



中华人民共和国国家标准

GB/T 32151.XX—XXXX

碳排放核算与报告要求 第 XX 部分：石油天然气生产企业

Requirements of the carbon emissions accounting and reporting—

—Part XX: Oil and gas production enterprise

点击此处添加与国际标准一致性程度的标识

（征求意见稿）

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目次

前 言 I

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 2

4 核算边界 5

 4.1 概述 5

 4.2 核算和报告范围 6

5 计量要求 7

 5.1 参数识别 7

 5.2 化石燃料消耗量计量要求 9

 5.3 火炬排放计量要求 9

 5.4 工艺放空排放计量要求 9

 5.5 甲烷回收利用量计量要求 10

 5.6 二氧化碳回收利用量计量要求 10

 5.7 二氧化碳地质封存量计量要求 10

 5.8 购入和输出电力和热力计量要求 10

 5.9 计量监测管理要求 11

6 核算步骤与核算方法 11

 6.1 核算步骤 12

 6.2 核算方法 12

7 数据质量管理 26

8 报告内容和格式 26

 8.1 概述 26

 8.2 报告主体基本信息 26

 8.3 碳排放量 27

 8.4 活动数据及其来源 27

 8.5 排放因子及其来源 27

附 录 A （资料性） 石油天然气生产企业碳排放核算边界示意图 28

附 录 B （资料性） 报告格式模板 29

附 录 C （资料性） 相关参数缺省值 39

附 录 D （资料性） 数据质量控制计划模板 44

前 言

本文件按照GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规则起草。
本文件为GB/T 32151《温室气体排放核算与报告要求》的第XX部分。GB/T 32151已发布了以下部分：

- 第1部分：发电企业；
- 第2部分：电网企业；
- 第3部分：镁冶炼企业；
- 第4部分：铝冶炼企业；
- 第5部分：钢铁生产企业；
- 第6部分：民用航空企业；
- 第7部分：平板玻璃生产企业；
- 第8部分：水泥生产企业；
- 第9部分：陶瓷生产企业；
- 第10部分：化工生产企业；
- 第11部分：煤炭生产企业；
- 第12部分：纺织服装企业。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由 提出。

本文件由 归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

碳排放核算与报告要求 第XX部分：石油天然气生产企业

1 范围

本文件规定了石油、天然气生产企业碳排放量的核算和报告相关的术语和定义、核算边界、计量要求、核算步骤与核算方法、数据质量管理、报告内容和格式等内容。

本文件定义了碳排放的术语。按照通常惯例，文件中使用“碳”这个词来指代温室气体，包括二氧化碳（CO₂）、甲烷（CH₄）。

本文件适用于石油、天然气生产企业碳排放量的核算和报告，以常规石油或天然气勘探开发、开采、处理、长输储运活动为主营业务的企业可按照本文件提供的方法核算碳排放量，并编制企业碳排放报告。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 213 煤的发热量测定方法
- GB/T 384 石油产品热值测定法
- GB 474 煤样的制备方法
- GB/T 476 煤中碳和氢的测定方法
- GB/T 6052 工业液体二氧化碳
- GB/T 6422 用能设备能量测试导则
- GB/T 8984 气体中一氧化碳、二氧化碳和碳氢化合物的测定（气相色谱法）
- GB/T 9109.2 石油和液体石油产品动态计量 第2部分：流量计安装技术要求
- GB/T 10410 人工煤气和液化石油气常量组分气相色谱分析法
- GB/T 11062 天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法
- GB/T 12206 城镇燃气热值和相对密度测定方法
- GB/T 12208 人工煤气组分与杂质含量测定方法
- GB/T 13610 天然气的组成分析（气相色谱法）
- GB/T 15316 节能监测技术通则
- GB 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则
- GB/T 17286 液态烃动态测量体积计量流量计检定系统
- GB/T 22723 天然气能量的测定
- GB/T 23111 非自动衡器
- GB/T 23938 高纯二氧化碳
- GBT 30733 煤中碳氢氮的测定（仪器法）
- GB/T 32150—2015 工业企业温室气体排放核算与报告通则
- GB/T 32201 气体流量计
- GB/T 34050 智能温度仪表通用技术条件
- GB/T 36411 智能压力仪表通用技术条件
- SH/T 0656 石油产品及润滑剂中碳、氢、氮测定法（元素分析法）

3 术语和定义

GB/T 32150—2015 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。为了方便使用，以下重复列出了 GB/T 32150 中的某些术语和定义。

3.1

衡器 weighing instrument

通过作用于物体上的重力来测定该物体质量的计量器具。

[来源：GB/T 23111—2008，T.1.1]

3.2

非自动衡器 non-automatic weighing instrument

在称量过程中需要操作者的干预，以确定称量结果是否可接受的衡器。

[来源：GB/T 23111—2008，T.1.2]

3.3

连续累计自动衡器（皮带秤） continuous totalizing automatic weighing instrument (belt weigher)

无需中断输送带的运动，而对输送带上的散状物料进行连续称量的自动衡器。

[来源：GB/T 7721—2017，3.1.3]

3.4

液体流量计 liquid meter

用于测量、存储和显示通过流量传感器的液体量的仪表。

3.5

气体流量计 gas meter

用于测量、存储和显示通过流量传感器的气体量的仪表。

[来源：GB/T 32201—2015，3.1.1]

3.6

温室气体 greenhouse gas

大气层中自然存在的和由于人类活动产生的能够吸收和散发由地球表面、大气层和云层所产生的、波长在红外光谱内的辐射的气态成份。

[来源：GB/T 32150-2015，3.1，有修改]

3.7

碳排放 carbon emission

在特定时段内释放到大气中的温室气体总量（以质量单位计算）。

3.8

报告主体 reporting entity

具有碳排放行为的法人企业或视同法人的独立核算单位。

[来源：GB/T 32150-2015，3.2]

3.9

石油天然气生产企业 oil and gas production enterprise

在陆上、海上从事石油和/或天然气勘探开发、开采、处理、长输储运等活动的法人企业或独立核算单位。

注：包括石油和天然气勘探、钻井、试油（气）、井下作业、采油（气）、油气集输、油气处理、长输储运等作业或过程，但不包括油砂、油页岩、页岩气、煤层气、天然气水合物等非常规油气的勘探开发活动。

3.10

油气勘探开发 oil and gas exploration and field development

为了识别勘探区域，探明油气储量而进行的地质调查、地球物理勘探、钻探及地面建设活动。

3.11

油气开采 oil and gas production

对油藏或气藏中的原油、天然气通过油井或气井采到地面的整套工艺技术，包括井下作业、采油、采气及矿场集输等。

3.12

油气处理 oil and gas treatment

油气分离、原油稳定处理以及从石油或天然气中脱除杂质、水分、酸性气体等净化过程。

3.13

长输储运 oil and gas storage and transportation

石油天然气的长距离管道输送与储存，包括海底管道、地下储气库、液化天然气进/出口站接受液化天然气、存储液化天然气、再次气化液化天然气以及把再次气化的天然气运到天然气传送或配送设施的过程。

3.14

化石燃料燃烧排放 fossil fuel combustion emission

化石燃料在氧化燃烧过程中产生的碳排放。

[来源：GB/T 32150-2015，3.7，有修改]

3.15

火炬系统排放 **flaring emission**

出于安全、环保等目的将石油天然气生产各个业务环节的可燃废气在排放前通过火炬或废气燃烧系统进行焚烧处理而产生的碳排放。

3.16

工艺放空排放 **venting emission**

石油天然气生产各业务环节出于工艺条件变化调节或安全等因素通过工艺装置泄放口或安全阀门人为或设备自动释放到大气中的甲烷或二氧化碳气体。

3.17

逸散排放 **fugitive emission**

石油天然气生产各业务环节由于设备/组件泄漏引起的无组织甲烷排放，包括未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏。

3.18

甲烷回收利用 **methane recycle**

报告主体对油田伴生气、工艺放空或逸散天然气进行回收利用从而免于排放到大气中的甲烷。

3.19

二氧化碳回收利用 **carbon dioxide recycle**

由报告主体产生的、但又被回收作为生产原料自用或作为二氧化碳产品外供给其它单位从而在报告主体核算边界内免于排放到大气中的二氧化碳。

3.20

二氧化碳地质封存 **carbon dioxide geological storage**

报告主体将捕集到的二氧化碳注入到满足特定地质条件的地下深部储层进行永久封存从而免于排放到大气中的二氧化碳。

注：适合作二氧化碳地质封存的地质条件包括旧油气田、难开采煤层、深层地下水层等，地质构造必须满足盖层、储集层和圈闭构造等特性，方可实现安全有效封存。

3.21

购入的电力、热力产生的排放 **emission from purchased electricity and heat**

企业消费的购入电力、热力所对应的电力、热力生产环节产生的二氧化碳排放。

注：热力包括蒸汽、热水等。

[来源：GB/T 32150-2015，3.9]

3.22

输出的电力、热力产生的排放 **emission from exported electricity and heat**

企业输出的电力、热力所对应的电力、热力生产环节产生的二氧化碳排放。

[来源：GB/T 32150-2015，3.10]

3.23

活动数据 **activity data**

导致碳排放的生产或消费活动量的表征值。

[来源：GB/T 32150-2015，3.12，有修改]

3.24

排放因子 **emission factor**

表征单位生产或消费活动量的碳排放的系数。

[来源：GB/T 32150-2015，3.13，有修改]

3.25

碳氧化率 **carbon oxidation rate**

燃料中的碳在燃烧过程中被完全氧化的百分比。

[来源：GB/T 32150-2015，3.14]

3.26

全球变暖潜势 **global warming potential (GWP)**

将单位质量的某种温室气体在给定时间段内辐射强迫的影响与等量二氧化碳辐射强迫影响相关联的系数。

3.27

二氧化碳当量 **carbon dioxide equivalent (CO₂e)**

在辐射强迫上与某种温室气体质量相当的二氧化碳的量。

注：二氧化碳当量等于给定温室气体的质量乘以它的全球变暖潜势值。

[来源：GB/T 32150-2015，3.16，有修改]

4 核算边界

4.1 概述

报告主体应以企业法人或视同法人的独立核算单位为边界，核算和报告其生产系统产生的碳排放。生产系统包括主要生产系统、辅助生产系统、以及直接为生产服务的附属生产系统，其中辅助生产系统包括动力、供电、供水、化验、机修、库房、运输等，附属生产系统包括生产指挥系统（厂部）和厂区内为生产服务的部门和单位（如职工食堂、车间浴室、保健站等）。如果报告主体涉及使用绿色电力，不应直接扣减，宜单独进行报告。

石油天然气生产企业应根据所从事的业务类型和业务范围，核算和报告各业务环节下化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、火炬系统产生的二氧化碳和甲烷排放、工艺放空引起的二氧化碳和甲烷排放、设备/组件泄漏引起的甲烷逸散排放、甲烷回收利用率、二氧化碳回收利用率、二氧化碳地质封存量、购入的电力及热力产生的排放、输出的电力及热力产生的排放。核算边界图参见附录A。

如果报告主体除石油天然气生产外还存在其他产品生产活动，并存在本文件未涵盖的碳排放环节，则还需参考其他相关行业的碳排放核算与报告要求，一并进行核算并汇总报告。报告格式参见附录B。

4.2 核算和报告范围

4.2.1 化石燃料燃烧排放

石油天然气生产企业核算边界内固态、液态、气态化石燃料用于动力或热力供应目的在各种类型的固定燃烧设备以及移动燃烧设备内氧化燃烧产生的二氧化碳排放。

4.2.2 火炬系统排放

石油天然气生产企业将各生产活动中产生的可燃废气输送到火炬系统或废气燃烧系统中进行焚烧处理产生的甲烷和二氧化碳排放。

4.2.3 工艺放空排放

石油天然气生产各业务环节出于工艺条件变化调节或安全等因素通过工艺装置泄放口或安全阀门人为或设备自动释放到大气中的甲烷或二氧化碳气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、尾气释放等。

4.2.4 逸散排放

石油天然气生产各业务环节由于设备/组件泄漏引起的无组织甲烷排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏。

4.2.5 甲烷回收利用

石油天然气生产企业通过节能减排技术从工艺放空、逸散天然气或其他排放源中回收的甲烷量，可从报告主体的总排放量中予以扣除。

4.2.6 二氧化碳回收利用

石油天然气生产企业从化石燃料燃烧、工艺放空或其他排放源中回收的二氧化碳量，可从报告主体的总排放量中予以扣除。

4.2.7 二氧化碳地质封存

石油天然气生产企业注入到地下深部储层实现安全有效封存的二氧化碳量，可从报告主体的总排放量中予以扣除。地质封存包括把CO₂注入到油田、气田或地下煤层以提高石油采收率（EOR），或天然气采收率（EGR）或煤层气采收率（ECBM）。

4.2.8 购入的电力、热力产生的排放

石油天然气生产企业消费的购入电力、热力（蒸汽、热水）所对应的生产环节产生的二氧化碳排放。

4.2.9 输出的电力、热力产生的排放

石油天然气生产企业输出的电力、热力（蒸汽、热水）所对应的生产环节产生的二氧化碳排放。

5 计量要求

5.1 参数识别

石油天然气生产企业碳排放计量参数的类型见表1。

表1 石油天然气生产企业碳排放计量参数识别

排放源名称	具体的排放源	计量参数类型	计量方法
化石燃料燃烧	煤炭、柴油、重油、煤气、天然气、液化石油气等化石燃料燃烧排放	化石燃料消耗量	衡器、液体流量计、气体流量计
		低位发热量或收到基元素碳含量	检测报告
火炬系统排放	正常工况火炬气燃烧排放	火炬气流量	气体流量计
	非正常工况火炬气燃烧排放	气体组分	检测报告、化学计算
		火炬气流量	气体流量计
工艺放空和逸散排放	油气勘探业务试气作业工艺放空排放	无阻放空流量	气体流量计
		作业时数	计时器
		甲烷浓度	检测报告、化学计算
	油气开采业务工艺放空排放	设施数量	统计记录
		排放因子	样本检测报告
	油气开采业务逸散放空排放	设施数量	统计记录
		排放因子	样本检测报告
	天然气处理业务工艺放空甲烷排	天然气处理量	气体流量计

排放源名称	具体的排放源	计量参数类型	计量方法
	放	处理过程甲烷排放因子	样本检测报告
	天然气脱硫脱碳过程二氧化碳排放	进入设备的气体量	气体流量计
		流出设备的气体量	气体流量计
		进气口、出气口二氧化碳浓度	气体分析仪
	硫磺回收装置尾气加氢过程二氧化碳排放	原料投入量	气体流量计
		原料含碳量	检测报告、化学计算
	油气处理业务甲烷逸散排放	天然气处理量	气体流量计
		甲烷逸散排放因子	样本检测报告
	天然气长输储运业务工艺放空排放	天然气输送设施数量	统计记录
		天然气输送设施工艺放空排放因子	样本检测报告
	油气长输业务甲烷逸散排放	原油输送量	液体流量计
		原油长输储运的甲烷逸散排放因子	样本检测报告
		天然气输送设施数量	统计记录
		分设施甲烷逸散因子	样本检测报告
甲烷回收利用	甲烷回收利用量	甲烷回收利用体积	气体流量计
		甲烷纯度	浓度检测计量仪
二氧化碳回收利用	二氧化碳回收利用量	液态二氧化碳回收利用量、气体二氧化碳回收利用量	流量计
		二氧化碳纯度	浓度检测计量仪器
二氧化碳地质封存	二氧化碳地质封存量	注入地层的二氧化碳体积、 外购的注入地层的二氧化碳体积	气体流量计
		注入气体的二氧化碳浓度 外购	浓度检测计量仪器
购入和输出的电力及热力产生的排放	购入和输出的电力产生的排放	购入和输出电量	电表
	购入和输出的热力产生的排放	购入和输出蒸汽量、蒸汽	流量仪表、温度

排放源名称	具体的排放源	计量参数类型	计量方法
		温度、蒸汽压力	仪表、压力仪表
		购入和输出热水量、热水温度	流量仪表、温度仪表
		购入和输出导热油量、导热油温度	流量仪表、温度仪表

5.2 化石燃料消耗量计量要求

石油天然气生产企业在生产过程消耗的化石燃料包括煤炭、柴油、重油、煤气、天然气、液化石油气等。化石燃料消耗量的计量要求见表 2。

表2 化石燃料消耗量计量要求

燃料类型	计量器具	准确度等级	计量设备溯源方式	溯源频次	计量频次	记录频次	安装位置
固态燃料	非自动衡器	0.1	检定	1 次/12 个月	每批	每批	-
	连续累计自动衡器（皮带秤）	0.5	检定	1 次/12 个月	连续	每月	安装在进燃炉燃烧前
液态燃料	液体流量计	成品油：0.5 重油、渣油：1.0	检定/校准	1 次/12 个月	每批	每批	安装在储油罐与燃炉之间
气态燃料	气体流量计	2.0	检定/校准	1 次/12 个月	连续	每月	安装于储气罐与燃炉之间

5.3 火炬排放计量要求

5.3.1 火炬气流量及组分的计量要求

火炬气流量的计量器具要求应符合GB/T 32201， 具体要求见表3。

表3 火炬气流量计量及组分检测要求

计量类别	计量器具	准确度等级	计量设备溯源方式	溯源频次	计量频次	记录/采样频次
火炬气流量	气体流量计	2.0	检定/校准	1 次/21 个月	连续	每天
	气相色谱仪	2.0	检定/校准	1 次/12 个月	每季度	每周

5.4 工艺放空排放计量要求

5.4.1 油气生产工艺放空和逸散排放计量要求

油气生产企业的工艺放空排放主要基于单位设施数量或单位产量/处理量乘排放因子法，设施数量或产品产量需要基于统计数据或台账记录，排放因子可基于报告主体开展的典型样本检测报告，样本取样和检测方法应符合相关标准。

5.5 甲烷回收利用量计量要求

甲烷回收利用量的计量器具要求应符合GB/T 32201，具体要求见表4。

表4 甲烷回收利用量计量要求

计量类别	计量器具	准确度等级	计量设备 溯源方式	溯源 频次	计量 频次	记录 频次	安装位置
甲烷回收 量	气体流量 计	2.0	检定/校准	1次/12个月	连续	每天	安装于收集 装置与储气 罐之间
	浓度检测 计量仪器	2.0	检定/校准	1次/12个月	连续	每天	安装于收集 装置与储气 罐之间

5.6 二氧化碳回收利用量计量要求

二氧化碳回收利用量的计量器具要求应符合GB/T 32201，具体要求参考表4。

5.7 二氧化碳地质封存量计量要求

二氧化碳回收地质封存量的计量器具要求应符合GB/T 32201，具体要求参考表4。

5.8 购入和输出电力和热力计量要求

5.8.1 购入和输出电力的计量要求

不同类型的电表计量要求见表5。

表5 电表计量监测要求

电能表	准确度等级	计量设备 溯源方式	溯源 频次	计量/监测 频次	记录 频次	安装位置
I类	0.5S	检定/校准	1次/6个月	连续	每月	-
II类	0.5	检定/校准	1次/12个月	连续	每月	-
III类	1.0	检定/校准	1次/24个月	连续	每月	
IV类	2.0	检定/校准	/	连续	每月	
V类	2.0	检定/校准	/	连续	每月	

5.8.2 购入和输出热力的计量要求

报告主体应按GB/T 17167的要求配备相应的热力学表，蒸汽、热水的流量仪表监测要求应符合GB/T 32201的要求；导热油流量仪表的安装应符合GB/T 9109.2 要求，安装于到输入和输出处，应按GB/T 17286进行检定或校准；温度仪表监测要求应符合GB/T 34050标准；压力仪表监测要求应符合GB/T 36411标准。热力的计量监测要求见表6。

表6 热力计量监测要求

分类	准确度等级	计量设备 溯源方式	溯源 频次	计量/监测 频次	记录 频次	安装 位置
蒸汽	流量仪表：2.5 温度仪表：1.0 压力仪表：1.0	检定/校准	1次/12个月	连续	每月	输入与输出处
热水	流量仪表：2.5 温度仪表：1.0	检定/校准	1次/12个月	连续	每月	输入与输出处
导热油	流量仪表：2.5 温度仪表：1.0	检定/校准	1次/12个月	连续	每月	输入与输出处

5.9 计量监测管理要求

- 报告主体应加强计量监测管理工作，包括但不限于：
- a) 企业应设立专人负责能源计量器具的管理，负责能源计量器具的配备、使用、检定（校准）、维修及报废等管理工作；
 - b) 企业能源计量管理人员应通过有关部门的培训考核，持证上岗；并建立和保存能源计量管理人员的技术档案；
 - c) 能源计量器具的检定、校准及维修人员，应具有相应的资质；
 - d) 企业应建立计量器具一览表。表中应列出计量器具的名称、规格型号、准确度等级、生产厂家、出厂标号、本单位管理编号、安装使用地点、状态（指合格、准用、停用等）；
 - e) 用能设备的设计、安装和安装应符合GB/T 6422、GB/T 15316中关于用能设备的能源监测要求；
 - f) 企业应建立计量器具档案，包括但不限于：
 - 计量器具使用说明书；
 - 计量器具出厂合格证；
 - 计量器具最近两个连续周期的检定（测试、校准）证书；
 - 计量器具维修记录；
 - 计量器具其他相关信息。
 - g) 企业的计量器具，凡属于自行校准且自行规定校准间隔的，应有现行有效的受控文件作为依据；
 - h) 计量器具应定期检定（校准）。凡经检定（校准）不符合要求或超过检定周期的计量器具不应使用。属于强制检定的计量器具，其检定周期应遵守有关计量法律法规的规定；
 - i) 在用的计量器具应在明显位置粘贴与计量器具一览表编号对应的标签，以备查验和管理。

6 核算步骤与核算方法

6.1 核算步骤

报告主体进行碳排放核算与报告的工作流程包括以下步骤：

- 确定核算边界，识别碳排放源；
- 制定监测计划；
- 收集活动数据，选择和获取排放因子数据；
- 分别计算化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量、火炬系统产生的二氧化碳和甲烷排放量、工艺放空引起的甲烷和二氧化碳排放量、设备（或组件）泄漏引起的甲烷逸散排放量、甲烷回收利用率、二氧化碳回收利用率、二氧化碳地质封存量、企业购入和输出的电力、热力所对应的二氧化碳排放量；
- 汇总计算报告主体碳排放量。

6.2 核算方法

6.2.1 总排放量

企业的碳排放总量等于核算边界内各个业务环节的化石燃料燃烧二氧化碳排放量、火炬系统产生的二氧化碳和甲烷排放量、工艺空空的甲烷和二氧化碳排放量、设备（或组件）泄漏的甲烷逸散排放量、企业购入电力对应的二氧化碳排放量、购入热力对应的二氧化碳排放量之和，同时扣减企业甲烷回收利用率、二氧化碳回收利用率、二氧化碳地质封存量、输出电力对应的二氧化碳排放量及输出热力对应的二氧化碳排放量，按式（1）计算：

$$E = \sum_s (E_{\text{燃烧}} + E_{\text{火炬}} + E_{\text{放空}} + E_{\text{逸散}})_s - R_{\text{CH}_4\text{回收}} - R_{\text{CO}_2\text{回收}} - R_{\text{CO}_2\text{封存}} + E_{\text{购入电}} + E_{\text{购入热}} - E_{\text{输出电}} - E_{\text{输出热}} \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中：

- E — 碳排放总量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $E_{\text{燃烧}}$ — 业务活动 s 下化石燃料燃烧二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $E_{\text{火炬}}$ — 业务活动 s 下通过火炬系统产生的碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $E_{\text{放空}}$ — 业务活动 s 下工艺放空引起的碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $E_{\text{逸散}}$ — 业务活动 s 下设备/组件泄漏引起的甲烷逸散排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $R_{\text{CH}_4\text{回收}}$ — 回收且免于排放到大气中的甲烷量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $R_{\text{CO}_2\text{回收}}$ — 回收且免于排放到大气中的二氧化碳量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $R_{\text{CO}_2\text{封存}}$ — 注入到地下深部储层有效封存的二氧化碳量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $E_{\text{购入电}}$ — 购入电力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $E_{\text{购入热}}$ — 购入热力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $E_{\text{输出电}}$ — 输出电力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- $E_{\text{输出热}}$ — 输出热力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；
- S — 业务活动类型，如油气勘探开发、开采、处理、长输储运等。

不同业务活动下化石燃料燃烧排放、火炬系统排放、工艺放空排放、逸散排放的核算方法和数据获取原则相同，请分别按照 6.2.2~6.2.10 所阐述的相关方法进行核算。

6.2.2 化石燃料燃烧排放

6.2.2.1 计算公式

不同业务活动化石燃料燃烧二氧化碳排放量主要基于相应业务下各个燃烧设施（如锅炉、加热炉、焚烧炉、挖掘机、钻井机、压缩机等）分品种的化石燃料燃烧量，按式（2）计算：

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_i \sum_j \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right) \dots\dots\dots (2)$$

式中：

$E_{\text{燃烧}}$ — 同式（1）；

$AD_{i,j}$ — 企业某业务活动下燃烧设施 i 内燃烧的化石燃料品种 j （包括采出或外购天然气、伴生气、汽油、柴油等）的燃烧量，对固体或液体燃料以及炼厂干气以吨（t）为单位，对其它气体燃料以万标-立方米（ 10^4 Nm^3 ）为单位；

$CC_{i,j}$ — 设施 i 内燃烧的化石燃料 j 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳每吨燃料（tC/t）为单位，对气体燃料以吨碳每万标立方米（tC/ 10^4 Nm^3 ）为单位；

$OF_{i,j}$ — 化石燃料 j 在设施 i 中燃烧的碳氧化率，以百分数（%）表示；

$\frac{44}{12}$ — 二氧化碳与碳的相对分子质量之比；

i — 燃烧设施序号；

j — 化石燃料品种。

注：本文件中的气体标准状况是大气压力为 101.325Kpa，温度为 273.15 K（0℃）。

6.2.2.2 活动数据获取

化石燃料消耗量是指各燃烧设备分品种化石燃料实际消耗量，并应包括进入到这些燃烧设备燃烧的油田伴生气、回收甲烷气、其它可燃气等，计量应符合GB 17167的相关规定。企业应保留化石燃料消耗量的原始数据记录或在企业能源消费台账或统计报表中体现该活动数据。

6.2.2.3 排放因子数据获取

6.2.2.3.1 化石燃料含碳量

企业应根据自身监测能力和条件，选取以下合适的方法监测获取化石燃料的含碳量：

- a) 由专业机构定期检测燃料的含碳量，并遵循表 7 中的相关要求。对油田伴生气、天然气等气体燃料可根据检测到的气体组分、每种气体组分的摩尔浓度及该组分化学分子式中碳原子的数目按式（3）计算含碳量。如果某种燃料的含碳量变动范围较大，则应每月至少进行一次检测，并按月消费量加权平均作为该种燃料的含碳量。

$$CC_g = \sum_k \left(\frac{12 \times CN_k \times X_k}{22.4} \times 10 \right) \dots\dots\dots (3)$$

式中：

CC_g — 待测气体 g 的含碳量，单位为吨碳每万标立方米（tC/ 10^4 Nm^3 ）；

CN_k — 气体组分 k 化学分子式中碳原子的数目；

X_k — 待测气体每种气体组分 k 的摩尔浓度，以百分数（%）表示；
 12 — 碳的摩尔质量，单位为千克每千摩尔（kg/kmol）；
 22.4 — 标准状况下理想气体摩尔体积，单位为标立方米每千摩尔（Nm³/kmol）；
 10 — 为 tC/10⁴Nm³、kg/kmol 以及 Nm³/kmol 之间的量级转变系数；
 k — 待测气体中的各种气体组分。

表 7 企业化石燃料含碳量和低位发热量检测要求

燃料品种	检测频次	数据处理	遵循标准	
			含碳量	低位发热量
固体燃料	每批次燃料入厂时或每月至少检测一次	根据燃料入厂量或月消费量加权平均	GB 474、GB/T 476 或 GB/T 30733	GB 474、GB/T 213
液体燃料	每批次燃料入厂时或每季度至少检测一次	根据燃料入厂量或季度消费量加权平均	SH/T 0656	GB/T 384
气体燃料	每批次燃料入厂时或每半年至少检测一次	根据燃料入厂量或半年消费量加权平均	GB/T 10410、GB/T 12208、GB/T 13610	GB/T 11062、GB/T 12206、GB/T 22723

b) 由专业机构定期检测燃料的低位发热量，并按式（4）估算燃料的含碳量：

$$CC_j = NCV_j \times EF_j \dots\dots\dots (4)$$

式中：

CC_j — 化石燃料品种 j 的含碳量，对固体和液体燃料，单位为吨碳每吨（tC/t）；对气体燃料，单位为吨碳每万标立方米（tC/10⁴Nm³）；

NCV_j — 化石燃料品种 j 的低位发热量，对固体和液体燃料，单位为吉焦每吨（GJ/t）；对气体燃料，单位为吉焦每万标立方米（GJ/10⁴Nm³）；

EF_j — 化石燃料品种 j 的单位热值含碳量，单位为吨碳每吉焦（tC/GJ），参见附录 C 表 C.1；

j — 化石燃料品种。

燃料低位发热量的测定应遵循表 7 中的相关要求。但如果某种燃料热值变动范围较大，则应每月至少进行一次检测，并按月消费量加权平均作为该种燃料的低位发热量。

c) 低位发热量直接参考附录 C 表 C.1 中的缺省值，然后按式（4）估算燃料的含碳量。

6.2.2.3.2 燃料碳氧化率

燃料碳氧化率可参考附录C表C.1取缺省值。

6.2.3 火炬系统排放

火炬系统排放可分为正常工况下的火炬气燃烧排放及由于事故、开停机、设备检修等导致的非正常工况火炬气燃烧排放，两种工况产生的碳排放量之和按式（5）计算：

$$E_{\text{火炬}} = \left(E_{\text{正常火炬}_{\text{CO}_2}} + E_{\text{非正常火炬}_{\text{CO}_2}} \right) \times GWP_{\text{CO}_2} + \left(E_{\text{正常火炬}_{\text{CH}_4}} + E_{\text{非正常火炬}_{\text{CH}_4}} \right) \times GWP_{\text{CH}_4} \quad \dots\dots\dots (5)$$

式中：

$E_{\text{火炬}}$ —火炬系统产生的碳排放，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

$E_{\text{正常火炬}_{\text{CO}_2}}$ —核算和报告年度内，正常工况下火炬气燃烧产生的二氧化碳排放，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$E_{\text{正常火炬}_{\text{CH}_4}}$ —核算和报告年度内，正常工况下火炬气燃烧产生的甲烷排放，单位为吨甲烷（tCH₄）；

$E_{\text{非正常火炬}_{\text{CO}_2}}$ —核算和报告年度内，非正常工况火炬气燃烧产生的二氧化碳排放，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$E_{\text{非正常火炬}_{\text{CH}_4}}$ —核算和报告年度内，非正常工况火炬气燃烧产生的甲烷排放，单位为吨甲烷（tCH₄）；

GWP_{CO_2} — 二氧化碳的全球变暖潜势，取值为 1，下同；

GWP_{CH_4} — 甲烷的全球变暖潜势暂根据 IPCC 第六次评估报告取 28，主管部门另有规定的遵循相关规定，下同。

6.2.3.1 正常工况下火炬系统排放：

6.2.3.1.1 计算公式

$$E_{\text{正常火炬}_{\text{CO}_2}} = \sum_k \left[Q_{\text{正常火炬}_k} \times \left(CC_{\text{非CO}_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{\text{CO}_2} \times 19.77 \right) \right] \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$E_{\text{正常火炬}_{\text{CH}_4}} = \sum_k \left[Q_{\text{正常火炬}_k} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right] \quad \dots\dots\dots (7)$$

式中：

$Q_{\text{正常火炬}_k}$ —正常工况下第 k 支火炬系统在核算和报告年度内通过的火炬气流量，单位为万标立方米（10⁴Nm³）；

$CC_{\text{非CO}_2}$ — 火炬气中除二氧化碳外的其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳每万标立方米（tC/10⁴Nm³），计算方法见式（8）；

OF — 第 k 支火炬系统的燃烧效率，如无实测数据可取缺省值 98%；

V_{CO_2} —第 k 支火炬系统火炬气中二氧化碳的平均摩尔浓度，以百分数（%）表示；

V_{CH_4} —第 k 支火炬系统火炬气中甲烷的平均摩尔浓度，以百分数（%）表示；

$\frac{44}{12}$ — 二氧化碳与碳的相对分子质量之比；

19.77 — 二氧化碳气体在标准状况下的密度，单位为吨二氧化碳每万标立方米（tCO₂/10⁴Nm³）；

7.17 — 甲烷在标准状况下的密度，单位为吨甲烷每万标立方米（tCH₄/10⁴Nm³）；

k — 火炬系统序号。

6.2.3.1.2 数据的监测与获取

对于正常工况火炬系统，根据火炬气流量监测系统、工程计算或流量估算等方法获得核算和报告年度内火炬气流量。

火炬气的二氧化碳和甲烷摩尔浓度应根据气体组分分析仪或火炬气来源获取，火炬气中除二氧化碳外其它含碳化合物的含碳量应根据每种气体组分的摩尔浓度及该组分化学分子式中碳原子的数目按下式计算：

$$CC_{\#CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times CN_n \times X_n}{22.4} \times 10 \right) \dots\dots\dots (8)$$

式中：

$CC_{\#CO_2}$ — 火炬气中除二氧化碳外的其它含碳化合物的含碳量，单位为吨碳每万标立方米（tC/10⁴Nm³）；

CN_n — 火炬气中第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目；

X_n — 火炬气中除二氧化碳外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的摩尔浓度，以百分数（%）表示；

12 — 碳的摩尔质量，单位为千克每千摩尔（kg/kmol）；

22.4 — 标准状况下理想气体摩尔体积，单位为标立方米每千摩尔（Nm³/kmol）；

10 — 为 tC/10⁴Nm³、kg/kmol 以及 Nm³/kmol 之间的量级转变系数；

n — 火炬气的各种气体组分，二氧化碳除外。

6.2.3.2 非正常工况下火炬系统排放：

6.2.3.2.1 计算公式

非正常工况下火炬系统所产生的二氧化碳排放量和甲烷排放量计算方法见式(9)和式(10)：

$$E_{\text{非正常火炬}_{CO_2}} = \sum_l \left[GF_{\text{非正常}} \times T_{\text{非正常}} \times \left(CC_{\#CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.77 \right) \right]_l \dots\dots\dots (9)$$

$$E_{\text{非正常火炬}_{CH_4}} = \sum_l \left[GF_{\text{非正常}} \times T_{\text{非正常}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_l \dots\dots\dots (10)$$

式中：

$GF_{\text{非正常}}$ — 核算和报告年度内第 l 次非正常工况火炬燃烧时的平均火炬气流速度，单位为万标立方米每小时（10⁴ Nm³/h）；

$T_{\text{非正常}}$ — 核算和报告年度内第 l 次非正常工况火炬燃烧的持续时间，单位为小时(h)；

$CC_{\#CO_2}$ — 第 l 次非正常工况火炬燃烧时火炬气流中除二氧化碳外的其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳每万标立方米（tC/10⁴Nm³）；

V_{CO_2} — 第 l 次非正常工况火炬燃烧时火炬气流中二氧化碳气体的平均摩尔浓度，以百分数（%）表示；

V_{CH_4} — 第 l 次非正常工况火炬燃烧时火炬气流中甲烷气体的平均摩尔浓度（%），以百分数（%）表示；

OF — 火炬系统的燃烧效率，如无实测数据可取缺省值 98%；

$\frac{44}{12}$ — 二氧化碳与碳的相对分子质量之比；

19.77 — 二氧化碳气体在标准状况下的密度，单位为吨二氧化碳每万标立方米（tCO₂/10⁴Nm³）；

7.17 — 甲烷在标准状况下的密度，单位为吨甲烷每万标立方米（tCH₄/10⁴Nm³）；

l —核算和报告年度内非正常工况下火炬燃烧发生次数。

6.2.3.2.2 数据的监测与获取

非正常工况火炬燃烧持续时间及平均气流速度应按照生产记录取值。如数据难以直接获取，可采用工程计算或流量估算等方法进行估算。火炬气中二氧化碳浓度及甲烷浓度应根据气体组分分析仪或火炬气来源获取。

6.2.4 油气勘探开发业务工艺放空

油气勘探开发业务应计算天然气井试气作业的工艺放空排放：

$$E_{\text{放空_勘探}} = E_{\text{CH}_4\text{-试气}} \times GWP_{\text{CH}_4} \dots\dots\dots (11)$$

式中：

$E_{\text{放空_勘探}}$ —油气勘探开发业务的工艺放空排放，单位为吨二氧化碳当量（t CO₂e）；

$E_{\text{CH}_4\text{-试气}}$ —天然气井试气作业时直接排放的甲烷量，单位为吨甲烷（t CH₄）。

6.2.4.1 试气作业工艺放空计算公式

天然气井试气作业如果存在无阻放空行为，需按式（12）计算工艺放空甲烷排放量：

$$E_{\text{CH}_4\text{-试气}} = \sum_k (Q_k \times H_k \times V_{\text{CH}_4,k} \times 7.17 \times 10^{-4}) \dots\dots\dots (12)$$

式中：

$E_{\text{CH}_4\text{-试气}}$ —天然气井试气作业时直接排放的甲烷量，单位为吨甲烷（t CH₄）；

Q_k —第 k 个实施试气作业的天然气井的无阻放空流量，需折算成标准状况下气体体积计，单位为标立方米每小时（Nm³/h）；

H_k —核算和报告年度内第 k 个天然气井进行试气作业的作业时数，单位为小时(h)；

$V_{\text{CH}_4,k}$ —第 k 个天然气井排放气中的甲烷摩尔浓度，以百分数（%）表示；

7.17 — 甲烷在标准状况下的密度，单位为吨每万标立方米（t/10⁴ Nm³）；

10⁻⁴ — 为标立方米与万标立方米之间的量级转变系数；

k —试气作业时直接放空的天然气井序号。

注：试气作业的放空气体如果经过回收进入火炬系统进行焚烧处理，则不计入工艺放空排放而是参考本文件 5.2.3 计算为火炬系统的甲烷和二氧化碳排放。

6.2.4.2 数据的监测与获取

企业应连续监测天然气井的无阻放空流量，如无实测数据，采用天然气井生产作业中该气井或生产场区内邻近气井在试气作业当月的平均生产流量。对甲烷摩尔浓度推荐采用连续气体分析仪的测量结果，如果没有安装连续气体分析仪，可采用该气井生产作业时的天然气成分数据。试气作业的无阻放空时数根据企业生产记录获取。

6.2.5 油气开采业务工艺放空

6.2.5.1 计算公式

油气开采业务工艺放空甲烷排放量按式（13）计算：

$$E_{CH_4\text{开采放空}} = \sum_i (Num_i \times EF_{\text{放空},i}) \times GWP_{CH_4} \dots\dots\dots (13)$$

式中：

$E_{CH_4\text{开采放空}}$ — 油气开采环节产生的工艺放空甲烷排放量，单位为吨二氧化碳当量(t CO₂e)；

Num_i — 设施类型 i 的数量，单位为个；

$EF_{\text{放空},i}$ — 设施类型 i 的工艺放空甲烷排放因子，单位为吨甲烷/个/年 (tCH₄/each/y)；

i — 油气开采系统中的设施类型，包括原油开采的井口装置、单井储油罐（或海上油气的浮式生产储油卸油装置）、接转站（或海上油气井口平台、中心平台）、联合站（或海上油气的陆地终端），以及天然气开采中的井口装置、集气站（或海上油气的井口平台、中心平台）、计量/配气站、集气总站（或海上油气的陆地终端）等。

6.2.5.2 数据的监测与获取

不同设施类型的数量采用生产部门统计数据，不同设施类型的工艺放空甲烷排放因子应优先采用实测值，无实测条件的企业可参考附录 C 表 C.2 根据相应的设施类型选用缺省值。

6.2.6 油气开采业务逸散排放

6.2.6.1 计算公式

油气开采业务甲烷逸散排放按式（14）计算：

$$E_{CH_4\text{开采逸散}} = \sum_i (Num_i \times EF_{\text{逸散},i}) \times GWP_{CH_4} \dots\dots\dots (14)$$

式中：

$E_{CH_4\text{开采逸散}}$ — 油气开采环节产生的甲烷逸散排放，单位为吨二氧化碳当量 (t CO₂e)；

Num_i — 设施类型 i 的数量，单位为个；

$EF_{\text{逸散},i}$ — 设施类型 i 的甲烷逸散排放因子，单位为吨甲烷/个/年 (tCH₄/each/y)；

i — 油气开采系统中的设施类型，包括原油开采的井口装置、单井储油罐（或海上油气的浮式生产储油卸油装置）、接转站（或海上油气井口平台、中心平台）、联合站（或海上油气的陆地终端）及天然气开采中的井口装置、集气站（或海上油气的井口平台、中心平台）、计量/配气站、集气总站（或海上油气的陆地终端）等。

6.2.6.2 数据的监测与获取

不同设施类型的数量采用生产部门统计数据，不同设施类型的甲烷逸散排放因子应优先采用实测值，无实测条件的企业可参考附录 C 表 C.2 根据相应的设施类型选用缺省值。

6.2.7 油气处理业务工艺放空

油气处理业务应包括天然气处理过程的工艺放空甲烷排放、脱硫脱碳过程的二氧化碳排放以及硫磺回收装置采用尾气加氢还原工艺时制氢过程的二氧化碳排放：

$$E_{\text{放空}_\text{油气处理}} = E_{CH_4\text{气处理放空}} \times GWP_{CH_4} + E_{CO_2\text{脱硫脱碳}} + E_{CO_2\text{硫磺回收}} \dots\dots\dots (15)$$

式中：

$E_{\text{放空_油气处理}}$ —油气处理业务的工艺放空排放，单位为吨二氧化碳当量（t CO₂e）；

$E_{\text{CH}_4\text{-气处理放空}}$ —天然气处理过程的工艺放空甲烷排放量，单位为吨甲烷（t CH₄）；

$E_{\text{CO}_2\text{-脱硫脱碳}}$ —天然气脱硫脱碳过程的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（t CO₂）；

$E_{\text{CO}_2\text{-硫磺回收}}$ —天然气净化厂硫磺回收装置采用尾气加氢还原工艺时制氢过程产生的二氧化碳排放，单位为吨二氧化碳（t CO₂）。

6.2.7.1 天然气处理过程工艺放空甲烷排放

6.2.7.1.1 计算公式

天然气处理过程工艺放空的甲烷排放按式（16）计算：

$$E_{\text{CH}_4\text{-气处理放空}} = Q_{\text{gas}} \times \text{EF}_{\text{CH}_4\text{-气处理放空}} \dots\dots\dots (16)$$

式中：

$E_{\text{CH}_4\text{-气处理放空}}$ —天然气处理过程中工艺放空甲烷排放，单位为吨甲烷（t CH₄）；

Q_{gas} —天然气处理量（入口量），单位为亿标立方米（10⁸ Nm³）；

$\text{EF}_{\text{CH}_4\text{-气处理放空}}$ —天然气处理过程中工艺放空甲烷排放因子，单位为吨甲烷每亿标立方米（t CH₄/10⁸ Nm³）。

6.2.7.1.2 数据的监测与获取

天然气处理量采用企业台账记录数据，天然气处理的甲烷排放因子应优先采用实测值，无实测条件的企业可从附录 C 表 C.2 中取缺省值。

6.2.7.2 天然气净化环节脱硫脱碳过程的二氧化碳排放

6.2.7.2.1 计算公式

天然气净化环节如果存在脱硫脱碳过程，需按式（17）计算脱除的二氧化碳排放量：

$$E_{\text{CO}_2\text{-脱硫脱碳}} = \sum_k \left[(Q_{\text{in}} \times V_{\text{CO}_2,\text{in}} - Q_{\text{out}} \times V_{\text{CO}_2,\text{out}}) \times \frac{44}{22.4} \times 10 \right]_k \dots\dots\dots (17)$$

式中：

$E_{\text{CO}_2\text{-脱硫脱碳}}$ —天然气脱硫脱碳过程产生的二氧化碳年排放量，单位为吨二氧化碳（t CO₂）；

Q_{in} —进入第 k 套脱硫脱碳设备的气体体积，单位为万标立方米（10⁴ Nm³）；

$V_{\text{CO}_2,\text{in}}$ —第 k 套脱硫脱碳设备入口处（未处理）气体中二氧化碳摩尔浓度，以百分数（%）表示；

Q_{out} —经过第 k 套脱硫脱碳设备处理后的气体体积，单位为万标立方米（10⁴ Nm³）；

$V_{\text{CO}_2,\text{out}}$ —经过第 k 套脱硫脱碳设备处理后的气体中二氧化碳摩尔浓度，以百分数（%）表示；

44 — 二氧化碳气体的摩尔质量，单位为千克每千摩尔（kg/kmol）；

22.4 — 标准状况下理想气体摩尔体积，单位为标立方米每千摩尔（Nm³/kmol）；

10 — 为 t、 10^4Nm^3 、 kg/kmol 以及 Nm^3/kmol 之间的量级转变系数；
 k — 脱硫脱碳设备序号。

6.2.7.2.2 数据的监测与获取

流入和流出脱硫脱碳设备的天然气流量需通过连续流量计量仪进行监测。对脱硫脱碳前后的二氧化碳摩尔浓度推荐采用连续气体分析仪的测量结果。如果没有安装连续气体分析仪，可每月取样测试二氧化碳浓度并取算术平均值。

6.2.7.3 天然气净化环节硫磺回收装置尾气加氢单元制氢过程的二氧化碳排放

6.2.7.3.1 计算公式

天然气净化环节硫磺回收装置如采用尾气加氢还原工艺，其制氢过程产生的二氧化碳排放计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-硫磺回收}} = \sum_m \sum_n \left(HQ_{m,n} \times CC_{m,n} \times \frac{44}{12} \right) \dots\dots\dots (18)$$

式中：

$E_{\text{CO}_2\text{-硫磺回收}}$ — 天然气净化环节硫磺回收装置尾气加氢单元制氢过程产生的二氧化碳年排放量，单位为吨二氧化碳（t CO₂）；

$HQ_{m,n}$ — 第 m 套尾气加氢单元制氢原料 n 的投入量，单位为万标立方米（ 10^4Nm^3 ）；

$HC_{m,n}$ — 第 m 套尾气加氢单元制氢原料 n 的含碳量，单位为吨碳每万标立方米（tC/ 10^4Nm^3 ）；

$\frac{44}{12}$ — 二氧化碳与碳的相对分子质量之比；

m — 尾气加氢单元序号；

n — 制氢原料品种。

6.2.7.3.2 数据的监测与获取

制氢原料的投入量根据生产记录或统计台账获取相关数据，制氢原料的含碳量根据物质成分或纯度以及每种物质的化学分子式和碳原子的数目计算。

6.2.8 油气处理业务甲烷逸散排放

6.2.8.1 计算公式

油气处理业务的甲烷逸散排放量仅需计算天然气处理过程的甲烷逸散排放，计算公式如下：

$$E_{\text{CH}_4\text{-气处理逸散}} = Q_{\text{gas}} \times EF_{\text{CH}_4\text{-气处理逸散}} \times GWP_{\text{CH}_4} \dots\dots\dots (19)$$

式中：

$E_{\text{CH}_4\text{-气处理逸散}}$ — 天然气处理过程甲烷逸散排放，单位为吨二氧化碳当量（t CO_{2e}）；

Q_{gas} — 天然气的处理量，单位为亿标立方米（ 10^8Nm^3 ）；

$EF_{\text{CH}_4\text{-气处理逸散}}$ — 单位天然气处理量的甲烷逸散排放因子，单位为吨甲烷/亿标立方天然气（t CH₄/ 10^8Nm^3 ）。

6.2.8.2 数据的监测与获取

天然气处理量采用企业台账记录数据，甲烷逸散排放因子应优先采用实测值，无实测条件的企业可参考附录 C 表 C.2 取缺省值。

6.2.9 长输储运业务工艺放空

6.2.9.1 计算公式

油气长输储运环节的工艺放空排放仅需计算天然气输送环节的工艺放空甲烷排放量，计算公式如下：

$$E_{CH_4\text{-气输放空}} = \sum_i (Num_i \times EF_i) \times GWP_{CH_4} \dots\dots\dots (20)$$

式中：

$E_{CH_4\text{-气输放空}}$ — 天然气输送环节产生的工艺放空甲烷排放量，单位为吨二氧化碳当量（t CO₂e）；

Num_i — 第 i 个天然气输送设施的数量，单位为个；

EF_i — 第 i 个天然气输送设施的工艺放空排放因子，单位为吨甲烷/个/年（tCH₄/each/y）；

i — 天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等。

6.2.9.2 数据的监测与获取

天然气输送环节不同类型装置的数量采用生产记录数据，不同类型设施的工艺放空排放因子应优先采用实测值，无实测条件的企业可参考附录 C 表 C.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

6.2.10 长输储运业务甲烷逸散排放

油气长输储运业务甲烷逸散排放应包括原油长输储运的甲烷逸散排放和天然气长输储运的甲烷逸散排放：

$$E_{\text{逸散-长输储运}} = (E_{CH_4\text{-油输逸散}} + E_{CH_4\text{-气输逸散}}) \times GWP_{CH_4} \dots\dots\dots (21)$$

式中：

$E_{\text{逸散-长输储运}}$ — 油气长输储运业务的甲烷逸散排放，单位为吨二氧化碳当量（t CO₂e）；

$E_{CH_4\text{-油输逸散}}$ — 原油长输储运环节的甲烷逸散排放量，单位为吨甲烷（t CH₄）；

$E_{CH_4\text{-气输逸散}}$ — 天然气长输储运环节的甲烷逸散排放量，单位为吨甲烷（t CH₄）。

6.2.10.1 原油长输储运甲烷逸散排放

6.2.10.1.1 计算公式

原油长输储运环节产生的甲烷逸散排放根据原油输送量按式（22）计算：

$$E_{CH_4\text{-油输逸散}} = Q_{oil} \times EF_{CH_4\text{-油输逸散}} \dots\dots\dots (22)$$

式中：

$E_{CH_4\text{-油输逸散}}$ —原油长输储运环节中产生的甲烷逸散排放，单位为吨甲烷（t CH₄）；

Q_{oil} —原油输送量（入口量），单位为亿吨(10⁸ t)；

$EF_{CH_4\text{-油输逸散}}$ —原油长输储运的甲烷逸散排放因子，单位为吨甲烷每亿吨原油（tCH₄/10⁸t oil）。

6.2.10.1.2 数据的监测与获取

原油输送量采用企业台账记录数据，原油长输储运的甲烷逸散排放因子应优先采用实测值，无实测条件的企业可参考附录 C 表 C.2 取缺省值。

6.2.10.2 天然气长输储运甲烷逸散排放

6.2.10.2.1 计算公式

天然气长输储运环节的甲烷逸散排放按式（23）进行计算：

$$E_{CH_4\text{-气输逸散}} = \sum_i (Num_i \times EF_i) \dots\dots\dots (23)$$

式中：

$E_{CH_4\text{-气输逸散}}$ —天然气长输储运环节产生的甲烷逸散排放，单位为吨甲烷（t CH₄）；

Num_i —天然气长输储运环节存在逸散排放的设施 i 的数量，单位为个；

EF_i —每个设施 i 的甲烷逸散排放因子，单位为吨甲烷/个/年（tCH₄/each/y）；

i —天然气长输储运环节存在逸散排放的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等。

6.2.10.2.2 数据的监测与获取

天然气长输储运环节不同类型设施的数量采用生产部门统计数据，不同类型设施的甲烷逸散排放因子应优先采用实测值，无实测条件的企业可参考附录 C 表 C.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

6.2.11 甲烷回收利用量

6.2.11.1 计算公式

企业如果对某个排放源进行了甲烷回收且该排放源的计算方法没有反映甲烷回收技术的减排效果，则可按下式单独计算甲烷回收利用量并从企业的总排放量中予以扣除：

$$R_{CH_4\text{-回收}} = Q_{CH_4} \times PUR_{CH_4} \times 7.17 \times GWP_{CH_4} \dots\dots\dots (24)$$

式中：

$R_{CH_4\text{-回收}}$ —甲烷回收利用量，单位为吨二氧化碳当量（tCO₂e）；

Q_{CH_4} — 回收利用的甲烷气体体积，单位为万标立方米（10⁴Nm³）；

PUR_{CH_4} —甲烷气体的纯度（摩尔浓度），单位为%（V/V）；

7.17 — 标准状况下甲烷气体的密度，单位为吨甲烷每万标立方米（tCH₄/10⁴Nm³）。

6.2.11.2 数据的监测与获取

企业应监测甲烷的回收量及其甲烷纯度，并做好原始记录、质量控制和文件存档工作。计算

时非标准状况下的气体体积应换算为标准状况下的气体体积。甲烷浓度的检测应遵循 GB/T 10410、GB/T 12208、GB/T 13610 等相关标准。

6.2.12 二氧化碳回收利用率

6.2.12.1 计算公式

企业回收且免于排放到大气中的二氧化碳量，其中气体形态的按式（25）计算，液体形态的按式（26）计算：

$$R_{CO_2\text{回收}} = Q_{CO_2} \times PUR_{CO_2} \times 19.77 \quad \dots\dots\dots (25)$$

$$R_{CO_2\text{回收}} = M_{CO_2} \times PUR_{CO_2} \quad \dots\dots\dots (26)$$

式中：

$R_{CO_2\text{回收}}$ — 二氧化碳回收利用率，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

Q_{CO_2} — 回收利用的二氧化碳气体体积，单位为万标立方米（10⁴Nm³）；

M_{CO_2} — 回收利用的二氧化碳液体质量，单位为吨（t）；

PUR_{CO_2} — 二氧化碳纯度，气体形态指摩尔浓度(V/V)，以百分数（%）表示；液体形态指质量浓度（W/W），以百分数（%）表示；

19.77 — 标准状况下二氧化碳气体的密度，单位为吨二氧化碳每万标立方米（tCO₂/10⁴Nm³）。

6.2.12.2 数据的监测与获取

企业如果存在二氧化碳回收利用活动，应区分二氧化碳回收利用的各种途径和形态分别监测它们的回收利用率及其二氧化碳纯度，并做好原始记录、质量控制和文件存档工作。计算时非标准状况下的气体体积应换算为标准状况下的气体体积。二氧化碳浓度的检测应遵循 GB/T 6052、GB/T 8984、GB/T 23938 等相关标准。

6.2.13 二氧化碳地质封存量

6.2.13.1 计算公式

企业如果进行了二氧化碳地质封存，可采用下式计算二氧化碳地质封存量并从总排放量中予以扣除：

$$R_{CO_2\text{封存}} = (Q_{CO_2\text{注入}} \times PUR_{CO_2\text{注入}} - Q_{CO_2\text{购入}} \times PUR_{CO_2\text{购入}}) \times 19.77 \quad \dots\dots\dots (27)$$

式中：

$R_{CO_2\text{封存}}$ — 二氧化碳封存量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$Q_{CO_2\text{注入}}$ — 注入到地下深部储层的二氧化碳气体体积，单位为万标立方米（10⁴Nm³）；

$PUR_{CO_2\text{注入}}$ — 注入气体的二氧化碳摩尔浓度，单位为%（V/V）；

$Q_{CO_2\text{购入}}$ — 外购的用来注入到地下深部储层的二氧化碳量，单位为万标立方米（10⁴Nm³）；

$PUR_{CO_2\text{购入}}$ — 购入气体的二氧化碳摩尔浓度，单位为%（V/V）；

19.77 — 标准状况下二氧化碳气体的密度，单位为吨二氧化碳每万标立方米（ $\text{tCO}_2/10^4\text{Nm}^3$ ）。

6.2.13.2 数据的监测与获取

企业如果存在二氧化碳地质封存活动，应在注入井口连续监测注入气体的流量、温度、压力和二氧化碳摩尔浓度，并做好原始记录、质量控制和文件存档工作。如果存在二氧化碳购入，购入量及二氧化碳摩尔浓度以结算表计或结算凭证为准。计算时非标准状况下的气体体积应换算为标准状况下的气体体积。二氧化碳浓度的检测应遵循 GB/T 6052、GB/T 8984、GB/T 23938 等相关标准。

6.2.14 购入和输出的电力、热力产生的排放

6.2.14.1 计算公式

6.2.14.1.1 购入电力产生的排放

购入电力产生的二氧化碳排放量按式（28）计算：

$$E_{\text{购入电}} = AD_{\text{购入电}} \times EF_{\text{电力}} \dots\dots\dots (28)$$

式中：

$E_{\text{购入电}}$ —购入电力所产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$AD_{\text{购入电}}$ —报告年度购入电力量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ —购入电力的平均二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（ tCO_2/MWh ）。

6.2.14.1.2 购入热力产生的排放

购入热力产生的二氧化碳排放量按式（29）计算：

$$E_{\text{购入热}} = AD_{\text{购入热}} \times EF_{\text{热力}} \dots\dots\dots (29)$$

式中：

$E_{\text{购入热}}$ — 购入热力所产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$AD_{\text{购入热}}$ —报告年度购入热量，单位为吉焦（GJ）；

$EF_{\text{热力}}$ —购入热力的平均二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦（ tCO_2/GJ ）。

6.2.14.1.3 输出电力产生的排放

输出电力产生的二氧化碳排放量按式（30）计算：

$$E_{\text{输出电}} = AD_{\text{输出电}} \times EF_{\text{电力}} \dots\dots\dots (30)$$

式中：

$E_{\text{输出电}}$ —输出电力所产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$AD_{\text{输出电}}$ —报告年度输出电力量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ —输出电力的平均二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MWh）。

6.2.14.1.4 输出热力产生的排放

输出热力产生的二氧化碳排放量按式（31）计算：

$$E_{\text{输出热}} = AD_{\text{输出热}} \times EF_{\text{热力}} \dots\dots\dots (31)$$

式中：

$E_{\text{输出热}}$ —输出热力所产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$AD_{\text{输出热}}$ —报告年度输出热量，单位为吉焦（GJ）；

$EF_{\text{热力}}$ —输出热力的平均二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦（tCO₂/GJ）。

6.2.14.2 活动数据的获取

企业购入和输出的电量数据，应以结算电表为准。如果没有，可采用供应商提供的电费发票或者结算单等结算凭证上的数据。

企业购入和输出热力数据，应以结算热力表或计量表为准。如果没有，可采用供应商提供的供热量发票或者结算单等结算凭证上的数据。非热量单位可分别按如下方法换算为热量单位：

a) 以质量单位计量的热水可按式（32）转换为热量单位：

$$AD_{\text{热水}} = Ma_w \times (T_w - 20) \times 4.1868 \times 10^{-3} \dots\dots\dots (32)$$

式中：

$AD_{\text{热水}}$ —热水的热量，单位为吉焦（GJ）；

Ma_w —热水的质量，单位为吨（t）；

T_w —热水温度，单位为摄氏度（℃）；

4.1868—水在常温常压下的比热，单位为千焦每千克每摄氏度（kJ/(kg℃)）。

b) 以质量单位计量的蒸汽可按公式（33）转换为热量单位：

$$AD_{\text{蒸汽}} = Ma_{\text{st}} \times (En_{\text{st}} - 83.74) \times 10^{-3} \quad \dots\dots\dots (33)$$

式中：

$AD_{\text{蒸汽}}$ — 蒸汽的热量，单位为吉焦（GJ）；

Ma_{st} — 蒸汽的质量，单位为吨（t）；

En_{st} — 蒸汽所对应的温度、压力下每千克蒸汽的热焓，单位为千焦每千克（kJ/kg），饱和蒸汽和过热蒸汽的热焓可分别参考附录 C 表 C.3 和表 C.4，表中未列明的温度、压力状态下的蒸汽热焓应按照邻近温度、压力下的蒸汽热焓采用内插法计算；

83.74 — 给水温度为 20℃ 时热水的焓值，单位为千焦/千克（kJ/kg）。

6.2.14.3 排放因子数据的获取

电网年平均供电排放因子应选用国家主管部门最近年份公布的全国统一的平均 CO₂ 排放因子。热力排放因子优先采用供热单位的实测值，若无可按 0.11 tCO₂/GJ 计算。

7 数据质量管理

报告主体应加强碳排放数据质量管理工作，包括但不限于：

- a) 建立企业碳排放核算和报告的规章制度，包括负责机构和人员、工作流程和内容、工作周期和时间节点等；指定专职人员负责企业碳排放核算和报告工作；
- b) 根据各种类型的碳排放源的重要程度对其进行等级划分，并建立企业碳排放源一览表，对于不同等级的排放源的活动数据和排放因子数据的获取提出相应的要求；
- c) 对现有监测条件进行评估，并参照附录 D 的模板制定相应的监测计划，包括对活动数据的监测和对化石燃料低位发热量等参数的监测；定期对计量器具、检测设备和在线监测仪表进行维护管理，并记录存档；
- d) 建立健全碳排放数据记录管理体系，包括数据来源，数据获取时间以及相关责任人等信息的记录管理；
- e) 建立企业碳排放报告内部审核制度。定期对碳排放数据进行交叉校验，对可能产生的数据误差风险进行识别，并提出相应的解决方案。

8 报告内容和格式

8.1 概述

报告内容应包括报告主体基本信息、碳排放量、活动数据及其来源和排放因子及其来源；报告格式参照附录 B。

8.2 报告主体基本信息

报告主体基本信息应包括报告主体名称、单位性质、报告年度、所属行业、统一社会信用代码

码、法定代表人、经营地址、通讯地址、联系人等。

报告主体基本信息还应包括核算边界、主营产品及工艺流程、以及排放源识别情况的详细说明（必要时可附表和附图）。

8.3 碳排放量

报告主体应在阐述核算边界及排放源识别的基础上，以吨二氧化碳当量（tCO₂e）的形式报告其年度碳排放总量，并分别报告各个业务环节下化石燃料燃烧排放、火炬系统排放、工艺放空排放、逸散排放、甲烷回收量、二氧化碳回收利用量、二氧化碳封存量、企业购入及输出的电力和热力产生的排放。

8.4 活动数据及其来源

报告主体应结合核算边界和排放源的识别情况，分别报告所核算的各个排放源的活动数据，并详细阐述它们的监测计划及实际执行情况，包括数据来源、监测地点、监测方法、监测仪表及其精度、记录频率等。

如果报告主体除石油天然气生产还存在其他产品生产活动，并存在本文件未涵盖的碳排放环节，请参考其它相关行业的企业碳排放核算和报告标准，一并报告其活动数据及来源。

8.5 排放因子及其来源

报告主体应分别报告各项活动数据所对应的排放因子或排放因子计算参数。如果源于实测则应说明取样方法、取样频率、检测方法、检测频率、依据标准等；如果采用缺省值，则应给出缺省值的数据来源、参考出处、选择理由等。

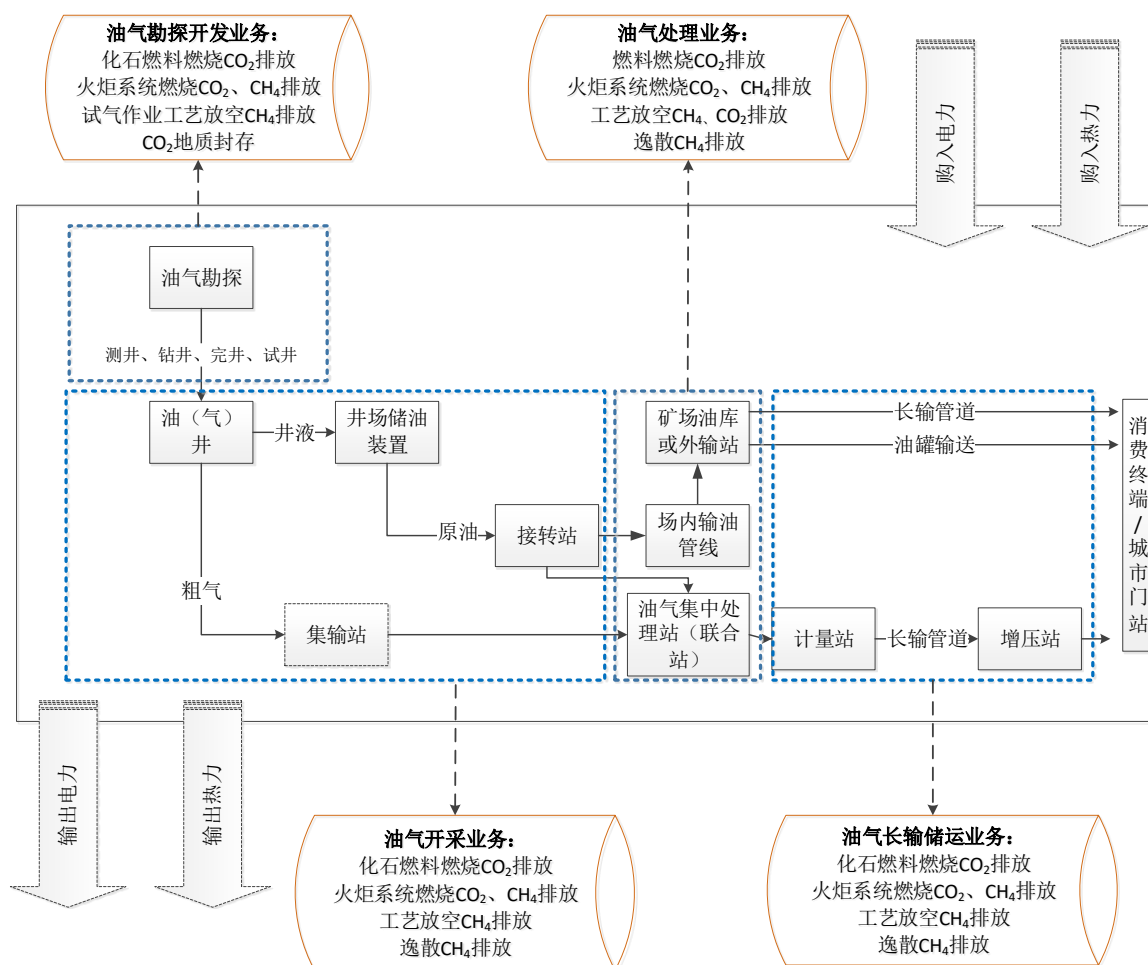
如果报告主体除石油天然气生产还存在其他产品生产活动，并存在本文件未涵盖的碳排放环节，请参考其它相关行业的企业碳排放核算和报告标准，一并报告其排放因子及来源。

附录 A

(资料性)

石油天然气生产企业碳排放核算边界示意图

核算边界见图A.1



图A.1 石油天然气生产企业碳排放核算边界示意图

附 录 B
(资料性)
报告格式模板

石油天然气生产企业碳排放报告

报告主体（盖章）：

报告年度：

编制日期：年 月 日

本报告主体核算了_____年度碳排放量，并填写了相关数据表格，见表1~表14。现将有关情况报告如下：

一、报告主体基本信息

二、碳排放

三、活动数据及来源说明

四、排放因子数据及来源说明

五、其他需要说明的情况

本企业承诺对本报告的真实性的负责。

法定代表人或授权代表（签字）：

年 月 日

表 1 报告主体____年碳排放量汇总表

源类别	油气勘探业务 ^a (tCO ₂ e)	油气开采业务 ^a (tCO ₂ e)	油气处理业务 ^a (tCO ₂ e)	长输储运业务 ^a (tCO ₂ e)	排放量/回收利用量小计 ^a (tCO ₂ e)	碳排放/回收利用量 ^b (tCO ₂ e)
化石燃料燃烧二氧化碳排放						
火炬系统二氧化碳排放						
火炬系统甲烷排放						
工艺放空甲烷排放						
工艺放空二氧化碳排放						
逸散甲烷排放						
二氧化碳回收利用量	—					
二氧化碳地质封存量	—					
购入电力产生的二氧化碳排放	—					
购入热力产生的二氧化碳排放	—					
输出电力产生的二氧化碳排放	—					
输出热力产生的二氧化碳排放	—					
企业碳排放总量		包括购入和输出的电力、热力产生的二氧化碳排放（tCO ₂ e）				
^a 某些排放源如果没有分业务环节核算或不能拆分到业务环节，则在相应业务栏下填写“IE”，同时直接在“排放量/回收利用量小计”栏填报，注意所填数据为温室气体本身的质量（吨）；						
^b 注意所填数据为换算成二氧化碳当量后的质量（tCO ₂ e）。						

表 2 化石燃料燃烧活动数据和排放因子数据一览表^a

燃料品种 ^b	燃烧量 (t, 或 10 ⁴ Nm ³)	含碳量		低位发热量 ^c		单位热值含碳量 ^c (tC/GJ)	碳氧化率	
		数值 (tC/t, 或 tC/10 ⁴ Nm ³)	数据来源	数值 (GJ/t, 或 GJ/10 ⁴ Nm ³)	数据来源		数值 (%)	数据来源
无烟煤			☐ 实测值 ☐ 计算值		☐ 实测值 ☐ 缺省值			☐ 实测值 ☐ 缺省值
天然气			☐ 实测值 ☐ 计算值		☐ 实测值 ☐ 缺省值			☐ 实测值 ☐ 缺省值
原油			☐ 实测值 ☐ 计算值		☐ 实测值 ☐ 缺省值			☐ 实测值 ☐ 缺省值
柴油			☐ 实测值 ☐ 计算值		☐ 实测值 ☐ 缺省值			☐ 实测值 ☐ 缺省值
其它能源品 种 ^b			☐ 实测值 ☐ 计算值		☐ 实测值 ☐ 缺省值			☐ 实测值 ☐ 缺省值
^a 请报告主体为核算边界内涉及的每个业务活动（油气勘探开发、油气开采、油气处理、长输储运）分别复制、填写本表。 ^b 如使用了其它能源品种，请自行加行一一列明。 ^c 对于通过燃料低位发热量及单位热值含碳量来估算燃料含碳量的情景请填报本栏。								

表 3 正常工况下火炬系统排放的活动数据和气体成分数据一览表^a

火炬系统序 号 ^b	火炬气流量		除二氧化碳外其它含碳化合物的总含碳量		火炬气中二氧化碳 的摩尔浓度 (%)	火炬气中甲烷的摩 尔浓度 (%)	火炬系统的燃烧效 率 (%)
	数值 (10 ⁴ Nm ³)	数据来源	数值 (tC/10 ⁴ Nm ³)	数据来源			
火炬系统 1		☐ 实测值 ☐ 计算值		☐ 实测值 ☐ 计算值			
火炬系统 2		☐ 实测值 ☐ 计算值		☐ 实测值 ☐ 计算值			
^a 请报告主体为核算边界内涉及的每个业务活动（油气勘探、油气开采、油气处理、长输储运）分别复制、填写本表。 ^b 根据企业边界内的实际火炬系统数量自行加行或减行。							

表 4 非正常工况火炬系统排放的活动数据和气体成分数据一览表^a

核算和报告 年度非正常 工况火炬燃 烧发生次序 ^b	非正常工况火炬气流速度		除二氧化碳外其它含碳化合物的总含碳量		非正常工 况持续时 间 (h)	火炬气中二氧化 碳的摩尔浓度 (%)	火炬气中甲烷 的摩尔浓度 (%)	火炬系统的燃 烧效率 (%)
	数值 (10 ⁴ Nm ³ /h)	数据来源	数值 (tC/10 ⁴ Nm ³)	数据来源				
第 1 次		☐ 实测值 ☐ 计算 值		☐ 实测值 ☐ 计算值				
第 2 次		☐ 实测值 ☐ 计算 值		☐ 实测值 ☐ 计算值				
^a 请报告主体为核算边界内涉及的每个业务活动（油气勘探、油气开采、油气处理、长输储运）分别复制、填写本表。 ^b 根据核算和报告年度内非正常工况下火炬燃烧发生次数自行加行或减行。								

表 5 油气勘探业务工艺放空排放活动数据和排放因子数据一览表

实施试气作业的天然气井序号 ^a	无阻放空流量		无阻放空作业时数 (h)	甲烷摩尔浓度(%)
	数值 (Nm ³ /h)	数据来源		
产气井 1		☐ 实测值 ☐ 生产记录		
产气井 2		☐ 实测值 ☐ 生产记录		
^a 报告主体应根据核算和报告年度内进行试气作业的气井数量自行加行或减行。				

表 6 油气开采业务工艺放空排放活动数据及排放因子数据一览表

	装置类型	装置数量 (个)	工艺放空甲烷排放因子(tCH ₄ /each/y)	排放因子数据来源
石油开采	井口装置			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	单井储油装置（浮式生产储油装置）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	接转站（井口平台、中心平台）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	联合站（陆地终端）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	装置类型	装置数量 (个)	工艺放空甲烷排放因子(tCH ₄ /each/y)	排放因子数据来源
天然气开采	井口装置			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	集气站（井口平台、中心平台）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	计量/配气站			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	集气总站（陆地终端）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__

表 7 油气开采业务甲烷逸散排放活动数据和排放因子数据一览表

	装置类型	装置数量 (个)	甲烷逸散排放因子(tCH ₄ /each/y)	排放因子数据来源
石油开采	井口装置			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	单井储油装置（浮式生产储油装置）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	接转站（井口平台、中心平台）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	联合站（陆地终端）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	装置类型	装置数量 (个)	甲烷逸散排放因子(tCH ₄ /each/y)	排放因子数据来源
天然气开采	井口装置			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	集气站（井口平台、中心平台）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	计量/配气站			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__
	集气总站（陆地终端）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他__

表 8 油气处理业务天然气处理过程工艺放空甲烷排放和甲烷逸散排放的活动数据及排放因子数据一览表

天然气年处理量 (10 ⁸ Nm ³)	工艺放空甲烷排放因子 (tCH ₄ /10 ⁸ Nm ³)	排放因子数据来源	甲烷逸散排放因子 (tCH ₄ /10 ⁸ Nm ³)	排放因子数据来源
		☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他		☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他

表 9 油气处理业务天然气脱硫脱碳过程二氧化碳排放活动数据及排放因子数据一览表

脱硫脱碳设备序号 ^a	进气量 (10 ⁴ Nm ³)	进气二氧化碳摩尔浓度 (%)	出气量 (10 ⁴ Nm ³)	出气二氧化碳摩尔浓度 (%)
1				
2				
^a 报告主体应根据实际脱硫脱碳设备数量自行加行或减行。				

表 10 油气处理业务硫磺回收装置尾气加氢单元制氢过程产生的二氧化碳排放活动数据及排放因子数据一览表

尾气加氢单元序号 ^a	制氢原料名称	原料用量 (t)	原料含碳量 (tC/t)
1			
2			
^a 请根据报告主体的实际装置数量自行加行或减行。			

表 11 长输储运业务天然气输送环节的工艺放空排放活动数据及排放因子数据一览表

装置类型	装置数量（个）	工艺放空排放因子(tCH ₄ /each/y)	排放因子数据来源	甲烷排放量（t） ^a
天然气输送压气站/增压站			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
天然气输送计量站/分输站			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
天然气管线（逆止阀）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
天然气输送清管站			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
甲烷排放量小计				
^a 若企业有放空实测值或工程计算值，可直接在该栏填报实测值或工程计算值，并在报告中说明实测方法或工程计算过程。鼓励有条件的企业开展压缩机、管线逆止阀、过滤器等放空源的实测研究。				

表 12 长输储运业务原油及天然气输送的甲烷逸散排放活动数据及排放因子数据一览表

原油输送	装置类型	输送量（10 ⁸ t）	排放因子 (tCH ₄ /10 ⁸ t)	排放因子数据来源	甲烷排放量（t） ^a
	原油输送管道			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
天然气输送	装置类型	装置数量（个）	排放因子 (tCH ₄ /each/y)	排放因子数据来源	-
	天然气输送压气站/增压站			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
	天然气输送计量站/分输站			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
	天然气输送管线（逆止阀）			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
	天然气输送清管站			☐ 实测值 ☐ 缺省值 ☐ 其他____	
甲烷排放量小计					

^a 鼓励有条件的企业开展甲烷逸散排放的实测研究。若企业有实测值，可直接在该栏填报实测值，并在报告中说明实测方法和过程。

表 13 甲烷回收利用量数据一览表

甲烷回收利用量 (10 ⁴ Nm ³)	甲烷摩尔浓度 (%)	甲烷密度 (t/10 ⁴ Nm ³)

表 14 二氧化碳回收利用量数据一览表

液态二氧化碳回收利用量 (t)	液态二氧化碳质量浓度 (%)	气态二氧化碳回收利用量 (10 ⁴ Nm ³)	气态二氧化碳摩尔浓度 (%)	气态二氧化碳密度 (t/10 ⁴ Nm ³)

表 15 二氧化碳地质封存量数据一览表

二氧化碳注入量 (10 ⁴ Nm ³)	注入气体的二氧化碳摩尔浓度 (%)	二氧化碳购入量 (10 ⁴ Nm ³)	购入气体的二氧化碳摩尔浓度 (%)

表 16 购入和输出的电力对应的活动数据及排放因子数据一览表

项目 ^a	电量 (MWh)	排放因子 (tCO ₂ / MWh)	排放量 (tCO ₂)
购入			
输出			
^a 若购入或输出的电力存在一个以上不同排放因子的电力来源，请自行分行一一列明。			

表 17 购入和输出的热力对应的活动数据及排放因子数据一览表

项目 ^a	热量 (GJ)	排放因子 (tCO ₂ / GJ)	排放量 (tCO ₂)
购入			
输出			
^a 若购入或输出的热力存在一个以上不同排放因子的热力来源，请自行分行一一列明。			

附 录 C
(资料性)
相关参数缺省值

相关参数缺省值见表C.1、表C.2、表C.3、表C.4。

表C.1 常见化石燃料相关参数的缺省值

燃料品种		计量单位	低位发热量 (GJ/t, GJ/× 10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	燃料碳氧 化率 (%)
固 体 燃 料	无烟煤	t	26.7 ^c	27.4 ^b ×10 ⁻³	94 ^b
	烟煤	t	19.570 ^d	26.1 ^b ×10 ⁻³	93 ^b
	褐煤	t	11.9 ^c	28 ^b ×10 ⁻³	96 ^b
	洗精煤	t	26.334 ^a	25.41 ^b ×10 ⁻³	90 ^d
	其它洗煤	t	12.545 ^a	25.41 ^b ×10 ⁻³	90 ^d
	型煤	t	17.460 ^d	33.6 ^b ×10 ⁻³	90 ^b
	其他煤制品	t	17.460 ^d	33.6 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	焦炭	t	28.435 ^a	29.5 ^b ×10 ⁻³	93 ^b
	石油焦	t	32.5 ^c	27.50 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
液 体 燃 料	原油	t	41.816 ^a	20.1 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	燃料油	t	41.816 ^a	21.1 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	汽油	t	43.070 ^a	18.9 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	柴油	t	42.652 ^a	20.2 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	一般煤油	t	43.070 ^a	19.6 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	液化天然气	t	51.498 ^e	15.3 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	液化石油气	t	50.179 ^a	17.2 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	石脑油	t	44.5 ^c	20.0 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
	焦油	t	33.453 ^a	22.0 ^c ×10 ⁻³	98 ^b
	粗苯	t	41.816 ^a	22.7 ^d ×10 ⁻³	98 ^b
	其它石油制品	t	41.031 ^d	20.0 ^b ×10 ⁻³	98 ^b
气 体 燃 料	天然气	10 ⁴ Nm ³	389.31 ^a	15.3 ^b ×10 ⁻³	99 ^b
	高炉煤气	10 ⁴ Nm ³	33.00 ^d	70.80 ^c ×10 ⁻³	99 ^b
	转炉煤气	10 ⁴ Nm ³	84.00 ^d	49.60 ^d ×10 ⁻³	99 ^b
	焦炉煤气	10 ⁴ Nm ³	179.81 ^a	13.58 ^b ×10 ⁻³	99 ^b
	炼厂干气	t	45.998 ^a	18.2 ^b ×10 ⁻³	99 ^b
	其它煤气	10 ⁴ Nm ³	52.270 ^a	12.2 ^b ×10 ⁻³	99 ^b

- a 数据取值来源为《中国能源统计年鉴 2021》；
- b 数据取值来源为《省级温室气体清单指南（试行）》；
- c 数据取值来源为《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》及 2019 修订版；
- d 数据取值来源为《中国温室气体清单研究》；
- e 数据取值来源为 GB/T 2589《综合能耗计算通则》。

表C.2 油气系统不同设施甲烷排放因子推荐值¹

油气系统	设施/设备甲烷排放因子	
	设施逸散	工艺放空
天然气系统		
a).天然气开采		
—井口装置	2.50(吨/个/年)	-
—集气站（井口平台、中心平台）	27.9(吨/个/年)	23.6(吨/个/年)
—计量/配气站	8.47(吨/个/年)	-
—集气总站（陆地终端）	58.37(吨/个/年)	10.0(吨/个/年)
b).天然气处理	40.34(吨/亿 Nm ³)	13.83(吨/亿 Nm ³)
c).天然气长输储运		
—压气站/增压站	85.05(吨/个/年)	10.05(吨/个/年)
—计量/分输站	31.50(吨/个/年)	13.52(吨/个/年)
—管线（逆止阀）	0.85(吨/个/年)	5.49(吨/个/年)
—清管站	-	0.001(吨/个/年)
石油系统		
a).常规原油开采		
—井口装置	0.23(吨/个/年)	-
—单井储油装置（浮式生产储油卸油装置）	0.38(吨/个/年)	0.22(吨/个/年)
—接转站（井口平台、中心平台）	0.18(吨/个/年)	0.11(吨/个/年)
—联合站（陆地终端）	1.40(吨/个/年)	0.45(吨/个/年)
b).原油长输储运		
—原油输送管道	753.29(吨/亿吨)	-
数据来源：《中国温室气体清单研究》（2005）。		

表C.3 饱和蒸汽热焓表

压力 (MPa)	温度 (℃)	焓 (kJ / kg)	压力 (MPa)	温度 (℃)	焓 (kJ / kg)
0.001	6.98	2513.8	1.00	179.88	2777.0
0.002	17.51	2533.2	1.10	184.06	2780.4
0.003	24.10	2545.2	1.20	187.96	2783.4
0.004	28.98	2554.1	1.30	191.6	2786.0
0.005	32.90	2561.2	1.40	195.04	2788.4
0.006	36.18	2567.1	1.50	198.28	2790.4
0.007	39.02	2572.2	1.60	201.37	2792.2
0.008	41.53	2576.7	1.40	204.3	2793.8
0.009	43.79	2580.8	1.50	207.1	2795.1
0.010	45.83	2584.4	1.90	209.79	2796.4
0.015	54.00	2598.9	2.00	212.37	2797.4
0.020	60.09	2609.6	2.20	217.24	2799.1
0.025	64.99	2618.1	2.40	221.78	2800.4
0.030	69.12	2625.3	2.60	226.03	2801.2
0.040	75.89	2636.8	2.80	230.04	2801.7
0.050	81.35	2645.0	3.00	233.84	2801.9
0.060	85.95	2653.6	3.50	242.54	2801.3
0.070	89.96	2660.2	4.00	250.33	2799.4
0.080	93.51	2666.0	5.00	263.92	2792.8
0.090	96.71	2671.1	6.00	275.56	2783.3
0.10	99.63	2675.7	7.00	285.8	2771.4
0.12	104.81	2683.8	8.00	294.98	2757.5
0.14	109.32	2690.8	9.00	303.31	2741.8
0.16	113.32	2696.8	10.0	310.96	2724.4
0.18	116.93	2702.1	11.0	318.04	2705.4
0.20	120.23	2706.9	12.0	324.64	2684.8
0.25	127.43	2717.2	13.0	330.81	2662.4
0.30	133.54	2725.5	14.0	336.63	2638.3
0.35	138.88	2732.5	15.0	342.12	2611.6
0.40	143.62	2738.5	16.0	347.32	2582.7
0.45	147.92	2743.8	17.0	352.26	2550.8
0.50	151.85	2748.5	18.0	356.96	2514.4
0.60	158.84	2756.4	19.0	361.44	2470.1
0.70	164.96	2762.9	20.0	365.71	2413.9
0.80	170.42	2768.4	21.0	369.79	2340.2
0.90	175.36	2773.0	22.0	373.68	2192.5

表C.4 过热蒸汽热焓表

单位为千焦每千克

温度	压力											
	0.01 MPa	0.1 MPa	0.5 MPa	1 MPa	3 MPa	5 MPa	7 MPa	10 MPa	14 MPa	20 MPa	25 MPa	30 MPa
0℃	0	0.1	0.5	1	3	5	7.1	10.1	14.1	20.1	25.1	30
10℃	42	42.1	42.5	43	44.9	46.9	48.8	51.7	55.6	61.3	66.1	70.8
20℃	83.9	84	84.3	84.8	86.7	88.6	90.4	93.2	97	102.5	107.1	111.7
40℃	167.4	167.5	167.9	168.3	170.1	171.9	173.6	176.3	179.8	185.1	189.4	193.8
60℃	2611.3	251.2	251.2	251.9	253.6	255.3	256.9	259.4	262.8	267.8	272	276.1
80℃	2649.3	335	335.3	335.7	337.3	338.8	340.4	342.8	346	350.8	354.8	358.7
100℃	2687.3	2676.5	419.4	419.7	421.2	422.7	424.2	426.5	429.5	434	437.8	441.6
120℃	2725.4	2716.8	503.9	504.3	505.7	507.1	508.5	510.6	513.5	517.7	521.3	524.9
140℃	2763.6	2756.6	589.2	589.5	590.8	592.1	593.4	595.4	598	602	605.4	603.1
160℃	2802	2796.2	2767.3	675.7	676.9	678	679.2	681	683.4	687.1	690.2	693.3
180℃	2840.6	2835.7	2812.1	2777.3	764.1	765.2	766.2	767.8	769.9	773.1	775.9	778.7
200℃	2879.3	2875.2	2855.5	2827.5	853	853.8	854.6	855.9	857.7	860.4	862.8	856.2
220℃	2918.3	2914.7	2898	2874.9	943.9	944.4	945.0	946	947.2	949.3	951.2	953.1
240℃	2957.4	2954.3	2939.9	2920.5	2823	1037.8	1038.0	1038.4	1039.1	1040.3	1041.5	1024.8
260℃	2996.8	2994.1	2981.5	2964.8	2885.5	1135	1134.7	1134.3	1134.1	1134	1134.3	1134.8
280℃	3036.5	3034	3022.9	3008.3	2941.8	2857	1236.7	1235.2	1233.5	1231.6	1230.5	1229.9
300℃	3076.3	3074.1	3064.2	3051.3	2994.2	2925.4	2839.2	1343.7	1339.5	1334.6	1331.5	1329
350℃	3177	3175.3	3167.6	3157.7	3115.7	3069.2	3017.0	2924.2	2753.5	1648.4	1626.4	1611.3
400℃	3279.4	3278	3217.8	3264	3231.6	3196.9	3159.7	3098.5	3004	2820.1	2583.2	2159.1
420℃	3320.96	3319.68	3313.8	3306.6	3276.9	3245.4	3211.0	3155.98	3072.72	2917.02	2730.76	2424.7
440℃	3362.52	3361.36	3355.9	3349.3	3321.9	3293.2	3262.3	3213.46	3141.44	3013.94	2878.32	2690.3
450℃	3383.3	3382.2	3377.1	3370.7	3344.4	3316.8	3288.0	3242.2	3175.8	3062.4	2952.1	2823.1

表C.4 过热蒸汽热焓表（续）

单位为千焦每千克

温度	压力											
	0.01 MPa	0.1 MPa	0.5 MPa	1 MPa	3 MPa	5 MPa	7 MPa	10 MPa	14 MPa	20 MPa	25 MPa	30 MPa
460℃	3404.42	3403.34	3398.3	3392.1	3366.8	3340.4	3312.4	3268.58	3205.24	3097.96	2994.68	2875.26
480℃	3446.66	3445.62	3440.9	3435.1	3411.6	3387.2	3361.3	3321.34	3264.12	3169.08	3079.84	2979.58
500℃	3488.9	3487.9	3483.7	3478.3	3456.4	3433.8	3410.2	3374.1	3323	3240.2	3165	3083.9
520℃	3531.82	3530.9	3526.9	3521.86	3501.28	3480.12	3458.6	3425.1	3378.4	3303.7	3237	3166.1
540℃	3574.74	3573.9	3570.1	3565.42	3546.16	3526.44	3506.4	3475.4	3432.5	3364.6	3304.7	3241.7
550℃	3593.2	3595.4	3591.7	3587.2	3568.6	3549.6	3530.2	3500.4	3459.2	3394.3	3337.3	3277.7
560℃	3618	3617.22	3613.64	3609.24	3591.18	3572.76	3554.1	3525.4	3485.8	3423.6	3369.2	3312.6
580℃	3661.6	3660.86	3657.52	3653.32	3636.34	3619.08	3601.6	3574.9	3538.2	3480.9	3431.2	3379.8
600℃	3705.2	3704.5	3701.4	3697.4	3681.5	3665.4	3649.0	3624	3589.8	3536.9	3491.2	3444.2

附 录 D
(资料性)
数据质量控制计划模板

****企业（或者其他经济组织）名称

碳排放数据质量控制计划

A 数据质量控制计划的版本及修订			
版本号	制定（修订）时间	制订（修订）原因	修订说明
B 报告主体描述			
企业（或者其他经济组织）名称			
地址			
统一社会信用代码 (组织机构代码)		行业分类 (按核算标准分类)	
法定代表人	姓名：	电话：	
数据质量控制计划制定人	姓名：	电话：	邮箱：
报告主体简介 1. 单位简介 (至少包括：成立时间、所有权状况、法定代表人、组织机构图和厂区平面分布图) 2. 主营产品 (至少包括：主营产品的名称及产品代码) 3. 主营产品及生产工艺 (至少包括：每种产品的生产工艺流程图及工艺流程描述，并在图中标明碳排放设施，对于涉及化学反应的工艺需写明化学反应方程式)			

C 核算边界和主要排放设施描述				
4. 法人边界的核算和报告范围描述 ¹				
5. 主要排放设施 ²				
5.1 与燃料燃烧排放相关的排放设施				
编号	排放设施名称	排放设施安装位置	排放过程及温室气体种类 ³	是否纳入配额管控范围
5.2 与工业过程排放相关的排放设施				
编号	排放设施名称	排放设施安装位置	排放过程及温室气体种类 ⁴	是否纳入配额管控范围
5.3 主要耗电和耗热的设施 ⁵				

1) ¹按行业核算方法和报告要求中的“核算边界”章节的要求具体描述。

2) ²对于同一设施同时涉及 5.1/5.2/5.3 类排放的，需要在各类排放设施中重复填写。

3) ³例如燃煤过程产生的二氧化碳排放。

4) ⁴例如脱硫过程产生的二氧化碳排放。

5) ⁵该类设施，特别是耗电设施，只需填写主要设施即可，例如耗电量较小的照明设施可不填写。

编号	设施名称	设施安装位置	是否纳入配额管控范围

D 活动数据和排放因子的确定方式

D-1 燃料燃烧排放活动数据和排放因子的确定方式

燃料种类	单位	数据的计算方法及获取方式 ⁶	测量设备（适用于数据获取方式来源于实测值）					数据记录频次	数据缺失时的处理方式	数据获取负责部门
			监测设备 及型号	监测设备 安装位置	监测 频次	监测设备 精度	规定的 监测设备 校准频次			
		选取以下获取方式： ■ 实测值（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式写明具体方法和标准）； ■ 缺省值（如是，请填写具体数值）； ■ 相关方结算凭证（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式填写如何确保供应商数据质量）； ■ 其他方式（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式详细描述）。								

燃料种类 A⁷

消耗量										
低位发热值										
单位热值含碳量										
含碳量										
碳氧化率	%									

燃料种类 B

消耗量										
低位发热值										
单位热值含碳量										

- 6) ⁶如果报告数据是由若干个参数通过一定的计算方法计算得出，需要填写计算公式以及计算公式中的每一个参数的获取方式。

7) ⁷填报时请列明具体的燃料名称，同一燃料品种仅需填报一次；如果有多个设施消耗同一种燃料，请在“数据的计算方法及获取方式”中对“消耗量”、“低位发热量”、“单位热值含碳量”、“含碳量”、“碳氧化率”等参数进行详细描述，不同设施的同一燃料相关信息应分别列明。

含碳量										
碳氧化率	%									
燃料种类 C										
.....										

D-2 火炬排放活动数据和排放因子的确定方式											
相关参数	参数描述	单位	数据的计算方法及获取方式 ⁸ 选取以下获取方式： ■ 实测值（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式写明具体方法和标准）； ■ 缺省值（如是，请填写具体数值）； ■ 相关方结算凭证（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式填写如何确保供应商数据质量）； ■ 其他方式（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式详细描述）。	测量设备（适用于数据获取方式来源于实测值）					数据记录频次	数据缺失时的处理方式	数据获取负责部门
				监测设备 及型号	监测设备 安装位置	监测 频次	监测设备 精度	规定的 监测设备 校准频次			
火炬燃烧排放 1：正常工况火炬燃烧二氧化碳排放 ⁹											
参数 1	火炬气流量	10 ⁴ Nm ³									
参数 2	火炬气中除二氧化碳外其它含碳化合物的总含碳量	tC/10 ⁴ Nm ³									
参数 3	火炬燃烧效率	%									

8) ⁸如果报告数据是由若干个参数通过一定的计算方法计算得出，需要填写计算公式以及计算公式中的每一个参数的获取方式。

9) 如果存在多支火炬，需要为每一支火炬重复填写该表格。

参数 4	二氧化碳浓度	%									
火炬燃烧排放 2：非正常工况火炬燃烧二氧化碳排放 ¹⁰											
参数 1	火炬燃烧时的平均气流速度	10 ⁴ Nm ³ /h									
参数 2	火炬燃烧持续时间	h									
参数 3	火炬系统的燃烧效率	%									

D-3 工艺放空和逸散活动数据和排放因子的确定方式											
过程参数	参数描述	单位	数据的计算方法及获取方式 ¹¹	测量设备（适用于数据获取方式来源于实测值）					数据	数据	数据

10) 如果核算和报告年度内出现多次非正常工况火炬燃烧，需要对每次非正常工况火炬燃烧重复填写表格。
11) ¹¹如果报告数据是由若干个参数通过一定的计算方法计算得出，需要填写计算公式以及计算公式中的每一个参数的获取方式。

			选取以下获取方式： ■ 实测值（如是，请填写具体填报时，采用在表下加备注的方式写明具体方法和标准）； ■ 缺省值（如是，请填写具体数值）； ■ 相关方结算凭证（如是，请填写具体填报时，采用在表下加备注的方式填写如何确保供应商数据质量）； ■ 其他方式（如是，请填写具体填报时，采用在表下加备注的方式详细描述）。	监测设备 及型号	监测设备 安装位置	监测 频次	监测设备 精度	规定的 监测设备 校准频次	记录 频次	缺失 时的 处理 方式	获取 负责 部门
油气勘探业务：试气作业工艺放空排放 ¹²											
参数 1	无阻放空流量	Nm ³ /h									
参数 2	作业时数	h									
参数 3	甲烷摩尔浓度	%									
油气开采业务：工艺放空排放 ¹³											
参数 1	设施数量	个									
参数 2	油气开采设施 甲烷排放因子	tCH ₄ /each / y									
油气开采业务：逸散排放 ¹⁴											

12) ¹² 如果核算和报告年度内存在多个作业井进行试气作业，需要为每个作业井重复填写该表格。

13) ¹³ 油气开采业务设计工艺放空的设施包括原油开采的井口装置、单井储油罐（或海上油气的浮式生产储油卸油装置）、接转站（或海上油气井口平台、中心平台）、联合站（或海上油气的陆地终端），以及天然气开采中的井口装置、集气站（或海上油气的井口平台、中心平台）、计量/配气站、集气总站（或海上油气的陆地终端）等，如果同时存在多种设施，需要一一列明并为每种设施填写表格内相关内容。

14) ¹⁴ 同脚注 13

参数 1	设施数量	个									
参数 2	油气开采设施 甲烷排放因子	tCH ₄ /each / y									
油气处理业务：天然气处理过程工艺放空甲烷排放											
参数 1	天然气处理量	10 ⁸ Nm ³									
参数 2	天然气处理过程 中工艺放空 甲烷排放因子	tCH ₄ / 10 ⁸ Nm ³									
油气处理业务：天然气脱硫脱碳过程二氧化碳排放 ¹⁵											
参数 1	进入脱碳设备 的气体体积	10 ⁴ Nm ³									
参数 2	入口处二氧化 碳摩尔浓度	%									
参数 3	流出脱碳设备 气体体积	10 ⁴ Nm ³									
参数 4	脱碳处理后的 气体二氧化碳 浓度	%									
油气处理业务：硫磺回收装置尾气加氢过程二氧化碳排放 ¹⁶											

15) ¹⁵ 如果存在多台脱硫脱碳设备，需要一一列明并重复填写该表格内容。

16) ¹⁶ 如果存在多套加氢设备，需要一一列明并重复填写该表格内容；如果存在多种投入原料，需自行加行一一列明并填写相关表格内容。

参数 1	原料投入量	10^4 Nm^3									
参数 2	原料含碳量	$\text{tC}/10^4 \text{ Nm}^3$									
油气处理业务：甲烷逸散排放											
参数 1	天然气处理量	10^8 Nm^3									
参数 2	天然气处理甲烷逸散排放因子	$\text{t CH}_4/10^8 \text{ Nm}^3$									
长输业务：工艺放空排放 ¹⁷											
参数 1	设施数量	个									
参数 2	输送设施工艺放空甲烷排放因子	$\text{tCH}_4/\text{each}/\text{y}$									
长输业务：原油长输业务甲烷逸散排放											
参数 1	原油输送量	10^8 t									

17) ¹⁷ 天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等，需自行加行一一列明存在的设施并填写表格内相应内容。

参数 2	原油长输储运 的甲烷逸散排 放因子	tCH ₄ /10 ⁸ t oil									
长输业务：天然气长输环节逸散排放 ¹⁸											
参数 1	设施数量	个									
参数 2	甲烷逸散排放 因子	tCH ₄ /each /y									
D-4 甲烷回收利用量											
参数 1	回收甲烷体积	10 ⁴ Nm ³									
参数 2	甲烷气体的纯 度	%									
D-5 二氧化碳回收利用量											
参数 1	液态二氧化碳 回收利用量	t									
参数 2	液态二氧化碳 质量浓度	%									

18) ¹⁸ 天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等，需自行加行一一列明存在的设施并填写表格内相应内容。

参数 3	气态二氧化碳回收利用量	10^4Nm^3									
参数 4	气态二氧化碳摩尔浓度	%									
参数 5	气态二氧化碳密度	$\text{t}/10^4\text{Nm}^3$									
D-6 二氧化碳地质封存量											
参数 1	注入到地下深部储层的二氧化碳气体体积	10^4Nm^3									
参数 2	注入气体的二氧化碳摩尔浓度	%									
参数 3	外购的用来注入到地下深部储层的二氧化碳量	10^4Nm^3									

参数 4	购入气体的二氧化碳摩尔浓度	%									

D-6 购入和输出的电力、热力活动数据和排放因子的确定方式										
过程参数	单位	数据的计算方法及获取方式 ¹⁹ 选取以下获取方式： ■ 实测值（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式写明具体方法和标准）； ■ 缺省值（如是，请填写具体数值）； ■ 相关方结算凭证（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式填写如何确保供应商数据质量）； ■ 其他方式（如是，请具体填报时，采用在表下加备注的方式详细描述）。	测量设备（适用于数据获取方式来源于实测值）					数据记录频次	数据缺失时的处理方式	数据获取负责部门
			监测设备及型号	监测设备安装位置	监测频次	监测设备精度	规定的监测设备校准频次			
购入电量	MWh									
购入电力排放因子	tCO ₂ /MWh									
输出电量	MWh									

19) ¹⁹如果报告数据是由若干个参数通过一定的计算方法计算得出，需要填写计算公式以及计算公式中的每一个参数的获取方式。

输出电力排放因子	tCO ₂ /MWh									
购入热量	GJ									
购入热力排放因子	tCO ₂ /GJ									
输出热量	GJ									
输出热力排放因子	tCO ₂ /GJ									

E 数据内部质量控制和质量保证相关规定

至少包括如下内容:

- 碳排放数据质量控制计划制定、碳排放报告专门人员的指定情况;
- 数据质量控制计划的制定、修订、审批以及执行等的管理程序;
- 碳排放报告的编写、内部评估以及审批等管理程序;
- 碳排放数据文件的归档管理程序等内容。

(如不能全部描述可增加附件说明)

填报人:	填报时间:
内部审核人:	审核时间:
填报单位盖章	

参 考 文 献

- [1] 省级温室气体清单编制指南（试行），国家发展和改革委员会办公厅
- [2] 中国能源统计年鉴2021，国家统计局能源统计司，中国统计出版社
- [3] 《中国温室气体清单研究》（2005），国家发展和改革委员会应对气候变化司，中国环境出版社
- [4] IPCC国家温室气体清单指南（2006）及2019修订版，政府间气候变化专门委员会（IPCC）
- [5] The GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard (revised version, 2015), World Business Council for Sustainable Development, World Resources Institute
- [6] ISO 14064-1 《Greenhouse gases -- Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals》
- [7] Tool to determine the mass flow of a greenhouse gas in a gaseous stream, CDM-Executive Board
-