.iii 4	<i>精炼</i>	石油提炼厂的溢散排放（不包括泄放和喷焰燃烧）。提炼厂处理原油、天然气液体和合成的原油，以产生最终的提炼产品（如，主要是燃料和润滑剂）。如果提炼厂与其他设施（如，质量改善装置或利用工业废热发电厂）相结合，其相关排放促成因素会非常难以确定。
1 B 2 a iii 5	<i>石油产品的分配</i>	这包括源自提炼产品运输和分配产生的溢散排放（不包括泄放和喷焰燃烧），同时包括批发油库和零售设施。源自存储、填充及卸载活动和溢散设备泄漏的蒸发损失，是这些排放的两个主要来源。
1 B 2 a iii 6	<i>其它</i>	源自石油系统（不包括泄放和喷焰燃烧）的溢散排放，未列入上述类别。这包括溢出及其他意外释放、废油处理设施和油田废弃物处置设施中产生的溢散排放。
1 B 2 b	天然气	包括源自泄放、喷焰燃烧的排放，以及与天然气勘探、生产、加工、传输、存储和分配（包括相关和非相关的两种气体）。
1 B 2 b i	泄放	天然气设施中天然气和废气/蒸汽流泄放产生的排放



表 4.2.1 (续)  
对源自石油和天然气生产和运输排放的各部門详细分述

IPCC 编码	节名	解释说明
1 B 2 b ii	喷焰燃烧	天然气设施中天然气和废气/蒸汽流喷焰燃烧产生的排放。
1 B 2 b iii	所有其他	天然气设施中设备泄漏、存储损失、管道破裂、井喷、气体迁移至井口套管外围的露天部分、露天管套泄放附体、未明确说明的任何其他气体或蒸汽释放（如，泄放或喷焰燃烧）。
1B 2 b iii 1	勘探	石油钻井、地层测试器试井和完井产生的溢散排放（不包括泄放和喷焰燃烧）
1B 2 b iii 2	生产	气井口直到气体加工厂入口产生的溢散排放（不包括泄放和喷焰燃烧），或若不需要加工，就直到气体传输系统的连接点。这包括与井维修、气采集、处理和相关废水及酸气处置活动相关的溢散排放
1 B 2 b iii 3	加工	气体加工设施产生的溢散排放（不包括泄放和喷焰燃烧）
1 B 2 b iii 4	传输和存储	源自用于将处理过的天然气运输至市场（即，运输至工业用户和天然气分配系统）系统的溢散排放。源自天然气存储系统的溢散排放也应当纳入此类别。气体传输系统天然气液体分解装置产生的排放应当作为天然气加工的一部分予以报告（第 1.B.2.b.iii.3 部分）。与天然气液体传输相关的溢散排放应当报告在类别 1.B.2.a.iii.3 中
1 B 2 b iii 5	分配	天然气到最终用户的运销产生的溢散排放（不包括泄放和喷焰燃烧）
1 B 2 b iii 6	其它	源自天然气系统（不包括泄放和喷焰燃烧）的溢散排放，未列入上述类别。这可能包括井喷和管道破裂或开凿产生的排放
1 B 3	源自能源生产的其他排放	地热能生产和未纳入 1.B.1 或 1.B.2 的其他能源生产产生的排放

## 4.2.2 方法学问题

溢散排放是温室气体的一个直接来源，原因在于甲烷（CH<sub>4</sub>）释放和二氧化碳（CO<sub>2</sub>）生成（即，离开储存库时所生产石油和气体中的 CO<sub>2</sub>），以及源自非生产燃烧活动（主要是废气喷焰燃烧）的一些 CO<sub>2</sub> 和氧化亚氮（N<sub>2</sub>O）。如燃料燃烧所述（参见本卷第 1 章），方法 1 计算 CO<sub>2</sub> 排放假设：所有碳氢化合物被完全氧化。如果有关部分氧化的信息可以获取，就可在更高层级予以考虑。

泄放包括废气流和过程副产品到大气的操纵释放即有意的释放，包括紧急释放。这些释放可能连续发生或间歇发生，可能包括如下：

- 使用加压天然气取代压缩空气，作为气动装置的供应媒介（如，化学喷油泵、压缩引擎启动器发动机和仪器控制环）。
- 过程干扰期间，不合格产品的压力释放和处置。
- 与维护 and 连接活动有关的清洗和爆裂事件。
- 处置石油和天然气装置产生的烟气流（如，乙二醇脱水器、乳剂处理器顶置和稳定器顶置产生的蒸馏柱烟气）。
- 钻井、测试井和管道开凿活动产生的气体排放。
- 处置石油生产设施里废弃物相关联的气体，处置没有气体保护或重新注入的重油井中套管口的气体。

- 储罐、过程下水道蒸发损失、API 分离器、溶气浮选法装置、尾矿库和储罐产生的溶解气排放，形成于尾矿库的生物成因气体。
- 从生产的天然气里提取，或从作为过程副产品产生的气体中提取的 CO<sub>2</sub> 排放。

某些或所有通风气可捕获用以存储或使用。在此例中，通风排放清单应当只包含排放到大气的净排放量。

喷焰燃烧通指喷焰燃烧或焚化装置里废天然气和碳氢化合物的所有燃烧，作为一种处置方法，而非为了生产有效的热量或能源。确定是否泄放或喷焰燃烧，主要取决于要处置气体的量和具体环境（如，公共、环境和安全问题以及当地监管要求）。通常，只有废气无味无毒时才予以泄放，然后甚至可能经常被喷焰燃烧。喷焰燃烧在生产、处理、浓缩和提炼设施中是最常见的。废气量通常在气体传输系统泄放，也可能在气体传输系统泄放或喷焰燃烧，这取决于具体环境和公司政策。燃料气有时可能用于充实废气流；因此它支持喷焰燃烧期间的稳定燃烧。燃料气还可以用于可能最终泄放或喷焰燃烧的其它目的，如净化或保护气体以及为气动操纵设备供应气体（如，为仪器控制器）。此类燃料使用产生的排放应当报告在适当的泄放和喷焰燃烧子类别中，而非在类别 1.A 中（燃料燃烧活动）。

通过气体处理厂脱硫装置中，从天然气清除并释放到大气的 CO<sub>2</sub> 排放属溢散排放，应当报告在子类别 1.B.2.b.i 中。由提炼厂和重油/沥青提纯装置的氢生产引起的 CO<sub>2</sub> 排放，应当报告在子类别 1.B.2.a.i 中。应当注意确保氢工厂原料也未报告为这些情况中的燃料。

石油和天然气系统产生的溢散排放通常难以精确量化。这主要归咎于工业的多样性、潜在排放来源的数量和种类众多、排放控制级别的广泛变化以及排放源数据的有限可获性。主要排放评估问题有：

- 使用基于生产的简单排放因子引入大的不确定性；
- 应用严格的自下而上方法需要专家知识和详细数据，获取可能很难且代价可能很高；
- 测量程序耗费时间，实施的代价非常大。

如果选择了严格的自下而上方法，则优良作法是吸纳工业技术代表参与清单制定。

#### 4.2.2.1 方法选择、决策树、方法

如第 4.2.2.2 节所述，有 3 种方法可确定石油和天然气系统产生的溢散排放。优良作法是，将石油和天然气工业中的活动分为主类别和子类别（参见第 4.2.2.2 节表 4.2.2），再对各个类别的排放予以评估。应用于各部分的方法应当与排放量及可获来源相对应。因此，将不同方法应用于不同类别和子类别可能是恰当的，甚至可用于实际测量排放或监测一些较大来源的结果。总体方法（长期）应当逐步改进以确定最大不确定性及影响的领域，并捕获控制测量的影响。

为天然气工业给定部分选择适当的方法，其一般决策树如图 4.2.1 所示。该决策树旨在相继应用于天然气系统的各个子类别（如，依次是气体生产、气体处理、气体传输、气体分配）。基本决策过程如下：

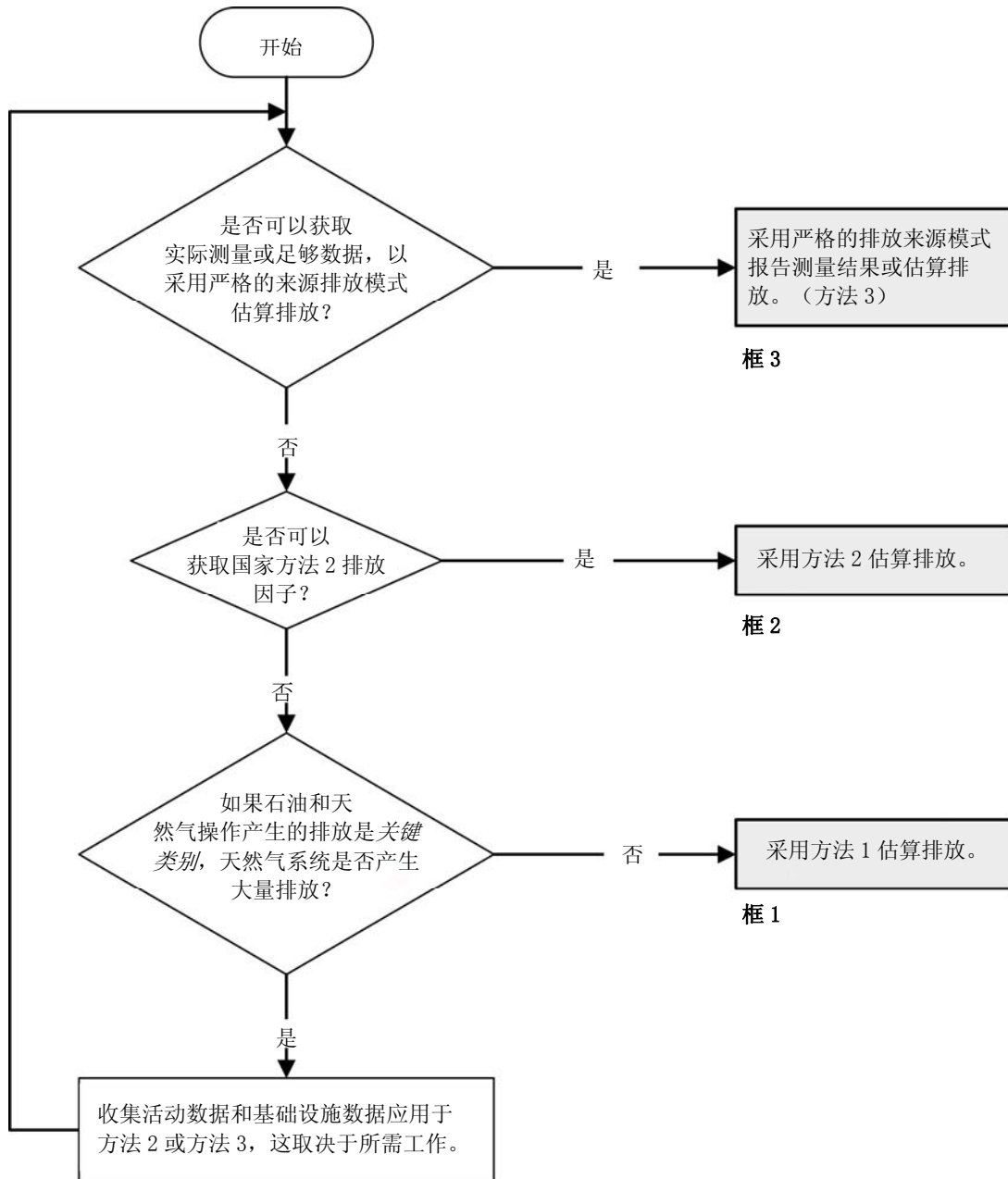
- 检查应用方法 3 所需的详细数据是否容易获取，如果是，就应用方法 3（即，无论该类别是否为关键类别以及子类别是否数量很大）；若这些数据不易获取，则用其他方法；
- 检查应用方法 2 所需的详细数据是否容易获取，如果是，就应用方法 2；若这些数据不易获取，则用其他方法；
- 根据 IPCC 关于关键和重大的定义，检查该类别是否关键以及要考虑的特定子类别是否重大，如果是，就返回上一步并收集应用方法 3 或方法 2 所需的数据；如果子类别数量不大，则用其他方法；
- 应用方法。

应用方法 3 的能力取决于详细生产统计数据 and 结构数据的可获性（如，各场所使用的关于设施数量和类型以及设备数量和类型的信息），但不可能将其应用于所有情况。方法 1 是最简单的应用方法，但易受众多不确定性的影响，可能容易造成一个或多个数量级的误差。鉴于此，此方法应当仅作为最后一种备选方法。若某一年采用了方法 3，其结果用于制定其他年份要使用的方法 2 排放因子，则所使用的方法应当报告为这些其他年份中的方法 2。

同样，图 4.2.2 和 4.2.3 分别应用于原油生产和运输系统，以及石油提纯装置和提炼厂。

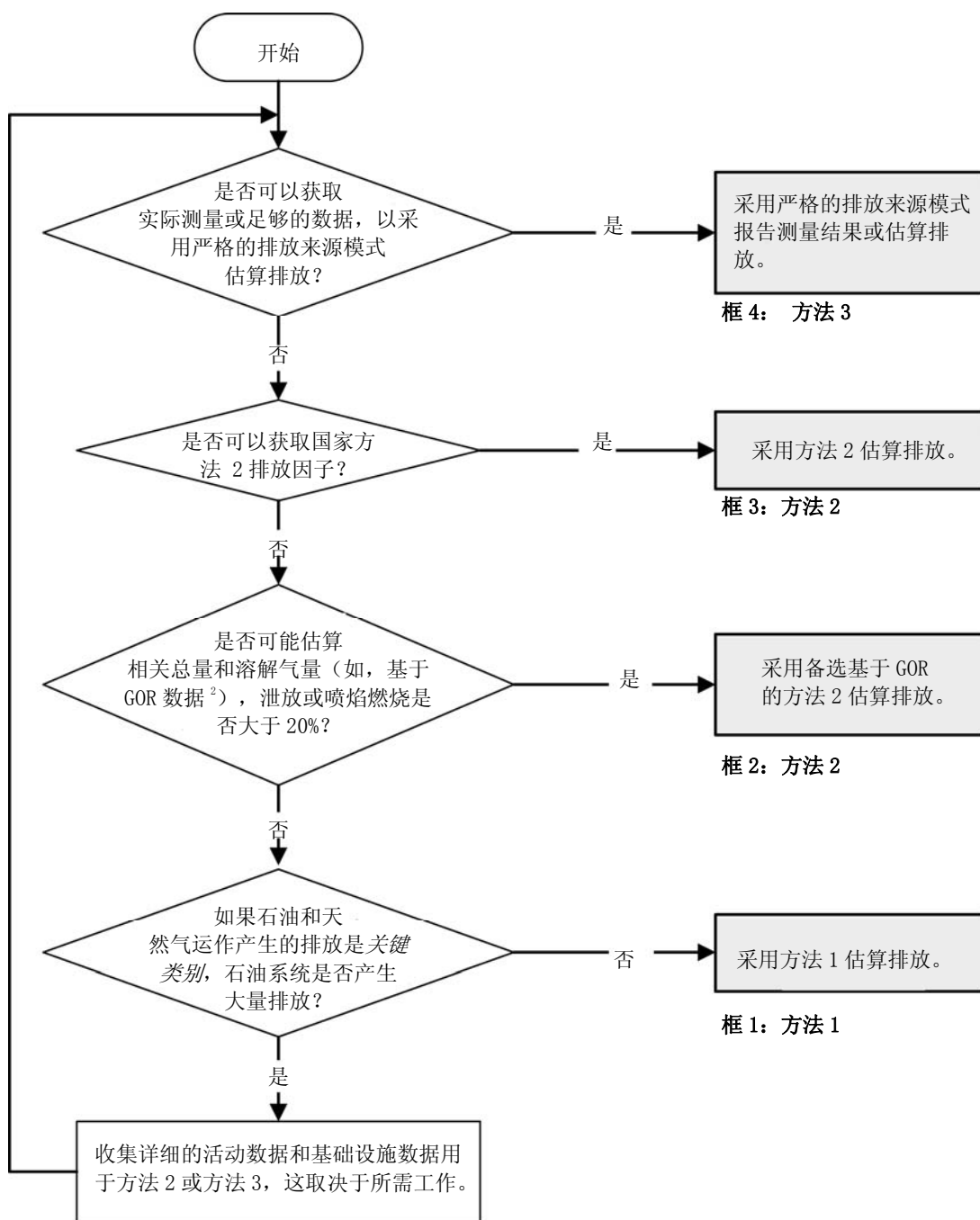
如果国家根据各个石油和天然气公司所报告的估算汇编，估算出石油和天然气系统产生的溢散排放，则这可能是方法 2，或方法 3，这取决于各个公司和设施所使用的实际方法。这两种情况，皆应注意确保没有漏算或重复计算排放量。

图 4.2.1 天然气系统决策树



注释：有关关键类别和决策树用途的讨论，请参见第 1 卷第 4 章“方法选择和关键类别”（参见关于有限资源的 4.1.2 节）。

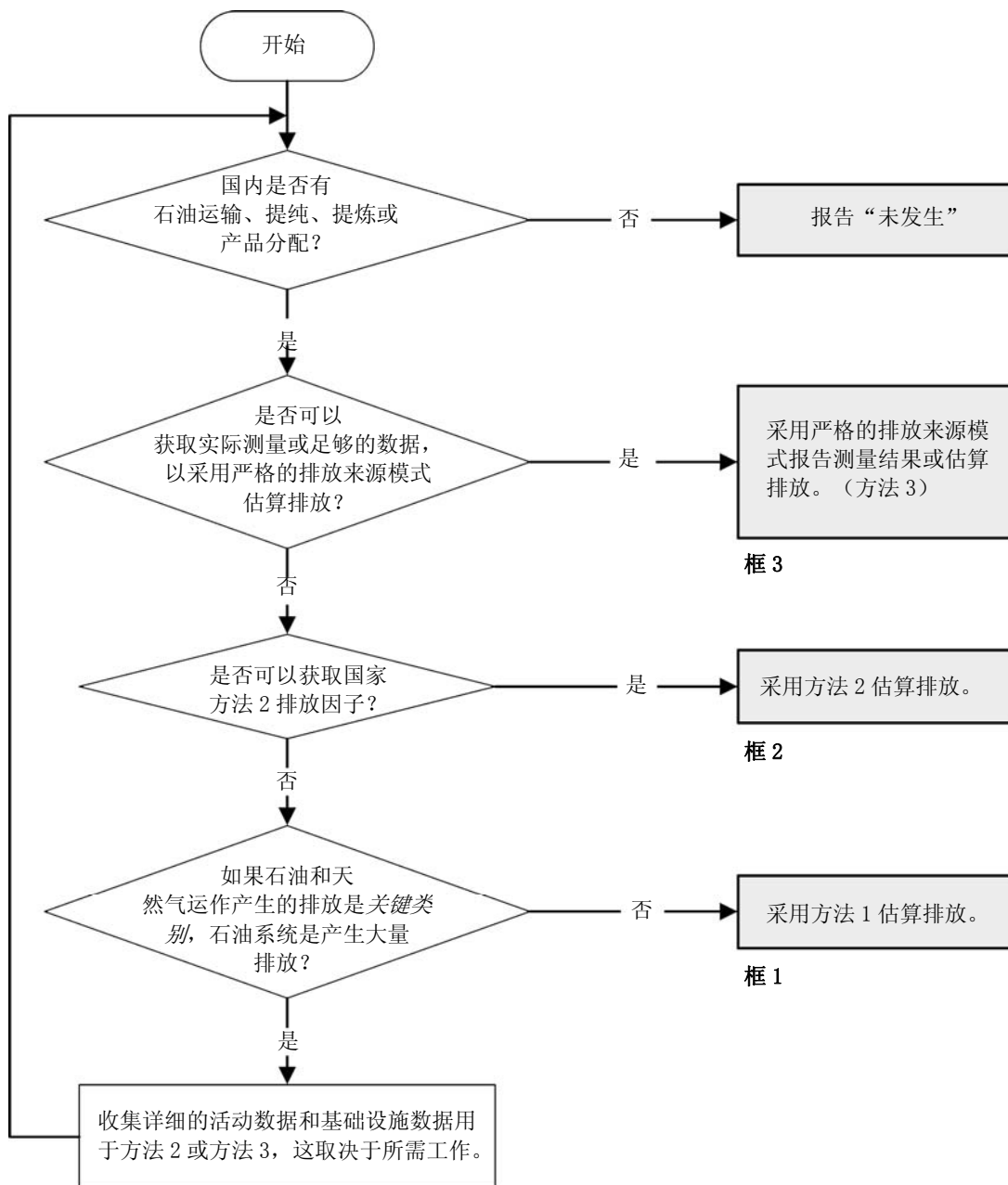
图 4.2.2 原油生产决策树



注释 1：有关关键类别和决策树用途的讨论，请参见第 1 卷第 4 章“方法选择和关键类别”（参见关于有限资源的 4.1.2 节）。

注释 2：GOR 代表气/油比率（参见第 4.2.2.2）。

图 4.2.3 原油运输、提炼和浓缩的决策树



注释 1: 有关关键类别和决策树用途的讨论, 请参见第 1 卷第 4 章“方法选择和关键类别”(参见关于有限资源的 4.1.2 节)。

### 4.2.2.2 方法的选择

估算源自石油和天然气系统的溢散排放，三种方法如下所述。

#### 方法 1:

方法 1 包括将适当缺省排放因子应用于代表性的活动参数（通常为产量），即代表各个可用部分或一个国家的石油和天然气工业的子类别，且此方法应当仅用于非关键来源。方法 1 的应用使用如下公式 4.2.1 和 4.2.2:

$$\begin{aligned} & \text{公式 4.2.1} \\ & \text{方法 1: 估算源自工业部分的溢散排放} \\ & E_{\text{气体, 工业部分}} = A_{\text{工业部分}} \cdot EF_{\text{气体, 工业部分}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{公式 4.2.2} \\ & \text{方法 1: 源自工业部门的溢散排放总量} \\ & E_{\text{气体}} = \sum_{\text{工业部分}} E_{\text{气体, 工业部分}} \end{aligned}$$

其中:

$E_{\text{气体, 工业部分}}$  = 年度排放量 (Gg)

$EF_{\text{气体, 工业部分}}$  = 排放因子 (Gg/单位活动)

$A_{\text{工业部分}}$  = 活动值 (活动单位)

表 4.2.2 列出了应当考虑的工业部分，并非所有部分均须应用于所有国家。例如，仅进口而不生产天然气的国家，可能只有气体传输和分配。第 4.2.2.3 节表 4.2.4 和 4.2.5 列出了可获的方法 1 缺省排放因子。这些因子与生产量相关，因为生产、进口和出口是唯一始终可获取的国家石油和气体统计资料。若规模小，溢散排放与生产量完全无关。估算溢散设备泄漏排放量的最佳关联是基于设备组件的数量和类型以及维修的类型，这就是方法 3。若规模大，生产数量与基础设施数量之间存在一种合理的关系。因此，所列石油和天然气系统的方法 1 因子可靠性取决于一个国家石油和天然气工业的规模。工业规模越大，其溢散排放贡献就越大，所列方法 1 排放因子就越可靠。

除高度的不确定性外，石油和天然气系统的方法 1 还使各国无法表明排放强度的任何长期实际变化（如，由于控制措施的实施或改变源特征描述）。反之，排放与活动级别的比例变为确定，而所报告排放的长期变化只不过反映了活动量的变化。需要使用方法 2 和方法 3 来捕获排放强度的实际变化。然而，使用这些较高级别的方法需要付出更大的努力，对于方法 3，还需要更详细的活动数据。为获得更精确的结果，较高级别方法所用输入信息的完整性和准确度，通常应相当或更优于低层级方法所用的输入信息值。

与石油和天然气相关的 CO<sub>2</sub> 捕获和注入活动的溢散温室气体排放（如，酸性气体注入和涉及 CO<sub>2</sub> 涌入的 EOR 方案），通常小于要注入的 CO<sub>2</sub> 量（如，小于注入量的 1%）。方法 1 或方法 2 级别上，它们难以区别于相关石油和天然气活动产生的溢散温室气体排放。CO<sub>2</sub> 捕获和注入产生的排放纳入制定所列方法 1 因子采用的原始数据（即，通过掺杂酸性气体注入和 EOR 活动，以及常规石油和天然气活动，同时考虑泄漏、泄放和喷焰燃烧天然气、蒸汽和酸性气体的 CO<sub>2</sub> 浓度）。捕获 CO<sub>2</sub> 产生的损耗应当在进行捕获的工业予以考虑，而运输、注入和存储活动产生的损失，分别按第 5 章评估。

表 4.2.2  
石油和天然气工业的主要类别和子类别

工业部分	子类别
钻井	所有
测试井	所有
井维修	所有
气体生产	干燥气 <sup>a</sup>
	煤层甲烷（初级生产和强化生产）
	其他强化气体回收
	脱硫气体 <sup>b</sup>
	酸性气体 <sup>c</sup>
气体处理	脱硫气体厂
	酸性气体厂
	深切提炼厂 <sup>d</sup>
气体传输和存储	管道系统
	存储设施
气体分配	农村分配
	城市分配
液化气体运输	凝聚
	液化石油气（LPG）
	液化天然气（LNG）（包括相关液化设施和气化设施）
石油生产	轻密度和中等密度原油（初级、中级和第三级生产）
	重油（初级和强化生产）
	天然沥青（初级和强化生产）
	合成原油（源自油砂）
	合成原油（源自油页岩）
石油提纯	天然沥青
	重油
废油再生	所有
石油运输	海洋
	管道
	油罐车和轨道车
石油提炼	重油
	常规和合成原油
精炼产品的分配	汽油
	柴油
	航空燃料
	航空煤油

## 汽油（中间提炼产品）

<sup>a</sup> 干燥气指为符合适销气体规格而不需要任何碳氢化合物露点控制的天然气。然而对于水和酸性气体（即 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub>）含量，可能仍需要处理以符合适销规格。干燥气通常产生于浅的（深度低于 1000 m）气井。

<sup>b</sup> 脱硫气体指不含有任何大量 H<sub>2</sub>S 的天然气（即，不需要任何处理以符合适销气体 H<sub>2</sub>S 要求）。

<sup>c</sup> 酸性气体指为满足有关 H<sub>2</sub>S 含量的适销气体限制而必须处理的天然气。

<sup>d</sup> 深度提炼厂指位于用于回收的气体传输系统的气体处理厂天然气中的残留乙醚和较重碳氢化合物。

**方法 2:**

方法 2 包括采用方法 1 公式（4.2.1 和 4.2.2）以及特定国家的排放因子（而非缺省）。应当应用于不能使用方法 3 的关键类别。特定国家值可能根据研究和测量程序制定，或得自一开始应用方法 3，接着采用公式 4.2.1 和 4.2.2 返回计算方法 2 排放因子。例如，一些国家对特定年份应用方法 3，接着将这些结果用于计算后续年份的方法 2 因子，直到实施下一个方法 3 评估。总之，所有排放因子（包括方法 1 值和方法 2 值）应当定期重新确认或更新。实施此类更新的次数应当适宜与正渗入工业的新技术、作法、标准和其他相关因素（如，石油和天然气活动类型的变化、领域和设施的老化等）的速率。这样制定的新排放因子可考虑工业内的实际变化，因此就不应在时间序列上回溯使用。

备选方法 2 可用于估算石油系统生产部分产生的泄放和喷焰燃烧排放量，它包括采用特定国家生产容量、油气比例（GOR）、气体构成和关于气体保存水平的信息来实施质量平衡。该方法的应用可能使用如下公式 4.2.3-4.2.8，此方法适用下述情况：可靠泄放值和喷焰燃烧值不可获但可获代表性 GOR 数据，泄放和喷焰燃烧排放预期是溢散排放的主要来源（即，大部分相关气体生产不被捕获/保存或利用）。这些情况下，备选方法 2 可能也可用于估算源自 EOR 活动的溢散温室气体排放，条件是可以获取代表性相关气体和蒸汽分析，由 CO<sub>2</sub> 运输和注入系统引起的溢散排放相对较小（与通常预计量相比）。若使用了备选方法 2，任何可能适用于目标来源的已报告泄放数据或喷焰燃烧数据，皆不应予以计算，因为这可能导致重复计算。然而，*优良作法*是把气体泄放估值和用 GOR 数据确定的喷焰燃烧量与可获报告的泄放数据和喷焰燃烧数据进行比较，来识别并解决任何潜在异常（即，计算的量应当可相当于可获报告数据，或如果据信后者数据不完整，计算的量就更大）。

表 4.2.3 表明了所选场所油井的典型 GOR 值示例。实际 GOR 值可能从 0 至更高值不等，这取决于当地的地质情况、生产储存库的状况和生产率。尽管如此，大量油井的平均 GOR 值变得更可预测。若干国家和区域的有限数据评审表明，常规石油生产的平均 GOR 值通常大约在 100-350 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> 的范围，这取决于生产场所。



表 4.2.3  
不同生产类型的油气比例典型范围

原油类型 生产	位置	典型 GOR 值 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	
		范围 <sup>6</sup>	平均
常规石油	阿拉斯加 (普拉德霍湾)	142-6234 <sup>2,3</sup>	NA
	加拿大	0 - 2,000+ <sup>1,2</sup>	不可获取 (NA)
	卡塔尔 (岸上, 1 个油田)	167-184 <sup>4</sup>	173
	卡塔尔 (沿岸, 3 个油田)	316-386 <sup>4</sup>	333
初级重油	加拿大	0-325+ <sup>1,5</sup>	NA
热重油	加拿大	0-90 <sup>1</sup>	NA
天然沥青	加拿大	0-20 <sup>1</sup>	NA

<sup>1</sup> 资料来源：基于加拿大所选井未公布的数据。

<sup>2</sup> 可能有明显更高 GOR 值，但这些井通常归类为气井或有大量气顶出现时，气体通常被再注入，直到所有可回收的石油生产出来。

<sup>3</sup> 资料来源：Mohagheh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002.

<sup>4</sup> 资料来源：Corporate HSE, Qatar Petroleum, Qatar-Doha 2004.

<sup>5</sup> 有大量气顶出现时，已观测到一些井的值高达 7 160 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。气体再注入不在这些应用中完成。气体被保存、泄放或喷焰燃烧。

<sup>6</sup> 参考标准条件是 15°C 和 101.325 kPa。

为在备选方法 2 中使用质量平衡方法，必须考虑所有已生产气体和蒸汽的去向。部分通过保存效率 (CE) 因子来完成，此因子表示捕获并用作燃料的产生气体和蒸汽量，进入气体收集系统或再注入。CE 值 1.0 表示保存、利用或再注入的所有气体，CE 值 0 表示泄放或喷焰燃烧的所有气体。值的预期范围可能约为 0.1-0.95。仅当过程燃料取自产生的气体而其余气体被泄放或喷焰燃烧时，才使用下限。值 0.95 反映了这样的境况：通常充分利用了气体收集系统，当地法规强调减少泄放和喷焰燃烧气体。

#### 公式 4.2.3

##### 备选方法 2 (泄放引起的排放)

$$E_{gas,oil prod, venting} = GOR \cdot Q_{OIL} \cdot (1 - CE) \cdot (1 - X_{Flared}) \cdot M_{gas} \cdot y_{gas} \cdot 42.3 \times 10^{-6}$$

#### 公式 4.2.4

##### 备选方法 2 (喷焰燃烧引起的 CH<sub>4</sub> 排放)

$$E_{CH_4,oil prod, flaring} = GOR \cdot Q_{OIL} \cdot (1 - CE) \cdot X_{Flared} \cdot (1 - FE) \cdot M_{CH_4} \cdot y_{CH_4} \cdot 42.3 \times 10^{-6}$$

## 公式 4.2.5

备选方法 2 (喷焰燃烧引起的 CO<sub>2</sub> 排放)

$$E_{CO_2, oil prod, flaring} = GOR \cdot Q_{OIL} \cdot (1 - CE) \cdot X_{Flared} \cdot M_{CO_2} \cdot [y_{CO_2} + (N_{C_{CH_4}} \cdot y_{CH_4} + N_{C_{NMVOC}} \cdot y_{NMVOC})(1 - X_{Soot})] \cdot 4.23 \times 10^{-6}$$

## 公式 4.2.6

源自喷焰燃烧和泄放的 CH<sub>4</sub> 排放

$$E_{CH_4, oil prod} = E_{CH_4, oil prod, venting} + E_{CH_4, oil prod, flaring}$$

## 公式 4.2.7

源自泄放和喷焰燃烧的 CO<sub>2</sub> 排放

$$E_{CO_2, oil prod} = E_{CO_2, oil prod, venting} + E_{CO_2, oil prod, flaring}$$

## 公式 4.2.8

源自喷焰燃烧的 N<sub>2</sub>O 排放

$$E_{N_2O, oil prod, flaring} = GOR \cdot Q_{OIL} (1 - CE) X_{Flared} EF_{N_2O}$$

其中：

- $E_{i, oil prod, venting}$  = 石油生产设施泄放引起的 GHG 气体  $i$  的直接排放量 (Gg/y)。
- $E_{i, oil prod, flaring}$  = 石油生产设施喷焰燃烧引起的 GHG 气体  $i$  的直接排放量 (Gg/y)。
- $GOR$  = 15°C 和 101.325 kPa 条件下的平均油气比例 (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)。
- $Q_{OIL}$  = 年度石油生产总量 (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/年)。
- $M_{gas}$  = 关注气体的分子量 (如, CH<sub>4</sub> 为 16.043 和 CO<sub>2</sub> 为 44.011)。
- $N_{C,i}$  = 每摩尔化合物  $i$  的碳摩尔数 (即, CH<sub>4</sub> 为 1、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 为 2、C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> 为 3、CO<sub>2</sub> 为 1、天然气中的 NMVOC 比例为 2.1-2.7、原油蒸汽的 NMVOC 比例为 4.6)
- $y_i$  = 组成物质  $i$  的相关气体的摩尔或体积比例 (即, CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 或 NMVOC)。
- $CE$  = 气体保存效率因子。
- $X_{Flared}$  = 喷焰燃烧而非泄放的废气比例。除初级重油井之外, 通常大部分废气是喷焰燃烧。
- $FE$  = 喷焰燃烧去除效率 (即, 使得喷焰燃烧部分或完全燃烧的气体比例)。通常, 0.995 假设为提炼厂喷焰燃烧的值, 0.98 假设为生产和处理设施使用的值。
- $X_{soot}$  = 喷焰燃烧期间转化为烟灰或颗粒物质的输入废气流中非 CO<sub>2</sub> 碳的比例。没有任何可获数据时, 该值可假设为 0 作为保守近似值。
- $EF_{N_2O}$  = 源自喷焰的 N<sub>2</sub>O 排放因子 (Gg/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> 喷焰燃烧相关气体)。系指 IPCC 排放因子数据库 (EFDB)、制造商的数据或该因子值的其他适当来源。
- $42.3 \times 10^{-6}$  = 101.325 kPa 和 15°C 条件下每 m<sup>3</sup> 气体的 kmol 数 (即  $42.3 \times 10^{-3}$  kmol/m<sup>3</sup>) , 乘于单位转换因子 10<sup>-3</sup> Gg/Mg 将各应用公式的结果转换为单位 Gg/y。

公式 4.2.6 和 4.2.7 的  $E_{CH_4, oil prod, venting}$  值和  $E_{CO_2, oil prod, venting}$  值, 采用公式 4.2.3 来估算。

应当注意到，公式 4.2.5 计算了 CO<sub>2</sub> 排放量，其采用的方法类似于“能源”卷导言章第 1.3 节计算燃料燃烧所用的方法。此公式中术语  $y\text{CO}_2$  有效代表喷焰燃烧的废气中存在的原始数量（或 CO<sub>2</sub> 形成）。公式 4.2.5 中术语  $N\text{cCH}_4 \bullet y\text{CH}_4$  和  $N\text{cNMVOC} \bullet y\text{NMVOC}$  代表氧化每单位 CH<sub>4</sub> 和 NMVOC 产生的 CO<sub>2</sub> 量。

### 方法 3

方法 3 包括在各个设施级应用严格的自下而上初级类型来源评估（如，泄放、喷焰燃烧、溢散设施泄漏、蒸发损失和意外释放），同时适当计算临时和次要场所或井场所装置的贡献。若必要的活动数据和基础设施数据容易获取或可合理得到，这应用于*关键类别*。若要与 CCS 联用 EOR、EGR 和 ECBM，方法 3 还应当用于估算源自露天设施的排放。比此方法分类更粗级别的估算排放量的方法（如将排放与设施数量或生产量联系起来），被视为等同于方法 1（若所用因子得自于一般文献），或等同于方法 2（若这些是特定国家值）。

用于方法 3 评估的关键类型数据包括如下：

- 设施清单，包括如下评估：设备类型或数量、各个设施过程装置、主要排放控制（如，蒸汽回收、废气焚烧等）。
- 油井和次要油田装置的清单（如，油田脱水器、管线加热器、井场仪器测量等）。
- 特定国家各个子类别的喷焰燃烧、泄放和过程气体分析。
- 设施级酸性气体生产、分析和处置数据。
- 报告的由油井爆裂和管道破裂引起的大气释放。
- 溢散设备泄漏未计算/未报告的泄放和喷焰燃烧、生产设施的闪蒸损失、蒸发损失等的特定国家排放因子。
- 注入安全地下构造中处置的酸性气体的数量和构成。

石油和天然气项目包括 CO<sub>2</sub> 注入作为提高生产（如，EOR、EGR 和 ECBM 方案）的一种方法或作为一种处置方法（如，酸性气体处理厂里酸性气体注入），应当区分项目中的 CO<sub>2</sub> 捕获、运输、注入和固封与项目中的油气生产比例。固封的净 CO<sub>2</sub> 量和源自 CO<sub>2</sub> 系统的溢散排放的确定，应当根据第 5 章 CO<sub>2</sub> “捕获和存储”明确说明的标准。这些项目中石油和天然气系统的任何溢散排放，应当根据第 4 章此处论述的指南来评估，将显示排放的天然气和碳氢化合物蒸汽中 CO<sub>2</sub> 的浓度随时间增加。因此，所用的排放因子可能需要定期更新以考虑这一情况。另外，应当注意确保对项目两个部分之间的所有 CO<sub>2</sub> 进行了适当的总量计算。

## 4.2.2.3 排放因子的选择

### 方法 1

表 4.2.4 和 4.2.5 列出了可获的方法 1 缺省排放因子，所有列出的排放因子用质量排放单位/单位石油或天然气产量来表示。虽然一些类型的溢散排放与单个来源的生产量（如，溢散设备泄漏）相关性差或不相关，若考虑了大量的来源，与生产量的相关就变得更加合理。此外，生产量统计数据可用于方法 1 计算的最经常可获活动数据。

表 4.2.4 应当仅用于按北美和西欧标准而设计、运作和维修的系统。表 4.2.5 通常应用于发展中国家和经济转型国家的系统，因为每单位活动产生的溢散排放要大得多（经常为 1 个或多个数量级）。这些情况下产生较大量排放的原因包括：不严格的设计标准、使用质量较低的组件、天然气市场的限制准入，以及（一些情况下）导致能源保存降低的人为低能源价格。还应当参考 IPCC 排放因子数据库（EFDB），因为它可能含有更高层级排放因子的各值。

表 4.2.4  
源自石油和天然气运营的溢散排放（包括泄放和喷焰燃烧）的方法 1 排放因子  
发达国家<sup>a,b</sup>

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
钻井	所有	喷焰燃烧和泄放	1.B.2.a.ii 或 1.B.2.b.ii	3.3E-05	±100%	1.0E-04	±50%	8.7E-07	±100%	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量
测试井	所有	喷焰燃烧和泄放	1.B.2.a.ii 或 1.B.2.b.ii	5.1E-05	±50%	9.0E-03	±50%	1.2E-05	±50%	6.8E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量
井维修	所有	喷焰燃烧和泄放	1.B.2.a.ii 或 1.B.2.b.ii	1.1E-04	±50%	1.9E-06	±50%	1.7E-05	±50%	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量
气体生产	所有	溢散 <sup>d</sup>	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 至 2.3E-03	±100%	1.4E-05 至 8.2E-05	±100%	9.1E-05 至 5.5E-04	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量
		喷焰燃烧 <sup>e</sup>	1.B.2.b.ii	7.6E-07	±25%	1.2E-03	±25%	6.2E-07	±25%	2.1E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量
气体处理	脱硫气体厂	溢散	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 至 10.3E-04	±100%	1.5E-04 至 3.2E-04	±100%	2.2E-04 至 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
		喷焰燃烧	1.B.2.b.ii	1.2E-06	±25%	1.8E-03	±25%	9.6E-07	±25%	2.5E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
	酸性气体厂	溢散	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05	±100%	7.9E-06	±100%	6.8E-05	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
		喷焰燃烧	1.B.2.b.ii	2.4E-06	±25%	3.6E-03	±25%	1.9E-06	±25%	5.4E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
		原始 CO <sub>2</sub> 泄放	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02	-10 至 +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料

表 4.2.4 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发达国家<sup>a,b</sup>

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	
	深度提炼厂 (深炼厂)	溢散	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05	±100%	1.6E-06	±100%	2.7E-05	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始 气体给料
		喷焰燃烧	1.B.2.b.ii	7.2E-08	±25%	1.1E-04	±50%	5.9E-08	±25%	1.2E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始 气体给料
	缺省加 权总量	溢散	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 至 10.3E-04	±100%	1.2E-05 至 3.2E-04	±100%	1.4E-04 至 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体 产量
		喷焰燃烧	1.B.2.b.ii	2.0E-06	±25%	3.0E-03	±50%	1.6E-06	±25%	3.3E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体 产量
		原始 CO <sub>2</sub> 泄放	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02	-10 至 +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体 产量
气体传输 和存储	传输	溢散 <sup>dk</sup>	1.B.2.b.iii.4	6.6E-05 至 4.8E-04	±100%	8.8E-07	±100%	7.0E-06	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销 售气体
		泄放 <sup>ek</sup>	1.B.2.b.i	4.4E-05 至 3.2E-04	±75%	3.1E-06	±75%	4.6E-06	±75%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销 售气体
	存储	所有 <sup>k</sup>	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05	-20 至 +500%	1.1E-07	-20 至 +500%	3.6E-07	-20 至 +500%	ND	ND	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销 售气体

表 4.2.4 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发达国家<sup>a,b</sup>

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	
气体分配	所有	所有 <sup>k</sup>	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03	-20 至 +500%	5.1E-05	-20 至 +500%	1.6E-05	-20 至 +500%	ND	ND	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 公用 销售
液态天然 气运输	凝聚	所有 <sup>k</sup>	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	±100%	7.2E-06	±100%	1.1E-03	±100%	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 凝聚 物及戊烷以上 的烃
	液化石 油气	所有	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±50%	ND	ND	2.2E-09	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> LPG
	液化天 然气	所有	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销 售气体
石油生产	常规石油	溢散 (岸上)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 至 3.6E-03	±100%	1.1E-07 至 2.6E-04	±100%	1.8E-06 至 4.5E-03	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常规 石油产量
		溢散 (近海)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	±100%	4.3E-08	±100%	7.4E-07	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常规 石油产量
		泄放	1.B.2.a.i	7.2E-04	±50%	9.5E-05	±50%	4.3E-04	±50%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常规 石油产量
		喷焰燃烧	1.B.2.a.ii	2.5E-05	±50%	4.1E-02	±50%	2.1E-05	±50%	6.4E-07	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常规 石油产量

表 4.2.4 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发达国家<sup>a,b</sup>

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	
	重油/冷沥青	溢散	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03	±100%	5.4E-04	±100%	2.9E-03	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 重油产量
		泄放	1.B.2.a.i	1.7E-02	±75%	5.3E-03	±75%	2.7E-03	±75%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 重油产量
		喷焰燃烧	1.B.2.a.ii	1.4E-04	±75%	2.2E-02	±75%	1.1E-05	±75	4.6E-07	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 重油产量
	导热油生产	溢散	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04	±100%	2.9E-05	±100%	2.3E-04	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 热沥青产量
		泄放	1.B.2.a.i	3.5E-03	±50%	2.2E-04	±50%	8.7E-04	±50%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 热沥青产量
		喷焰燃烧	1.B.2.a.ii	1.6E-05	±75%	2.7E-02	±75%	1.3E-05	±75%	2.4E-07	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 热沥青产量
	合成原油 (源自油砂)	所有	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03	±75%	ND	ND	9.0E-04	±75%	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 源自油砂的合成原油产量

表 4.2.4 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发达国家<sup>a,b</sup>

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	
	合成原油 (源自油页岩)	所有	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 源自油页岩的合成原油产量
	缺省加权总量	溢散	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03	±100%	2.8E-04	±100%	3.1E-03	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量
		泄放	1.B.2.a.i	8.7E-03	±75%	1.8E-03	±75%	1.6E-03	±75%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量
		喷焰燃烧	1.B.2.a.ii	2.1E-05	±75%	3.4E-02	±75%	1.7E-05	±75	5.4E-07	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量
石油提纯	所有	所有	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 提纯的石油	
石油运输	管道	所有 <sup>k</sup>	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	±100%	4.9E-07	±100%	5.4E-05	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过管道运输的石油



表 4.2.4 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发达国家<sup>a,b</sup>

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	值	不确定性 (%) (值)	
	油罐车和轨道车	泄放 <sup>k</sup>	1.B.2.a.i	2.5E-05	±50%	2.3E-06	±50%	2.5E-04	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过油罐车运输的石油
	关于油船近海装载量	泄放 <sup>k</sup>	1.B.2.a.i	ND <sup>h</sup>	ND	ND <sup>h</sup>	ND	ND <sup>h</sup>	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过油船运输的石油
石油提炼	所有	所有	1.B.2.a.iii.4	2.6x10 <sup>-6</sup> to 41.0x10 <sup>-6</sup>	±100%	ND	ND	0.0013 <sup>i</sup>	±100%	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 提炼的石油
提炼的产品分配	汽油	所有	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	0.0022 <sup>j</sup>	±100%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 分配的产品
	柴油	所有	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品
	航空用燃料	所有	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品
	航空煤油	所有	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品

表 4.2.4 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发达国家<sup>a,b</sup>

NA – 不适用 ND – 不确定

<sup>a</sup> 各国间所列出的排放因子可能明显不同，但预期泄放和喷焰燃烧会出现最大差异，尤其是归咎于如下差异的石油生产：其气体保存量和实施利用数量之间可能有明显差异。

<sup>b</sup> 溢散排放值的范围主要归因于每单位气体生产量的过程基础设施量（如，平均数量和设施规模）中的差异。

<sup>c</sup> “所有”表示所有溢散排放和泄放及喷焰燃烧排放。

<sup>d</sup> “溢散”表示所有溢散排放，包括源自溢散设备泄漏、存储损失、把天然气用作气动操纵设备的供应媒介物（如，仪器控制环、化学注入泵、压缩启动器等），以及乙二醇脱水器泄放蒸馏柱烟气。所列值的范围反映了近海（较小值）和岸上（较大值）排放的溢散排放之间的差异。

<sup>e</sup> “喷焰燃烧”指源自所有连续和紧急喷焰燃烧系统的排放。各国间的具体喷焰燃烧率可能不尽相同。若实际喷焰燃烧量已知，这些就应用于确定喷焰燃烧排放，而非将所列排放因子应用于生产率。直接估算源自已报告喷焰燃烧量的 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 和 N<sub>2</sub>O 排放的排放因子分别是 0.012、2.0 和 0.000 023 Gg/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> 喷焰燃烧的气体，根据是一个喷焰燃烧效率 98%、一气体处理厂的一个典型气体分析（即 91.9% CH<sub>4</sub>、0.58% CO<sub>2</sub>、0.68% N<sub>2</sub> 和 6.84% 非甲烷碳氢化合物，以容积量表示）。

<sup>f</sup> 较大因子反映了系统中主要使用往复压缩机，而较小因子主要反映了离心压缩机。

<sup>g</sup> “泄放”表示报告的泄放源自：石油生产设施的废弃物相关和溶解气，以及气体设施突然爆裂、清洗和紧急释放事件的废气量。若实际泄放量已知，这些应当用于确定泄放排放，而非将所列排放因子应用于生产率。直接估算已报告泄放量的 CH<sub>4</sub> 和 CO<sub>2</sub> 排放的排放因子分别是 0.66 和 0.0049 Gg/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> 泄放的气体，根据是气体传输和分配系统中典型的气体分析（即 97.3% CH<sub>4</sub>、0.26% CO<sub>2</sub>、1.7% N<sub>2</sub> 和 0.74% 非甲烷碳氢化合物，以容积量表示）。

<sup>h</sup> 北美没有近海海洋装载产量的因子，而挪威数据表明 CH<sub>4</sub> 排放因子 1.0 - 3.6 Gg/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> 转移的石油（得自挪威污染控制机构提供的数据，2000）。

<sup>1</sup> 估算的依据是一个汇总的排放因子，即溢散设备泄漏、液体催化裂解及存储和处理的 0.53 kg/m<sup>3</sup>（CPPI 和加拿大环境，1991）、0.6 kg/m<sup>3</sup>（美国环保署，1995）和 0.2 g/kg（假设大部分易挥发产品存储在采用次级密封的浮顶贮罐中）（EMEP/CORINAIR，1996）。

<sup>j</sup> 估算的依据是，假设分配终端的平均蒸发损失为生产量的 0.15%，零售市场的额外损失为生产量的 0.15%。这些值在蒸汽回收阶段 1 和阶段 2 中会非常小，而在温暖气候中可能非常大。

<sup>k</sup> NMVOC 值得自基于 NMVOC 和 CH<sub>4</sub> 质量比例比率的甲烷值。使用的值是：气体传输和分配为 0.0144 kg/kg，石油和凝聚运输为 9.951 kg/kg，合成原油生产为 0.3911 kg/kg。

<sup>l</sup> 所列 CO<sub>2</sub> 排放因子仅说明了直接 CO<sub>2</sub> 排放，除喷焰燃烧之外，其他情况中所列值说明直接 CO<sub>2</sub> 排放之，以及由气体非 CO<sub>2</sub> 碳排放的大气氧化引起的间接促成作用。

来源：加拿大石油生产商协会（1999，2004）；API（2004）；GRI/US EPA（1996）；US EPA（1999）。

表 4.2.5  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子（包括泄放和喷焰燃烧）  
发展中国家和经济转型<sup>a,b</sup>中的国家

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
钻井	所有	喷焰燃烧和泄放	1.B.2.a.ii 或 1.B.2.b.ii	3.3E-05 至 5.6E-04	-12.5 至 +800%	1.0E-04 至 1.7E-03	-12.5 至 +800%	8.7E-07 至 1.5E-05	-12.5 至 +800%	ND	ND	Gg/钻井
测试井	所有	喷焰燃烧和泄放	1.B.2.a.ii 或 1.B.2.b.ii	5.1E-05 至 8.5E-04	-12.5 至 +800%	9.0E-03 至 1.5E-01	-12.5 至 +800%	1.2E-05 至 2.0E-04	-12.5 至 +800%	6.8E-08 至 1.1E-06	-10 至 +1,000%	Gg/钻井
井维修	所有	喷焰燃烧和泄放	1.B.2.a.ii 或 1.B.2.b.ii	1.1E-04 至 1.8E-03	-12.5 至 800%	1.9E-06 至 3.2E-05	-12.5 至 +800%	1.7E-05 至 2.8E-04	-12.5 至 +800%	ND	ND	Gg/年/生产井 或有能力的井
气体生产	所有	溢散 <sup>d</sup>	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 至 2.4E-02	-40 至 +250%	1.4E-05 至 1.8E-04	-40 至 +250%	9.1E-05 至 1.2E-03	-40 至 +250%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量
		喷焰燃烧 <sup>e</sup>	1.B.2.b.ii	7.6E-07 至 1.0E-06	±75%	1.2E-03 至 1.6E-03	±75%	6.2E-07 至 8.5E-07	±75%	2.1E-08 至 2.9E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量
气体处理	脱硫气体厂	溢散	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 至 1.1E-03	-40 至 +250%	1.5E-04 至 3.5E-04	-40 至 +250%	2.2E-04 至 5.1E-04	-40 至 +250%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
		喷焰燃烧	1.B.2.b.ii	1.2E-06 至 1.6E-06	±75%	1.8E-03 至 2.5E-03	±75%	9.6E-07 至 1.3E-06	±75%	2.5E-08 至 3.4E-08	-10 至 +1,000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
	酸性气体厂	溢散	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05 至 2.2E-04	-40 至 +250%	7.9E-06 至 1.8E-05	-40 至 +250%	6.8E-05 至 1.6E-04	-40 至 +250%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料

表 4.2.5 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发展中国家和经济转型<sup>A,B</sup>中的国家

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
		喷焰燃烧	1.B.2.b.ii	2.4E-06 至 3.3E-06	±75%	3.6E-03 至 4.9E-03	±75%	1.9E-06 至 2.6E-06	±75%	5.4E-08 至 7.4E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
		原始 CO <sub>2</sub> 泄放	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02 至 1.5E-01	-10 至 +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
	深度提炼厂 (深炼厂)	溢散	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05 至 2.5E-05	-40 至 +250%	1.6E-06 至 3.7E-06	-40 至 +250%	2.7E-05 至 6.2E-05	-40 至 +250%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
		喷焰燃烧	1.B.2.b.ii	7.2E-08 至 9.9E-08	±75%	1.1E-04 至 1.5E-04	±75%	5.9E-08 至 8.1E-08	±75%	1.2E-08 至 8.1E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料
	缺省加权总量	溢散	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 至 3.5E-04	-40 至 +250%	1.2E-05 至 2.8E-05	-40 至 +250%	1.4E-04 至 3.2E-04	-40 至 +250%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量
		喷焰燃烧	1.B.2.b.ii	2.0E-06 至 2.8E-06	±75%	3.0E-03 至 4.1E-03	±75%	1.6E-06 至 2.2E-06	±75%	3.3E-08 至 4.5E-08	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量
		原始 CO <sub>2</sub> 泄放	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02 至 9.5E-02	-10 至 +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量

表 4.2.5 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发展中国家和转型<sup>A,B</sup>中的国家

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
气体传输和存储	传输	溢散 <sup>f</sup>	1.B.2.b.iii.4	16.6E-05 至 1.1E-03	-40 至 +250%	8.8E-07 至 2.0E-06	-40 至 +250%	7.0E-06 至 1.6E-05	-40 至 +250%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销售气体
		泄放 <sup>g</sup>	1.B.2.b.i	4.4E-05 至 7.4E-04	-40 至 +250%	3.1E-06 至 7.3E-06	-40 至 +250%	4.6E-06 至 1.1E-05	-40 至 +250%	NA	NA	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销售气体
	存储	所有	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05 至 5.8E-05	-20 至 +500%	1.1E-07 至 2.6E-07	-20 至 +500%	3.6E-07 至 8.3E-07	-20 至 +500%	ND	ND	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销售气体
气体分配	所有	所有	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03 至 2.5E-03	-20 至 +500%	5.1E-05 至 1.4E-04	-20 至 +500%	1.6E-05 至 3.6E-5	-20 至 +500%	ND	ND	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 效用销售
液态天然气运输	凝聚	所有	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	-50 至 +200%	7.2E-06	-50 至 +200%	1.1E-03	-50 至 +200%	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 凝聚物及戊烷以上的烃
	液化石油气	所有	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±100%	ND	ND	2.2E-09	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> LPG
	液化天然气	所有	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销售气体

表 4.2.5 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发展中国家和转型<sup>A,B</sup>中的国家

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
石油生产	常规石油	溢散 (岸上)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 至 6.0E-02	-12.5 至 +800%	1.1E-07 至 4.3E-03	-12.5 至 +800%	1.8E-06 至 7.5E-02	-12.5 至 +800%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常 规石油产量
		溢散 (近海)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	-12.5 至 +800%	4.3E-08	-12.5 至 +800%	7.4E-07	-12.5 至 +800%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常 规石油产量
		泄放	1.B.2.a.i	7.2E-04 至 9.9E-04	±75%	9.5E-05 至 1.3E-04	±75%	4.3E-04 至 5.9E-04	±75%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常 规石油产量
		喷焰燃烧	1.B.2.a.ii	2.5E-05 至 3.4E-05	±75%	4.1E-02 至 5.6E-02	±75%	2.1E-05 至 2.9E-05	±75%	6.4E-07 至 8.8E-07	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常 规石油产量

表 4.2.5 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发展中国家和转型<sup>A,B</sup>中的国家

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
	重油/冷沥青	溢散	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03 至 1.3E-01	-12.5 至 +800%	5.4E-04 至 9.0E-03	-12.5 至 +800%	2.9E-03 至 4.8E-02	-12.5 至 +800%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 重 油产量
		泄放	1.B.2.a.i	1.7E-02 至 2.3E-02	-67 至 +150%	5.3E-03 至 7.3E-03	-67 至 +150%	2.7E-03 至 3.7E-03	-67 至 +150%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 重 油产量
		喷焰燃烧	1.B.2.a.ii	1.4E-04 至 1.9E-04	-67 至 +150%	2.2E-02 至 3.0E-02	-67 至 +150%	1.1E-05 至 1.5E-05	-67 至 +150%	4.6E-07 至 6.3E-07	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 重 油产量
	导热油生产	溢散	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04 至 3.0E-03	-12.5 至 +800%	2.9E-05 至 4.8E-04	-12.5 至 +800%	2.3E-04 至 3.8E-03	-12.5 至 +800%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 热 沥青产量
		泄放	1.B.2.a.i	3.5E-03 至 4.8E-03	-67 至 +150%	2.2E-04 至 3.0E-04	-67 至 +150%	8.7E-04 至 1.2E-03	-67 至 +150%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 热 沥青产量
		喷焰燃烧	1.B.2.a.ii	1.6E-05 至 2.2E-05	-67 至 +150%	2.7E-02 至 3.7E-02	-67 至 +150%	1.3E-05 至 1.8E-05	-67 至 +150%	2.4E-07 至 3.3E-07	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 热 沥青产量

表 4.2.5 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发展中国家和转型<sup>A,B</sup>中的国家

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
	合成原油 (源自油砂)	所有	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03 至 3.8E-02	-67 至 +150%	ND	ND	9.0E-04 至 1.5E-02	-67 至 +150%	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 源自油砂的合成产量
	合成原油 (源自油页岩)	所有	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 源自油页岩的合成原油产量
	缺省加权总量	溢散	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03 至 3.7E-02	-12.5 至 +800%	2.8E-04 至 4.7E-03	-12.5 至 +800%	3.1E-03 至 5.2E-02	-12.5 至 +800%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量
		泄放	1.B.2.a.i	8.7E-03 至 1.2E-02	±75%	1.8E-03 至 2.5E-03	±75%	1.6E-03 至 2.2E-03	±75%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量
		喷焰燃烧	1.B.2.a.ii	2.1E-05 至 2.9E-05	±75%	3.4E-02 至 4.7E-02	±75%	1.7E-05 至 2.3	±75%	5.4E-07 至 7.4E-07	-10 至 +1000%	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量



表 4.2.5 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发展中国家和转型<sup>A,B</sup>中的国家

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
石油提纯	所有	所有	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 提纯的石油
石油运输	管道	所有	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	-50 至 +200%	4.9E-07	-50 至 +200%	5.4E-05	-50 至 +200%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过管道运输的石油
	油罐车和轨道车	泄放	1.B.2.a.i	2.5E-05	-50 至 +200%	2.3E-06	-50 至 +200%	2.5E-04	-50 至 +200%	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过油罐车运输的石油
	关于油船近海装载量	泄放	1.B.2.a.i	ND <sup>h</sup>	ND	ND <sup>h</sup>	ND	ND	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过油罐车运输的石油
石油提炼	所有	所有	1.B.2.a.iii.4	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 提炼的石油

表 4.2.5 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发展中国家和转型<sup>A、B</sup>中的国家

类别	子类别 <sup>c</sup>	排放来源	IPCC 代码	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		NMVOC		N <sub>2</sub> O		计量单位
				值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	值	不确定性 (% 值)	
提炼的产品 分配	汽油	所有	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品
	柴油	所有	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品
	航空用燃料	所有	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品
	航空煤油	所有	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品

表 4.2.5 (续)  
源自石油和天然气运营的溢散排放的方法 1 排放因子 (包括泄放和喷焰燃烧)  
发展中国家和转型<sup>A,B</sup>中的国家

NA – 不适用 ND – 不确定

<sup>a</sup> 各国间所列出的排放因子可能明显不同，但预期泄放和喷焰燃烧会出现最大差异，尤其是石油生产，其气体保存量和实施利用数量之间可能有明显差异。

<sup>b</sup> 溢散排放值的范围，主要归因于每单位气体生产量的过程基础设施量（如，平均数量和设施规模）中的差异。

<sup>c</sup> “所有”表示所有溢散排放和泄放及喷焰燃烧排放。

<sup>d</sup> “溢散”表示所有溢散排放，包括源自溢散设备泄漏、存储损失、把天然气用作气动操纵设备的供应媒介物（如，仪器控制环、化学注入泵、压缩启动器等），以及乙二醇脱水器泄放蒸馏柱烟气。

<sup>e</sup> “喷焰燃烧”指源自所有连续和紧急喷焰燃烧系统的排放。各国间的具体喷焰燃烧率可能不尽相同。若实际喷焰燃烧量已知，这些应当用于确定喷焰燃烧排放，而非将所列排放因子应用于生产率。直接估算源自报告喷焰燃烧量的 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 和 N<sub>2</sub>O 排放的排放因子分别是 0.012、2.0 和 0.000 023 Gg/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> 喷焰燃烧的气体，根据是一个喷焰燃烧效率 98%、一气体处理厂的一个典型气体分析（即 91.9% CH<sub>4</sub>、0.58% CO<sub>2</sub>、0.68% N<sub>2</sub> 和 6.84% 非甲烷碳氢化合物，按所占量表示）。

<sup>f</sup> 较大因子主要反映了系统中使用了往复式压缩机，而较小因子主要反映了离心压缩机。

<sup>g</sup> “泄放”表示报告的泄放源自：石油生产设施的相关联废弃物和溶解气，以及气体设施突然爆裂、清洗和紧急释放事件的废气量。若实际泄放量已知，这些应当用于确定泄放排放，而非将所列排放因子应用于生产率。直接估算已报告泄放量的 CH<sub>4</sub> 和 CO<sub>2</sub> 排放的排放因子分别是 0.66 和 0.0049 Gg/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> 泄放的气体，根据是气体传输和分配系统中典型的气体分析（即 97.3% CH<sub>4</sub>、0.26% CO<sub>2</sub>、1.7% N<sub>2</sub> 和 0.74% 非甲烷碳氢化合物，以容积量表示）。

<sup>h</sup> 北美没有近海海洋装载产量的因子，而挪威数据表明一排放因子 1.0- 3.6 Gg/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> 转移的石油（得自由挪威污染控制机构提供的数据，2000）。

<sup>i</sup> 所列 CO<sub>2</sub> 排放因子仅计算了直接 CO<sub>2</sub> 排放，而喷焰燃烧所列值计算了直接 CO<sub>2</sub> 排放以及由气体非 CO<sub>2</sub> 碳排放的大气氧化引起的间接贡献之总和。

来源：此表所列的因子已由各类别范围的下限设置确定，至少等于表 4.2.4 中发布的北美值。而其他个表所列一切值均改编自《1996 年 IPCC 指南》提供的可应用数据，以及从中国、罗马尼亚和乌兹别克斯坦天然气系统最近未发布的研究而获得的有限测量数据。

表 4.2.4 中北美各因子得自加拿大和美国的详细排放清单结果，如果可能，此清单已根据《IPCC 优良作法指南》（2000）文本中以前所列的值进行更新，以反映最近和完善的排放清单的结果。如果适用，则已标出石油工业的《排放估算方法 API 概略》中各因子。

以表 4.2.4 中所列各因子为例，它们反映了下述作法以及石油和天然气工业的状况：

- 保存最相关的气体；
- 脱硫废气喷焰燃烧或泄放；
- 酸性气体喷焰燃烧；
- 许多气体传输公司自愿实施各项计划以减少溢散设备泄漏造成的甲烷损失；
- 石油和天然气工业已经成熟，实际上在许多地区已趋下降；
- 系统可靠性高；
- 设备通常维护良好，使用优量组件；
- 管线破裂和井喷极少发生；
- 此工业已高度管制，这些规定通常执行良好。

表 4.2.5 中所列的排放因子已经确定，以使各范围下限至少等于表 4.2.4 中的相应值。否则，所有值均改编自《1996 年 IPCC 指南修订版》中所列因子，以及从发展中国家或转型国家若干近期未发布的天然气系统研究中获得有限测量数据。如果列出了各值的范围，则这些要么基于《1996 年 IPCC 指南修订版》中提供的相关范围，要么根据专家判断和未发布报告中的数据进行估算。

一种近似方法也被用于估算所列排放因子的不确定性值。一些排放因子的不确定性很大，这反映了各个来源、应用控制的类型和程度以及某些情况下可获数据的有限数量之间相应的高度变化性。对于许多源类别（如，设备泄漏），溢散排放分布不均匀，即大部分排放仅源自总体的很小百分比。若不确定性小于或等于±100%，就假设导致平均对称分布的正态分布。无论报告的数量  $Q$  不确定性  $U\%$  是否大于 100%，上限总是  $Q(100+U)/100$ ，下限总是  $100Q/(100+U)$ 。

### 方法 3 和方法 2

《IPCC 指南》未提供进行方法 3 和方法 2 评估的排放因子，源于大量此类信息和以下事实：这些数据在不断地更新，以包括所有额外测量结果，并反映新控制技术和要求的发展和渗透情况。另外，应当继续进行文献的常规评审，以确保正在使用的是最佳可获因子。所选择各值的参考文献应当明确地记录归档。通常，排放因子由各环境结构和工业协会来制定和发布。这就可能需要咨询这些机构，来制定清单估算。例如，美国石油协会（API）保持着《石油和天然气工业的排放估算方法概略》，2004 年进行了最近的更新，API 概略可从此网址获取：

<http://api-ec.api.org/policy/index.cfm>

采用 API 概略中的公式估算温室气体排放的软件工具，可从如下网址获取：

<http://ghg.api.org>

估算温室气体排放的指南已由若干国家石油和天然气工业协会制定。此类文本可能是有用的补充参考，通常提供了分层的特定源计算程序。当应用于石油和天然气工业时，有关说明了的清单计算原则的指南和界限定义可从《报告温室气体排放的石油工业指南》（国际石油工业环境保护协会，2003）中获取：

[www.ipieca.org/downloads/climate\\_change/GHG\\_Reporting\\_Guidelines.pdf](http://www.ipieca.org/downloads/climate_change/GHG_Reporting_Guidelines.pdf)

选择排放因子时，所选值对于给定应用必须有效，必须用与活动数据相同的基础来表示。可能还需要应用其他类型的因子来修正场所和区域运作条件、设计和维护作法之间的差异，例如：

- 源自特定油气田的气体构成情形，用以修正  $CH_4$ 、生成  $CO_2$  和其他目标排放的数量；
- 年度运行时数，用以修正一个源处于活动期的时间量；
- 使用特定控制措施的效率。

以下是选择排放因子要考虑的其他情况：

- 重要的是，评估目标应用所选因子的适用性，以确保相似或可比来源的习性和特征描述；

- 缺少更佳数据时，有时可能需要应用其他地区报告的因子，即实行了相似水平控制和具有各类可比设备特点的地区；
- 如果实施了制定新排放因子的测量，就应当只使用被认可或有依据的测试程序。方法和质量保证（QA）/质量控制（QC）程序应当记录，抽样来源应当可代表总的来源总体的典型变化，统计分析应当予以进行，以确立平均结果 95%的置信区间。

#### 4.2.2.4 活动数据的选择

估算源自石油和天然气活动的溢散排放所需的的活动数据包括：生产统计、基础设施数据（如，设施/装置清单、过程装置、管道和设备构件）以及所报告的源自泄漏、意外释放及第三方损坏的排放。表 4.2.6 “各主要源类别各种评估方法所需的典型活动数据”汇总了各种方法和各类主要来源所需的基本活动数据。

##### 方法 1

方法 1 层级所需的的活动数据已限定在可从典型国家石油和天然气统计处直接获取的信息，或可据此信息简便估算出来。下表 4.2.7 列出了表 4.2.4 和 4.2.5 所列各方法 1 排放因子所需的的活动数据，并提供了获取或估算各个所需活动值的适当指南。

##### 方法 2

标准方法 2 所需的的活动数据与方法 1 所需的数据相同。如果使用了第 4.2.2.2 节“原油系统”所述的备选方法 2，那么需要其他更详尽的信息，包括平均 GOR 值、有关气体保存程度的信息、以及有关泄放和喷焰燃烧之间分配相关废气量的因子。此类额外信息的编制应当根据工业输出量。

**表 4.2.6**  
按主要源类别对源自石油和天然气运营的排放进行各种评估方法的典型活动数据需求

评估方法	主要源类别	所需最少活动数据
3	过程泄放/喷焰燃烧	报告的量 气体构成 源自喷焰燃烧的泄放分解的配定因子
	储存损失	溶解气因子 液体流量 储罐大小 蒸汽构成
	设备泄漏	按类型分的设施/装置总数 各设施所用的各种过程 按过程装置类别分的设备构件清单 气体/蒸汽构成
	气动操纵设备	按过程装置分的气动操纵设备清单 气体消耗因子 供应媒介物类型 气体构成
	意外释放和第三方损坏	事件报告/概要
	气体移至露天和露天套管泄放爆炸	平均排放因子和油井数量
	钻井	钻井数量 源自地层测试器试井报告的泄放/喷焰燃烧量 源自泥浆罐的典型排放
	井维修	按类型分的维修事件记录
	管道泄漏	管道材料的类型 管道长度
	暴露的油砂/油页岩	暴露的露天面积 平均排放因子
2	源自石油生产的泄放和喷焰燃烧	油气比率 喷焰燃烧量和泄放量 保存的气体量 再注入的气体量 利用的气体量 气体构成
	所有其他	油气流量
1	所有	油气流量

**表 4.2.7**  
**获取用方法 1 估算源自石油和天然气运营的溢散排放所需活动数据值的指南**

类别	子类别	所需的活动数据值	指南
钻井	所有	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量	直接参考国家统计
测试井	所有	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量	直接参考国家统计
井维修	所有	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量	直接参考国家统计
气体生产	所有	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量	直接参考国家统计
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量	直接参考国家统计
气体处理	脱硫气体厂	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料	如果各气体厂的接收总气体被予以报告，就直接参考国家统计；反之，就假设此值等于气体总产量。在脱硫厂和酸性厂里相应地分配此值。如果缺少任何信息进行这类分配，就假设所有厂是脱硫的。
	酸性气体厂	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料	
	深度提炼厂 (深炼厂)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 原始气体给料	如果位于气体传输系统的深炼厂的接收总气体已经报告，就直接参考国家统计；反之，就假设此值等于可销售天然气总量的一个适当部分。如果缺少进行这类划分的任何信息，就假设没有深炼厂。
	缺省加权总量	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 气体产量	直接参考国家统计
气体传输和存储	传输	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销售气体	直接参考国家统计，同时采用报告的净供应总量值。这是进口加上气田和处理厂或再处理厂的净气体接收总量之和，所有上游用量、损失和再注入量已减去。
	存储	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 可销售气体	
气体分配	所有	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> 效用销售	如果已报告或可以获取，就直接参考国家统计；反之，就设其等于气体传输和存储系统处理的气体量减去出口。
液态天然气运输	凝聚	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 凝聚物及戊烷以上的烃	直接参考国家统计
	液化石油气	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> LPG	直接参考国家统计

表 4.2.7 (续)  
获取方法 1 估算源自石油和天然气运营的溢散排放所需的活数据值的指南

石油生产	常规石油	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 常规石油产量	直接参考国家统计
	重油/冷沥青	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 重油产量	直接参考国家统计
	导热油生产	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 热沥青产量	直接参考国家统计
	合成原油 (源自油砂)	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 源自油砂的合成原油产量	直接参考国家统计
	合成原油 (源自页岩)	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 源自油砂的合成原油产量	直接参考国家统计
	缺省加权总量	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 石油总产量	直接参考国家统计
石油提纯	所有	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 提纯的石油	如果可获, 就直接参考国家统计; 反之, 设其等于重油总量和沥青产量减去任何此类原油的出口量。
石油运输	管道	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过管道运输的石油	如果可获, 就直接参考国家统计; 反之, 设其等于原油总产量加上进口量。
	油罐车和轨道车	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过油罐车运输的石油	如果可获, 就直接参考国家统计; 反之, 假设 (作为一次近似) 为原油总量的 50%。
	关于油船近海装载量	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 通过油船运输的石油	直接参考国家统计 (采用所报告的原油出口值), 分配此量仅计算经油船出口的比例。还可能通过管道、油船或油罐车进行出口, 这些通常几乎专门由这些方法之一来进行。假设所用油船几乎专门用来出口石油。
石油提炼	所有	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 提炼的石油	如果可获, 就直接参考国家统计; 反之, 设其等于总产量加上进口量再减去出口量。
提炼的产品分配	汽油	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 分配的产品	如果可获, 就直接参考国家统计; 反之, 设其等于提炼厂汽油总产量加上进口量再减去出口量。



表 4.2.7 (续)  
获取方法 1 估算源自石油和天然气运营的溢散排放所需的活数据值的指南

	柴油	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品	如果可获, 就直接参考国家统计; 反之, 设其等于提炼厂汽油总产量加上进口量再减去出口量。
	航空用燃料	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品	如果可获, 就直接参考国家统计; 反之, 设其等于提炼厂汽油总产量加上进口量再减去出口量。
	航空煤油	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 运输的产品	如果可获, 就直接参考国家统计; 反之, 设其等于提炼厂汽油总产量加上进口量再减去出口量。

### 方法 3

编制方法 3 中所需详细活动数据要考虑的具体情况, 包括如下:

- 生产统计应当分类, 以捕获经由石油和天然气系统处理中的流通量变化 (如, 归咎于输入、出口、再处理、提取等)。
- 应当使用国家机构提供的生产统计, 补充从国际机构 (如 IEA 或 UN) 获取的生产统计, 因为通常其可靠性更高和分类更加。区、省份/国家和工业报告组甚至可以提供更多的分类。
- 如果可行, 应当更正估算溢散排放中所用的生产数据, 以计算任何净输入或出口。一个国家的输入和出口数据可能可以获取, 而生产数据不可获取; 但是, 反之却不可能。
- 如果产生的煤层甲烷进入天然气收集系统, 则任何相关联溢散排放应当报告在适当的天然气开采和生产类别。这由缺省引起, 因为生产的气体一旦进入气体收集系统则变成一种商品, 便自动开始计算, 计算方式与任何其他井产生的气体进入收集系统时一样。气体来自煤形成这一事实, 仅在分类极细的级别才可识别。若煤的形成物去除了毒气 (不管原因为何), 且该气体未进入收集系统, 则相关排放应当分配到 IPCC 类别 1.B.1 适当节中的煤部门。
- 石油和天然气统计中泄放量和喷焰燃烧量极为可疑, 因为这些值通常是估算的, 并未基于实际测量。另外, 这些值通常为汇总值, 只报告为喷焰燃烧量。应当与工业代表来评审工业各部分的运行作法, 以确定报告的量是否为实际泄放或喷焰燃烧量, 或制订泄放与喷焰燃烧的适当分配比例。还应对工业各部分进行审计或评审, 以确定所有泄放和喷焰燃烧的量是否据实报告 (如, 源自存储罐和处理器的溶解气排放量、紧急喷焰燃烧/泄放的量、泄露进泄放/喷焰燃烧系统的量、突然爆裂和清洗的量, 可能不一定计算在内)。
- 与生产统计数据相比, 基础设施数据更难获取。关于主要设施的数量和类型以及这些设施中所用过程类型的信息, 通常可从监管机构和工业集团获取, 或直接得自实际公司。
- 有关较小设施 (如, 油田脱水器和油田压缩机) 的信息通常不可获取, 甚至从石油和天然气公司也不能获取。因此, 必须根据当地设计作法进行假设, 以估算这些设施的数量。这可能需要一些实地调查, 以制定适当的排放因子或相关系数。
- 许多公司使用计算机化检查-维护信息管理系统。这些系统是非常可靠的途径, 可计算所选设施中主要设备单元 (如, 压缩机单元、过程加热炉和锅炉等)。另外, 出于各种内部原因 (如, 税务会计、产量核算、保险记录、质量控制程序、安全审计、执照更新等), 一个公司里的某些部门可能保持一定类型设备或设施的数据库。应当努力确定这些潜在有用的信息来源。
- 各设施和国家的各类过程装置的构件数量可能极其不同, 因其设计和操作作法存在差异。因此, 虽然最初可能适宜使用一般文献中报告的值, 但各国应力求确定出其各自的数量。
- 在计算设施和设备构件时, 使用一致术语和明确的定义甚为关键, 以便可以将这些结果与其他结果进行任何有意义的比较。
- 某些产量统计可能以能源单位报告 (基于其发热值), 因而可能需要转换为的体积单位, 以应用可获排放因子, 反之亦然。通常, 若产量值用能源单位表示, 则其就是产品的总发热值 (或更高)。然而, 若排放因子用能源单位表示, 则其通常就是产品的净 (或更低) 发热值。为将 GCV 的能源

数据转换为 NCV，国际能源机构假设了一个差额，即石油为 5%，天然气为 10%。杂质非常多或不纯度很高的各个天然气流，可能不同于这些平均值。各排放因子和活动数据必须相互一致。

- 石油和天然气输入和出口将改变这些系统相应下游部分的活动水平。
- 相对于消耗量和出口量，进口量较低的国家，生产活动将会是石油和天然气活动中溢散排放的主要促成因素。出口量相对较高的国家，天然气传输和分配以及石油提炼将会是这些排放的主要促成因素。总之，净输入国的特定排放将低于净出口国。

#### 4.2.2.5 完整性

在编制石油和天然气工业的溢散排放清单中，完整性是一个重大的问题。这个问题的解决可通过与其他国家直接进行比较，而对于提炼清单，可通过同一工业部分和子类别的各个公司之间进行比较来解决。这需要使用一致的定义和分类方案。例如，在加拿大，上游石油工业已采用基准确定方案，即根据产量-能源强度和产量-碳强度，比较各个公司的排放清单结果。此类基准确定可使各公司能够评估其相对的环境绩效。它还会标志（在高水平处）着异常或可能的误差，应当对其予以调查研究并解决。

表 4.2.8 所列的指示因子可用于量化特定甲烷损失为低、中或高，并有助于评估其合理性。如果特定甲烷损失明显小于低基准或大于高基准，应当对此予以解释；反之，这可能分别反映了可能的遗漏或重复计算的贡献。相对于所列指示因子的特定甲烷损失的定级，不应当作为选择最适当评估方法的基础；而排放总量（即，活动数据和排放因子的乘积）、工业复杂性和可获评估资源皆应予以考虑。

如果排放清单的制定是基于各个公司级清单的汇编，则应当注意确保纳入了所有公司。可能需要适当的外推法来考虑任何未报告公司。

表 4.2.8  
所选天然气设施类型的气体损失的低、中或高分类

设施	活动数据	年度排放因子			计量单位
		低	中	高	
生产和处理	净气体产量 (即交易产量)	0.05	0.2	0.7	%净产量
传输管道系统	传输管道的长度	200	2 000	20 000	m <sup>3</sup> /km/年
压缩机站	安装的压缩机容量	6 000	20 000	100 000	m <sup>3</sup> /MW/年
地下存储	地下储存站的工作容量	0.05	0.1	0.7	%工作气容量
LNG 厂（液化或再气化）	气体流通量	0.005	0.05	0.1	%流通量
计量和调节站	站的数量	1 000	5 000	50 000	m <sup>3</sup> /站/年
分配	分配网长度	100	1 000	10 000	m <sup>3</sup> /km/年
气体使用	气体应用的数量	2	5	20	m <sup>3</sup> /应用/年

资料来源：由作者改编自国际气体联盟目前未发表的著作，基于包括俄罗斯和阿尔及利亚在内的 12 个国家的数据。

若一年当中进行了全国性汇总，则较小的各个来源通常可能是重要的总量贡献者。因此，*优良作法*是不要忽视它们。一旦进行了彻底的评估，便有依据可简化方法，将来更佳分配资源以最大程度降低结果中不确定性。

如果一个国家根据各个石油和天然气公司报告的估算集合，已估算了其源自部分或全部石油和天然气系统的溢散排放，则*优良作法*是记录所采取的步骤，以确保这些结果是完整、透明并在整个时间序列中是一致的。为计算未报告公司或设施所作的纠正、为避免遗漏或重复计算（尤其是所有权改变时）和评估不确定性所采取的措施，皆应当予以说明。

#### 4.2.2.6 建立一致的时间序列

理想情况下，对基年及其随后年份要采用相同的方法进行排放估算。目的在于使整个时间序列的排放估算反映温室气体排放的真实趋势。随时间推移而改变的（如，由于来源数量或控制技术渗透的变化）排放或控制因子，应当定期更新，并且每一次只应用于这些因子有效的时期。例如，如果排放控制设备随来源改进，则一新的排放因子此后就应用于该来源；但是，在改进之前，先前应用的反映条件的排放因子，应当继续用于时间序列的所有前些年份。如果排放因子已通过进一步测试被完善，现在已反映了对来源或源类别更好的理解，那么先前所有的估算皆应更新，以反映改善因子的使用，并以透明的方式予以报告。

如果某些历史数据缺失，仍然可能采用特定源测量结果与倒推技术结合，来推算准年排放和活动数据之间合理关系。这一推算方法将取决于具体情形，其论述见《2006年指南》第1卷第5章“一般术语”。

如果排放估算是根据各个公司的估算集合制定的，则需要做出更大努力来保持时间序列的一致性，尤其当常用设施的物主身份改变、各个新物主应用不同方法和排放因子而没有将这些变化反馈到时间序列中，更需如此。

#### 4.2.2.7 不确定性评估

可能产生误差的来源包括如下：

- 测量误差或；
- 外推误差；
- 所选排放技术的内在不确定性；
- 关于来源数量和活动数据的信息缺失或不完整；
- 对来源的临时变化和季节性变化不甚了解；
- 由于类别划分和来源定义的混淆或不一致性引起的计算过高或过低；
- 活动数据或排放因子的误用；
- 所报告活动数据的误差；
- 中间传递运作和再处理活动缺失的计算（如，废油再处理、接收外国石油的处理、气体流重复脱水：油田里、工厂中，接着存储）；
- 各控制设备效率之间的差异、其性能随时间的潜在衰退和控制措施计算的缺失。

关于排放因子和活动数据不确定性评估的指南，在以下各小节中论述。

##### 4.2.2.7.1 排放因子不确定性

排放因子中的不确定性将取决于：其所依据测量的准确性以及这些结果反映目标源数量平均特性的程度。因此，根据一个国家测量的数据制定的排放因子，若这些因子在该国应用，就可能有一组不确定性；若将其同样应用在另一不同的国家，就可能有一组不确定性。因此，尽管很难确定一组始终适用的不确定性，但已为表 4.2.4 和 4.2.5 提供的缺省值提供了一组为缺省因子。这些不确定性是根据专家判断估算的，反映了相应排放因子用于确定国家级排放估算时可能预期的不确定性水平。使用所列因子估算各个设施或来源，预期可能会造成较大的不确定性。

#### 4.2.2.7.2 活动数据的不确定性

本节引用的百分比基于专家判断，旨在接近于中心估算 95%的置信区间。气体构成通常精确到各个成分的 $\pm 5\%$ 以内。对于销售量，流速通常的误差为 $\pm 3\%$ 或更低，而对于其他量为 $\pm 15\%$ 或更高。尽管根据的是相同的原始测量结果，但不同报告机构之间的生产统计或处置分析<sup>2</sup>可能不一致（如，由于术语中可能的差异、汇总这些数据时的潜在误差）。这些不一致性可以用来表示数据中的不确定性。如果原始测量结果中有任何内在偏差（如，销售计量器通常设计得产生误差以惠益消费者，而液体处理系统由于蒸发损失而出现负偏差），就会存在其他不确定性。如果对整个工业进行了汇总，则随机测量和计算误差可假设为忽略不计。

通常已知主要设施计数（如，煤气厂、提炼厂和传输压缩机站）的误差很小（如，小于 5%）。如果这些计数中有误差，这通常归咎于该时期内有关新建设施和退役旧设施数量的一些不确定性。

井场设施、次要油田装置和气体收集压缩机站的总数，以及各场点设备的类型和数量，即使知道，也会很不精确（如，至少 $\pm 25\%$ 的不确定性或更大）。

各个控制行动减少排放量的估算可能精确几个百分点至 $\pm 25\%$ ，取决于所考虑的子系统或来源的数量。

### 4.2.3 清单质量保证/质量控制(QA/QC)

优良作法是，按照《2006年 IPCC 指南》第1卷第6章“方法1一般清单水平的QC程序”所述和对排放估算的专家评审意见，进行质量控制核查。也可以采用《2006年 IPCC 指南》第1卷第5章介绍的附加质量控制核查和质量保证程序，尤其是运用较高级方法来确定源自此源类别的排放之时。对于《2006年 IPCC 指南》第1卷第4章确定的关键类别，鼓励清单编制者采用较高级别的QA/QC。

除了《2006年 IPCC 指南》除第1卷第6章的指南之外，与此源类别相关的具体程序概述如下。

#### 工业参与

大型综合石油和天然气工业的排放清单，由于来源缺失或未计算将会产生重大误差。为尽量减少此类误差，至关重要的是要使工业积极参与编制和完善这些清单。

#### 评审直接排放测量

如果直接测量用于制定特定国家排放因子，则清单编制者应当确定是否根据认可的标准方法在各场所进行了测量。如果测量作法达不到该标准，那么应当认真评估这些排放量数据的用途，重新考虑估算，并记载其合格性。

#### 排放因子检查

清单编制者应当将基于测量的因子与 IPCC 缺省因子以及具有类似工业特征的其他国家制定的因子进行比较。如果使用了 IPCC 缺省因子，清单编制者应当确保这些因子是适用的，并与类别相关。如果可能，IPCC 缺省因子应当与国家或地方性数据进行比较，以进一步表明因子是适用的。

#### 活动数据核查

可能需要此源类别的若干不同类型的活动数据，这取决于估算排放所用的方法。如果活动数据获自多个来源（即，取自国家统计和工业组织），则应当相互核查这些数据集，来评估其合理性。重大差异应当予以解释并归档成文。应当核查主要排放驱动因素和活动数据的长期趋势，并调查任何异常。

#### 外部评审

大型综合石油和天然气工业的排放清单，将易产生重大误差，由于来源的缺失或未计算，或取自数据来源的平均排放因子的定制化，仅表示与应用这些排放因子的国家运行特性不同的另一个国家或地区的估算。为尽量减少此类误差，至关重要的是要使工业积极参与编制和完善这些清单。

<sup>2</sup> 处置分析对从井口或接收点直到最终销售点或输出点的生产的碳氢化合物提供了协调的计算。典型的处置类别包括喷焰燃烧量/泄放量、燃料用途、系统损失、清单/存储、进口、出口等的增添/去除量。

## 4.2.4 报告和归档

优良作法是按照《2006 年指南》第 1 卷第 8 章的概述，记录和归档为编制国家排放清单估算所需的所有信息。

将所有支持性记录纳入清单报告可能是不切实际的。然而，至少，清单报告应包括所用方法的汇总以及源数据的参照，以使报告的排放估算保持透明，并使计算步骤具有可追溯性。预期许多国家将使用各方法的组合，来评估其石油和天然气系统不同部分产生的溢散温室气体排放量。

具体的选择应当反映不同子类别的相对重要性，以及支持相应的计算所需数据和来源的可获性。

表 4.2.9 是一个含有一些抽样数据项的取样模板，它可用于方便汇总所用的方法、排放因子的来源和活动数据的来源。

因为排放因子和估算程序持续得到改善和完美，即使实际排放无任何实际变化，报告的排放也可能是变化的。因此，各清单重复计算之间的结果中任何变化的依据，皆应当论述清楚，还应强调主要归咎于各方法和因子变化的依据。

机密的商业信息问题将因区域而异，这取决于市场中商行的数量和商业的性质。经由石油和天然气工业下游的处理中，此问题的重要性趋于增加。如果确实出现此类问题，解决它的常用方法是采用声望卓越的独立第三方来汇总数据。

以上报告和记录指南可应用于所有方法的选择。如果使用的是方法 3，至关重要的是要确保所用的程序在清单报告中有详细论述，或确保引用了这些程序的可获参考资料，因为《IPCC 指南》未描述石油和天然气部门标准的方法 3。有很多可能归类为方法 3，相应地，也有很多可能归类为结果中的不确定性量。如果可以获取，应当报告概要性能和活动指标，以帮助展示这些结果（如，总的生产水平和运输距离、净输入和出口、特定能源、碳和排放强度）。报告的排放结果还应当包括表明排放、活动数据和排放强度（即，每单位活动指标的平均排放量）长期变化的趋势分析。这些结果的预期不确定性应当予以说明，最大不确定性的范围也应当清晰标明。这对合理解释这些结果以及任何声称净减少是至为关键。

目前的趋势是，由一些政府机构和工业协会制定详细的方法手册以及工业特定部分和各子类别的报告格式。这可能是维护、记录和散布主题信息最适用手段。然而，所有此类举措必须符合《IPCC 指南》制定的通用框架，以使排放结果可在各国间进行比较。

表 4.2.9  
汇总所用方法的格式以及源自石油和天然气系统估算排放的基础（显示取样项）

IPCC 代码	部门 名称	亚类	源类别	方法	活动数据			排放因子			
					类型	基础	年	依据/参考			日期 更新的国家特定值
								CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	
1.B2	石油和天然气										
1.B2.a	石油										
1.B2.a.i	泄放										
1.B2.a.ii	喷焰燃烧										
1.B2.a.iii	所有其他										
1.B2.a.iii.1	勘探										
1.B2.a.iii.2	生产和提纯										
1.B2.a.iii.3	运输										
1.B2.a.iii.4	精炼										
1.B2.a.iii.5	石油产品的分配										
1.B2.a.iii.6	其它										
1.B2.b	天然气										
1.B2.b.i	泄放										

表 4.2.9 (续)  
汇总所用方法的格式以及源自石油和天然气系统估算排放的基础 (显示取样项)

IPCC 代码	部门 名称	亚类	源类别	方法	活动数据			排放因子			
					类型	基础	年	依据/参考			日期 更新的国家特定值
								CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	
1.B.2.b.ii	喷焰燃烧										
1.B.2.b.iii	所有其他										
1.B.2.b.iii.1	勘探										
1.B.2.b.iii.2	生产	井维修	所有	方法 1	现采井 的数量	国家统计	2005	D	D	D	---
		气体生产	设备泄漏	方法 1	流通量	国家统计	2005	EFDB	EFDB	EFDB	---
1.B.2.b.iii.3	处理	所有	设备泄漏	方法 1	流通量	国家统计	2005	D	EFDB	EFDB	---
1.B.2.b.iii.4	传输和存储	气体传输	设备泄漏	方法 2	设施数 量	工业调查	2005	CS	CS	---	2005
1.B.2.b.iii.5	分配										
1.B.2.b.iii.6	其它										
1.B.3	源自能源生产的其他排放										
AP	- API 概略										
D	- IPCC 缺省排放因子										
CS	- 特定国家排放因子										
EFDB	- IPCC 排放因子数据库										

## 参考文献：采煤

- BCTRSE (1992). Quantification of methane emissions from British coal mine sources', prepared by British Coal Technical Services and Research Executive for the Working Group on Methane Emissions, The Watt Committee on Energy, UK.
- Bibler C.J. et al (1992). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Czechoslovakia'. EPA/430/R-92/1008. *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington, DC, USA.*
- Franklin, P., Scheehle, E., Collings R.C., Cote M.M. and Pilcher R.C. (2004). White Paper: 'Proposed methodology for estimating emission inventories from abandoned coal mines'. *USEPA, Prepared for 2006 IPCC Greenhouse Gas Inventories Guidelines Fourth Authors Experts Meeting. Energy : Methane Emissions for Coal Mining and Handling, Arusha, Tanzania*
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (1997). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Paris: Intergovernmental Panel on Climate Change; J. T. Houghton, L.G. Meiro Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell, eds.; Cambridge University Press, Cambridge, U.K.
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (2000). 'IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories' UNDP 和 WMO.
- Kershaw S, (2005). Development of a methodology for estimating emissions of methane from abandoned coal mines in the UK, White Young Green for the Department for the Environment, Food and Rural Affairs.
- Lama RD (1992). Methane gas emissions from coal mining in Australia: estimates and control Strategies' in *Proceedings of the IEA/OECD Conference on Coal, the Environment and Development: Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions, IEA/OECD, Paris, France, pp. 255-266.*
- Murtha, James A., (2002). Sums and products of distributions: Rules of thumb and applications', *Society of Petroleum Engineers, Paper 77422.*
- Mutmansky, J.M., and Y. Wang, (2000). Analysis of potential errors in determination of coal mine annual methane emissions, *Mineral Resources Engineering, 9, 2, pp. 465-474.*
- Pilcher R.C. et al (1991). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Poland'. EPA/400/1-91/032, US Environmental Protection Agency, Washington, DC, USA.
- US EPA (1993a). Anthropogenic methane emissions in the United States: estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington DC, USA.*
- US EPA (1993b). Global anthropogenic methane emissions; estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Policy, Planning and Evaluation. Washington, DC, USA.*
- Williams, D.J. and Saghafi, A. (1993). Methane emission from coal mining – a perspective'. *Coal J.*, **41**, 37-42.
- Zimmermeyer G. (1989). 'Methane emissions and hard coal mining', gluckaufhaus, Essen, Germany, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, personal communication.

## 参考文献：油和气

- American Petroleum Institute. 2004. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. Washington, DC.
- Canadian Association of Petroleum Producers (1999). CH<sub>4</sub> and VOC Emissions From The Canadian Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 4. Calgary, AB.
- Canadian Association of Petroleum Producers (2004). A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H<sub>2</sub>S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 5. Calgary, AB.
- Canadian Petroleum Products Institute (CPPI) and Environment Canada (1991), Atmospheric Emissions from Canadian Petroleum Refineries and the Associated Gasoline Distribution System for 1988. CPPI Report No. 91-7. Prepared by B.H Levelton and Associates Ltd. and RTM Engineering Ltd.
- Gas Research Institute and US Environmental Protection Agency (1996). Methane Emissions from the Natural gas Industry. Volumes 1 to 15. Chicago, IL.
- IPIECA (2003). "Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions." International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London, UK.(December 2003)



---

Joint EMEP/CORINAIR (1996), Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Volume 1, 2.

Mohaghegh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002.

SFT/SN 2000b: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants. Statistics Norway/Norwegian Pollution Control Authority. SN report 2000/1

US EPA (1995), Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Vol. I: Stationary Point and Area Sources, 5th Edition, AP-42; US Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, North Carolina, USA.

US EPA (1999). Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry. EPA Report No. EPA-600/R-99-010, p. 158, prepared by Radian International LLC for United States Environmental Protection Agency, Office of Research and Development.