

《排污单位自行监测技术指南  
陆上石油天然气开采工业  
(征求意见稿)》编制说明

《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》

标准编制组

2021年5月

# 目 录

1	项目背景 .....	1
1.1	任务来源 .....	1
1.2	工作过程 .....	1
2	标准制定的必要性分析 .....	1
2.1	陆上石油天然气开采工业发展现状 .....	1
2.2	开展自行监测是排污单位应尽的责任 .....	2
2.3	相关标准规范对自行监测方案编制技术规定尚有不足 .....	2
3	国外陆上石油天然气开采工业排污单位自行监测开展情况 .....	3
4	陆上石油天然气开采工业污染源分析 .....	4
4.1	废水污染源 .....	5
4.2	废气污染源 .....	5
4.3	噪声源 .....	5
5	标准制定的基本原则和技术路线 .....	5
5.1	标准制定的基本原则 .....	5
5.2	技术路线 .....	6
6	标准研究报告 .....	6
6.1	适用范围 .....	6
6.2	监测方案制定 .....	6
6.3	信息记录和报告 .....	12
6.4	其他 .....	12
7	经济成本分析 .....	12

# 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业 (征求意见稿)》编制说明

## 1 项目背景

### 1.1 任务来源

为落实《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国水污染防治法》《中华人民共和国大气污染防治法》《中华人民共和国土壤污染防治法》《排污许可管理条例》等法律法规，指导和规范陆上石油天然气开采工业排污单位自行监测工作，按照生态环境部要求，中国环境监测总站、中国石油集团安全环保技术研究院有限公司、黑龙江省生态环境监测中心等单位参照相关标准规范，起草了《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业（征求意见稿）》（以下简称《指南》）。

### 1.2 工作过程

2019年10月，成立标准编制组。

2019年11月，召开专家研讨会，确立《指南》的编制方向。

2019年12月~2020年5月，查询相关标准规范和管理制度要求，调研陆上石油天然气开采企业污染防治和开展自行监测的要求，统计分析国内典型陆上石油天然气开采企业自行监测开展情况，组织召开了内部研讨会。

2020年6月~2020年9月，赴新疆、四川、重庆、陕西等地典型陆上石油天然气开采企业开展有针对性的实地调研，在此基础上编制了《指南》（初稿）。

2020年10月~2021年2月，对《指南》（初稿）进行了集中讨论，根据讨论结果进行了修改完善，形成《指南》（讨论稿）。

2021年3月3日，组织标准征求意见稿研讨会，根据专家意见对《指南》（讨论稿）进行修改完善，形成《指南》（征求意见稿）。

2021年3月23日，《指南》通过了生态环境部生态环境监测司组织召开的征求意见稿技术审查会。

## 2 标准制定的必要性分析

### 2.1 陆上石油天然气开采工业发展现状

石油天然气作为重要的一次能源，攸关国计民生和国家安全。石油天然气开采工业是中国国民经济发展的主要支柱产业。天然气作为清洁能源，为改善环境空气质量发挥了重要作用。

油气安全问题是国际社会关注的焦点，是全球能源战略和能源政策的核心。2018年7月，习近平总书记做出“大力提升国内油气勘探开发力度，努力保障国家能源安全”的重要批示。

目前，我国从事陆上石油天然气开采的企业主要为中国石油天然气集团有限公司、中国石油化工集团有限公司两大国有中央企业，以及国有地方企业陕西延长石油（集团）有限责任公司。

近年来，中国原油产量保持在 2 亿吨/年左右；天然气产量则呈现快速上升态势。国家为改善能源结构、控制大气污染，对天然气保供增供提出了越来越高的要求。

## 2.2 开展自行监测是排污单位应尽的责任

排污单位自行监测是污染源监测工作的重要组成部分，是掌握企业排污状况和排污趋势的手段，其监测结果和资料是开展企业环境信息公开工作的重要依据。企业自行监测及信息公开已被明确纳入法律法规。监测结果是评价排污单位治污效果、排污状况、对环境质量影响状况的重要依据，是支撑排污单位精细化、规范化管理的重要基础，在污染源达标状况判定、排放量核算等方面都需要有监测数据的支撑。

《中华人民共和国环境保护法》第四十二条规定：“重点排污单位应当按照国家有关规定和监测规范安装使用监测设备，保证监测设备正常运行，保存原始监测记录。”第五十五条要求：“重点排污单位应当如实向社会公开其主要污染物的名称、排放方式、排放浓度和总量、超标排放情况，以及防治污染设施的建设和运行情况，接受社会监督。”

《中华人民共和国水污染防治法》第二十三条规定：“实行排污许可管理的企事业单位和其他生产经营者应当按照国家有关规定和监测规范，对所排放的水污染物自行监测，并保存原始监测记录。重点排污单位还应当安装水污染物排放自动监测设备，与环境保护主管部门的监控设备联网，并保证监测设备正常运行。具体办法由国务院环境保护主管部门规定。”

《中华人民共和国大气污染防治法》第二十四条规定：“企业事业单位和其他生产经营者应当按照国家有关规定和监测规范，对其排放的工业废气和本法第七十八条规定名录中所列有毒有害大气污染物进行监测，并保存原始监测记录。其中，重点排污单位应当安装、使用大气污染物排放自动监测设备，与环境保护主管部门的监控设备联网，保证监测设备正常运行并依法公开排放信息。监测的具体办法和重点排污单位的条件由国务院环境保护主管部门规定。”

## 2.3 相关标准规范对自行监测方案编制技术规范尚有不足

我国涉及陆上石油天然气开采工业监测要求的标准规范，包括污染物排放标准、监测技术规范、竣工验收技术规范、环评导则等。相关标准规范综合性强，从不同角度对监测指标、监测技术提出要求，存在覆盖面不全、不适用日常监测等问题。监测频次是监测方案的核心内容，现有标准规范对监测频次规定较为模糊。

《陆上石油天然气开采工业水污染物排放标准》（征求意见稿）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）仅规定了监测指标及限值，未涉及污染物指标的监测频次。

《排污许可证申请与核发技术规范 水处理通用工序》（HJ 1120—2020）规定了部分废水监测指标与频次，但与即将发布的《陆上石油天然气开采工业水污染物排放标准》中规定的控制项目存在差异。《排污许可证申请与核发技术规范 工业炉窑》（HJ 1121—2020）规定了通用型工业炉窑的自行监测要求，对陆上油气田加热炉自行监测指导作用不足。《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822—2019）中部分监测规定与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）中的规定存在差异。

《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612—2011）仅规定验收监测期间各类别的监测频次按照相应类别的综合排放标准及技术规范的要求进行。《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1—2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349—2007）均仅规定要对建设项目提出监测计划要求，缺少具体内容。

《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81号）对国控企业的监测频次提出部分要求，但是作为规范性管理文件，规定相对笼统，无法满足量大面广的陆上石油天然气开采工业排污单位自行监测方案编制要求。

### 3 国外陆上石油天然气开采工业排污单位自行监测开展情况

美国 EPA 环境与健康国际合作科学小组 1996 年的报告“Environmental Compliance and Enforcement Capacity Building Resource Document International Comparison of Source Self-Monitoring, Reporting, and Record keeping Requirements”（《污染源自行监测、报告与记录保存要求的国家间比较研究报告》）中对美国、英国、加拿大、德国、匈牙利、印度、墨西哥、荷兰等国污染源自行监测中的监测参数确定、监测方法、监测频次、监测报告、质量保证等要求进行了详细比较，总的来讲，上述国家对自行监测工作的相关方面都做了详细的要求。以废气为例，在监测方法上，包括连续自动监测、通过烟道采样后再进行物理或化学分析的间接监测、替代监测、视觉或嗅觉监测、物料平衡等。在监测参数上，包括 SO<sub>2</sub>、CO、NO<sub>x</sub>、VOCs、PM、HCl、重金属、可见度等；在监测频次上，主要根据设备的种类、企业规模、排放量等来确定；在监测方式上，企业可以自己建立实验室开展监测，也可以委托具备相应资质的检验检测机构开展监测。

2007 年经济合作与发展组织的报告“Technical Guide on Environmental Self-monitoring in Countries of Eastern Europe, Caucasus, and Central Asia”（《东欧、高加索、中亚地区环境自行监测技术导则》）中提到企业自行监测工作在该组织部分成员国有着相当长的历史，部分大型企业在 20 世纪 70 年代中期就已经建立了自行监测制度，该导则对其成员国内企业的自行监测工作提出了指导性意见，指出要求企业开展自行监测并报告是促使企业履行环境责任的重要方式，能够使有限的政府监管资源得到合理配置，并促进环境信息公开。该导则指出企业应当制定自行监测方案，环境主管部门在适当时候应该审查此方案，可以接受或否决此方案并要求对该方案进行修订。企业必须保证必要的技术力量、监测设备来

保证监测方案所要求的自行监测活动，也可以由企业负责采样，由外部的实验室负责分析样品，在东欧、高加索、中亚等地区，企业多委托外部机构进行监测或者选择一个企业的实验室承担周边几个企业的自行监测。

在自行监测的类型方面，自行监测主要包括过程监测、排放监测、影响监测，其中过程监测的方案可由企业自行决定，排放监测和影响监测方案由环境保护主管部门决定；关于影响监测，并不要求所有企业都开展，而由环境保护主管部门根据具体情况来确定是否需要开展影响监测。

在自行监测报告方面，欧美主要国家有三种情况：一是报告所有自行监测数据；二是报告与特定环境或事件相关的数据；三是不报告，只记录。报告的频次根据管理部门需要设定，主要包括以下几种情况：一是每年报告，或每一段固定时间报告；二是超标时报告；三是即时报告，例如发生事故时。

石油天然气开采工业各类点源废物排放限制指南(ELGs)被编入美国联邦法典(40 CFR Part 435)中。美国沿海地区(coastal)采出水排放的监测指标为油和油脂。在监测频次方面，美国许可证制度要求企业根据出水波动性、污水处理设施容量、污水处理方法、污染物性质和排放频率自行确定能够表示出水水质特征和探测违法行为的监测频次。如企业根据出水情况，对于波动性大的出水要求执行比稳定出水更高的监测频次；废水排放进入敏感水体或者公共供水处的，应增加监测频次。

世界银行组织发布的《陆上油气开发 HSE 导则》(World Bank Group: Environmental Health and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development APRIL 30, 2007)、《欧盟水框架指令(2000/60/EC)》中提出了陆上油气开发水污染物排放控制标准，监测指标包括 pH 值、石油类/总石油烃、五日生化需氧量、化学需氧量、悬浮物、苯酚(挥发酚)、硫化物和重金属(总)；加拿大 Alberta 省禁止采出水陆地排放，一般经处理后进行地下回注或回灌。Directive 055 (Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry, 上游石油工业储存要求)规定了 pH 值、油类指标的控制要求。

根据国外考察和资料调研，美国、加拿大、德国等工业化国家均把天然气净化厂排放的废气作为特殊污染源，制定专门的废气排放标准，并按硫回收装置的规模大小规定最低硫回收率的指标。

## 4 陆上石油天然气开采工业污染源分析

石油天然气开采主要包括建设期、运营期和服役期满 3 个阶段。在前期的勘探工作结束后，建设期的主要内容为钻井和地面工程建设；运营期的主要内容为采油(气)、井下作业、油气集输及处理等。本标准适用于指导运营期的自行监测。

## 4.1 废水污染源

石油天然气开采作业和生产过程中产生的废水，包括油气田采出水、钻井和井下作业废水、压裂返排液、油气处理工艺废水、设备和设施清洗废水、循环冷却水排污水、化学水制取排污水、锅炉排污水、生产区生活污水、污染雨水等。

概括而言，陆上石油天然气开采工业废水主要为物理过程（分离、净化，无油气炼制与化工工艺过程）产生的废水，污染物种类相对单一，主要来自于地层，污染物来源主要为原油组分、钻采过程中加入的无机和有机化学剂组分，以及地层中的物质。

## 4.2 废气污染源

陆上石油天然气开采工业企业大气污染物主要包括天然气净化厂硫回收尾气、稠油开采用注汽锅炉废气、油气田加热炉废气、油气处理与集输系统无组织逸散烃类废气，主要污染物为  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、颗粒物、挥发性有机物（非甲烷总烃）。

## 4.3 噪声源

陆上石油天然气开采工业企业在生产过程中产生噪声排放的站场主要包括油气集中处理站、天然气处理厂、海上油气田陆岸终端，及接转站、增压站、集输站、配气站等，噪声源主要包括各类压缩机、机泵、分离器、调压阀、节流阀等机械运行噪声和天然气气流声。通常油气集中处理站、天然气处理厂、海上油气田陆岸终端，及接转站、增压站、集输站、配气站均为连续生产。

# 5 标准制定的基本原则和技术路线

## 5.1 标准制定的基本原则

### 5.1.1 以《排污单位自行监测技术指南 总则》为指导，根据行业特点进行细化

本标准的主体内容是以《排污单位自行监测技术指南 总则》（以下简称《总则》）为指导，根据《总则》中确定的基本原则和方法，结合陆上石油天然气开采工业的实际排污特点，进行具体化和明确化。

### 5.1.2 以污染物排放标准为基础，全指标覆盖

污染物排放标准规定的内容是本《指南》制定的重要基础，在污染物指标确定上，主要以当前实施的污染物排放标准为依据。此外，根据企业调研以及相关监测数据统计，适当考虑将实际排放的或地方实际进行监管的污染物指标纳入。

目前，陆上石油天然气开采工业相关的污染物排放标准主要为《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020），废水排放标准在研。对于已实施的污染物

排放标准中明确规定的污染物，做到全指标覆盖；尚未实施的，作为本《指南》制定的参考，并定期跟踪排放标准编制进度，及时补充完善。

### 5.1.3 以满足排污许可制度实施为主要目标

本《指南》的制定以能够满足支撑陆上石油天然气开采工业排污许可制度实施为主要目标，对纳入排污许可管控的污染物指标进行全面考虑，与《排污许可证申请与核发技术规范水处理通用工序》（HJ 1120—2020）等充分衔接，将其中排放口分类和污染物管控要求作为《指南》污染物监测要求的重要确定依据。

## 5.2 技术路线

根据资料调研和多次专家讨论、审议，形成本标准制定的技术路线，如图 5-1 所示。

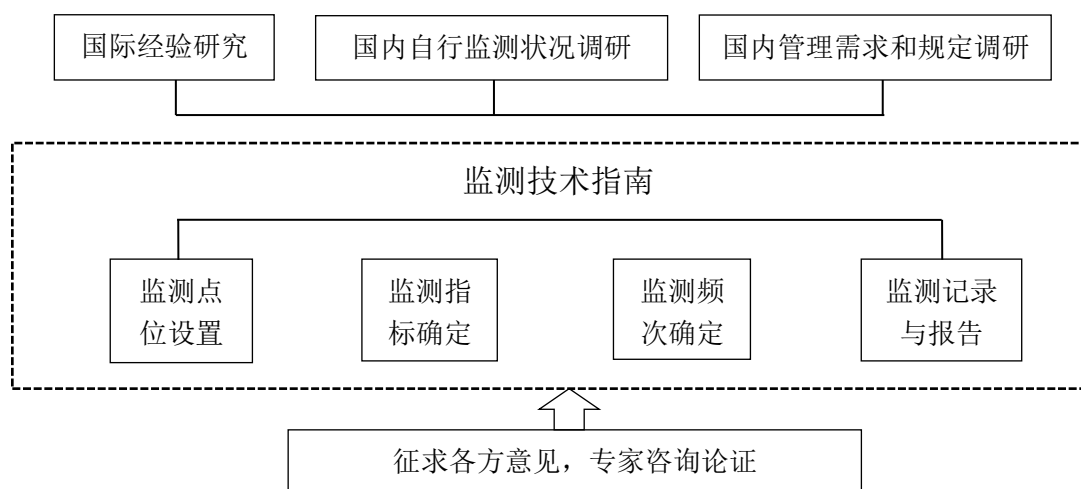


图5-1 标准制定的技术路线

## 6 标准研究报告

### 6.1 适用范围

本标准提出了陆上石油天然气开采工业排污单位自行监测的一般要求、监测方案制定、信息记录和报告的基本内容和要求。

本标准适用于陆上石油天然气开采工业排污单位在生产运行阶段对其排放的水、气污染物、噪声以及对周边环境质量影响开展自行监测。

自备火力发电机组（厂）、配套动力锅炉及采暖锅炉的自行监测要求按照《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ 820）执行。

### 6.2 监测方案制定

根据《陆上石油天然气开采工业水污染物排放标准（征求意见稿）》《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）、《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13272



—2014) 等国家标准确定污染物指标和监测点位；按照《总则》关于监测频次的总体要求，同时结合陆上石油天然气开采工业污染物的实际排放状况与排污许可证申请与核发的技术要求及产业政策要求，确定陆上石油天然气开采工业各排污口不同污染物的监测频次。

## 6.2.1 废水排放监测

### 6.2.1.1 废水排放监测点位和监测指标

参照《排污许可证申请与核发技术规范 水处理通用工序》（HJ 1120—2020），规定在废水总排口、车间或处理设施废水排放口、生活污水排放口、雨水排放口设置监测点位。其中，参照《陆上石油天然气开采工业水污染物排放标准（征求意见稿）》，规定车间或生产设施废水排放口为：油气集中处理站、天然气处理厂、储油库生产废水排放口，并增加海上油气田陆岸终端废水排放口。

参照《排污许可证申请与核发技术规范 水处理通用工序》（HJ 1120—2020），规定在废水总排放口监测流量、化学需氧量、氨氮、pH 值、悬浮物、五日生化需氧量、总有机碳、石油类、硫化物、总磷、挥发酚、阴离子表面活性剂；在车间或处理设施排放口监测流量、总汞、总镉、总铬、总砷、总铅、烷基汞、六价铬、总镍；在生活污水排放口监测流量、化学需氧量、氨氮；雨水排放口监测化学需氧量、石油类。

参照《陆上石油天然气开采工业水污染物排放标准（征求意见稿）》，在废水总排放口增加总氮、总磷、总钒等 3 项指标，并规定根据环境影响评价文件及其批复，以及原料工艺等确定是否开展这 3 项指标监测。参照《城镇生活污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918—2002）及其修改单，结合陆上石油天然气开采行业特征，将《排污许可证申请与核发技术规范 水处理通用工序》（HJ 1120—2020）中规定的其他污染物，明确为 pH 值、悬浮物、总氮、总磷、五日生化需氧量、石油类。

### 6.2.1.2 废水排放监测频次

监测频次主要参照《排污许可证申请与核发技术规范 水处理通用工序》（HJ 1120—2020），规定废水总排放口，流量自动监测；重点管理排污单位化学需氧量、氨氮自动监测，其余按月监测；pH 值、悬浮物、五日生化需氧量、总有机碳、石油类、硫化物、总磷直接排放的按月监测，间接排放的按季度监测；挥发酚、阴离子表面活性剂直接排放的按季度监测，间接排放的半年监测一次。车间或处理设施排放口，流量、总汞、总镉、总铬、总砷、总铅按月监测；烷基汞、六价铬、总镍按季度监测。生活污水排放口流量、化学需氧量、氨氮按月监测；其他污染物包括 pH 值、悬浮物、总磷、总氮、五日生化需氧量、石油类，半年监测一次。雨水排放口化学需氧量、石油类按季度监测。

参照《总则》对废水排放监测指标的最低监测频次要求，废水排放口的总氮属于主要监测指标，规定直接排放的按月进行监测，间接排放的按季度进行监测；总钒属于其他监测指标，规定直接排放的按季度进行监测，间接排放的半年监测一次。

同时规定，设区的市级及以上生态环境主管部门明确要求安装自动监测设备的污染物指标，应采取自动监测。

## 6.2.2 有组织废气排放监测

### 6.2.2.1 有组织废气排放监测点位

根据产排污分析及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020），陆上石油天然气开采工业排污单位的有组织废气排放源主要包括：硫磺回收装置尾气排气筒、稠油开采注汽锅炉排气筒、油气田加热炉排气筒、废水集输和处理系统有机废气收集处理排放口、其他有机废气收集处理系统排放口等5类。

参照《总则》规定的原则，规定对于多个污染源或生产设备共用一个排气筒的，监测点位可布设在共用排气筒上。当执行不同排放控制要求的废气合并排气筒排放时，应在废气混合前进行监测；若监测点位只能布设在混合后的排气筒上，监测指标应涵盖所对应污染源或生产设备的监测指标，最低监测频次按照严格的执行。

### 6.2.2.2 有组织废气排放监测指标

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020），规定硫磺回收装置尾气排气筒监测二氧化硫；规定废水集输和处理系统有机废气收集处理装置排气筒、其他有机废气收集处理系统排气筒监测非甲烷总烃指标，排放标准中对非甲烷总烃去除效率有要求的，应同时在处理装置废气进口处开展监测。同时根据产排污分析，硫化氢为油气田开采工业废气中的特征污染物，因此规定在两类有机废气排放口加测硫化氢指标，并要求根据环境影响评价文件及其批复，以及原料工艺等确定是否监测《恶臭污染物排放标准》（GB 14554）中的其他恶臭污染物。

对于稠油开采注汽锅炉排气筒，参照《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ 820—2017），对氮氧化物、颗粒物、二氧化硫、氨、林格曼黑度等指标开展监测，其中，氨为使用液氨等含氨物质作为还原剂，去除烟气中氮氧化物的选测指标。

对于油气田加热炉排气筒，参照《排污许可证申请与核发技术规范 工业炉窑》（HJ 1121—2020），规定监测加热炉热工单元的污染物，包括：颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物、林格曼黑度。其中，汞及其化合物仅燃煤加热炉监测。

同时，规定废气监测应按照相应标准分析方法、技术规范同步监测烟气参数。

### 6.2.2.3 有组织废气排放监测频次

《总则》中规定，重点排污单位主要排放口主要指标的最低监测频次为月一季，主要排放口其他指标的最低监测频次为半年一年，其他排放口监测指标的最低监测频次为半年一年；非重点排污单位主要排放口的主要指标的最低监测频次为半年一年，主要排放口其他指标的最低监测频次为年，其他排放口监测指标的最低监测频次为年。

(1) 对于油气田天然气净化厂的硫磺回收装置尾气排气筒，属于主要排放口，其排放的二氧化硫属于主要监测指标，且自动监测技术相对成熟，各油气田企业基本已实现自动监测。因此规定硫磺回收装置尾气排气筒的二氧化硫指标自动监测。

(2) 对于废水集输和处理系统有机废气收集处理装置、有机废气收集处理系统，《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）对这两类排放口排放的非甲烷总烃有排放限值要求，且非甲烷总烃属于主要排放口的主要指标，因此，规定为按月监测。对于硫化氢和其他可能存在的恶臭污染物，属于主要排放口的其他监测指标，因此规定半年监测一次。

(3) 对于油气田加热炉排气筒，按规模分为三类对监测频次进行规定，具体频次如下：

① 对于单台额定功率大于等于 14MW 或 20t/h 的油气田加热炉排气筒，参照《排污许可证申请与核发技术规范 工业炉窑》（HJ 1121—2020），规定燃煤燃油类型的加热炉，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物按月监测，汞及其化合物、氨、林格曼黑度半年监测一次。燃气类型的加热炉氮氧化物按月监测，颗粒物、二氧化硫、氨、林格曼黑度半年监测一次。

② 对于单台额定功率在 0.5MW（0.7t/h）至 14MW（20t/h）之间的油气田加热炉排气筒，属于其他排放口，因此规定所有燃料类型对颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物、林格曼黑度等指标每年监测一次。

③ 对于单台额定功率小于 0.5MW 或 0.7t/h 的油气田加热炉排气筒，属于其他排放口，因此规定所有燃料类型的加热炉对颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物、林格曼黑度等指标每年监测一次。但对于燃气类型为天然气且单台额定功率小于 0.5MW 或 0.7t/h 的油气田加热炉，规定每年按 10% 的比例抽测。具体原因如下：

A. 油气田加热炉分布点多、面广、区域分散，大多处于偏远地区，目前其分布绝大多数不属于国家重点控制区，数量庞大且位置偏僻。以国内某大型能源集团为例，整个集团下属 17 家油气田企业，共有加热炉超过 2 万台。以其中某大型油气田为例，共有 2538 台加热炉，分布在我国西北 5 个省份，大多分布在野外，开展废气监测难度很大，需投入大量的人力、物力和时间，人工监测成本高。

B. 额定功率小，且大部分加热炉为间歇生产，燃料消耗少，污染物排放量小。以其中 6 家油气田为例，共有工艺加热炉 15516 台，其中，额定功率大于 14MW 的仅占 0.1%，功率在 1~14MW 的约占 21.0%，功率在 0.7~1MW 的约占 4.1%，功率在 0.5~0.7MW 的约占 5.8%，功率小于 0.5MW 的约占 69.0%。

C. 工艺加热炉燃料多为天然气，燃烧后污染物浓度低，且多为间歇式运行，污染物排放量也很少。以其中 6 家油气田为例，共有工艺加热炉 15516 台，其中，燃气加热炉占比约 97.5%。生产运行具有显著的季节性，即冬季运行时间较长、春秋季节运行时间较短，夏季大多数加热炉停运或为间歇生产。

(4) 对于稠油开采注汽锅炉排气筒，燃煤、燃油类型的锅炉监测频次参照《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ 820—2017) 规定。对于燃气类型锅炉，监测频次也参照《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ 820—2017) 规定，但对规模的分类由单台额定功率 14MW 或 20t/h，调整至单台额定功率 16.1MW 或 23t/h。理由如下：

A. 稠油开发油田普遍使用的注汽锅炉额定功率大多在 23t/h，但运行负荷均低于 20t/h，且数量巨大。如东北某油气田企业，在用注汽锅炉有 358 台，其中 48~100t/h 的 11 台，20~23t/h 的 203 台，20t/h 以下的 144 台。

B. 绝大多数以天然气为燃料，进行低氮燃烧改造后，能够稳定达标排放。根据长期以来对此类设备的废气监测结果显示，其污染物排放稳定且未出现超标现象。

C. 若按照 20t/h 以上安装自动监测设备，投资和运营成本极高。以东北某油气田企业的注汽锅炉中 358 台为例，若按照 20t/h 分类，有 214 台需要安装，1 台锅炉完成自动监测改造工程、安装烟气在线监测设备、建设 1 个监测站房投资估算约为 57 万元，全部安装的费用达到了 1.22 亿元。

D. 政府及企业管理难度极大。受稠油开发工艺的影响，注汽锅炉并不会一直持续稳定运行，锅炉的启停操作较为频繁。以西部某油田为例，平均启停炉次数约为 25.7 台次/年。根据《污染源自动监控设施运行管理办法》(环发〔2008〕6 号) 第十四条要求“运行单位应当保持污染源自动监控设施正常运行。污染源自动监控设施因维修、更换、停用、拆除等原因将影响设施正常运行情况的，运行单位应当事先报告县级以上环境保护行政主管部门，说明原因、时段等情况，递交人工监测方法报送数据方案，并取得县级以上环境保护行政主管部门的批准；设施的维修、更换、停用、拆除等相关工作均须符合国家或地方相关的标准”。根据地方环保部门要求，油田已装在线监测设备的锅炉每次计划启停炉均需编写《XX 单位关于 XX 注汽锅炉启停炉情况报告》，单位盖章于锅炉启停炉前 48 小时向环保部门提交报

告，报告中详细说明停炉时段及原因，取得批准方可启停炉；非计划停炉时，单位应于锅炉停炉 4 小时内提交停炉原因报告，若停炉过程中出现污染物超标现象，还需提交污染物超标原因分析，并及时对锅炉进行维修，于 48 小时内恢复运行。该油田注汽锅炉 2018 年计划停炉 3103 台次，非计划停炉次数 4257 台次，若安装在线监测设备，后期政府备案工作量极大。企业的自动监测设备运维一般由第三方公司承担，目前难以在一个地区具备管理超过 200 套自动监测设备的技术力量，且单个企业基本无法完成如此庞大数量的运维管理工作。

### 6.2.3 无组织废气排放监测

#### 6.2.3.1 无组织废气排放监测点位与监测指标

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020），规定在油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界开展非甲烷总烃监测，并增加海上油气田陆岸终端企业边界监测点位。同时，根据工艺分析，规定若场站处理工艺含脱硫单元时，在企业边界开展硫化氢指标的监测，并要求根据环境影响评价文件及其批复，以及原料工艺等确定是否监测《恶臭污染物排放标准》（GB 14554）中规定的其他恶臭污染物。

对于设备与管线组件泄漏检测，参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020），规定重点地区的油气集中处理站、天然气处理厂、储油库、海上油气田陆岸终端，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点数量 $\geq 2000$  个的，开展挥发性有机物泄漏检测，监测指标为挥发性有机物泄漏检测值，监测的其他要求按国家挥发性有机物有关监测和管理规定执行。

#### 6.2.3.2 无组织排放废气监测频次

陆上石油天然气开采工业属于采矿业，考虑到石油天然气开采目前大多采用密闭集输工艺，按照《总则》无组织废气每季度至少开展一次监测，其他无组织废气排放的污染源每年至少开展一次监测的原则，规定站场边界非甲烷总烃、硫化氢指标监测频次为每季度监测一次；若企业还需在厂界监测《恶臭污染物排放标准》（GB 14554）中的其他恶臭污染物，则也应每季度监测一次。

参照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822—2019），规定泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统每半年开展一次泄漏检测，法兰及其他连接件、其他密封设备每年开展一次泄漏检测。

### 6.2.4 厂界环境噪声监测

根据《总则》，结合陆上石油天然气开采工业各站场的生产实际情况，本标准规定厂界环境噪声监测点位设置应遵循《总则》中的原则，主要考虑对油气集中处理站、天然气处理厂、储油库、海上油气田陆岸终端、增压站等开展厂界环境噪声监测。

由于采油气井场、配气站、集气站（输气站）、计量站、转油站、污水处理站、配注站、放水站、注水站（回注站）、脱水站等仅具有单一功能的站场规模小、设备少，噪声源单一，一般均为稳态噪声，能够稳定达标，具有点多、面广、区域分散、工艺简单、设备设施少等特点，综合考虑噪声排放影响、经济成本等因素，规定此类场站可不开展厂界环境噪声监测。同时，鉴于大部分油气田场站大多地处偏僻戈壁、荒漠，周边无噪声敏感点，因此规定周边10km范围内无环境敏感点的场站，可不开展厂界环境噪声监测。

### 6.2.5 周边环境质量影响监测

法律法规等有明确要求的，按要求执行。无明确要求的，若排污单位认为有必要的，可对周边环境空气、地表水、地下水、海水和土壤开展监测，并按照相关环评导则和监测技术规范等标准的规定设置周边环境质量监测点位。

## 6.3 信息记录和报告

根据陆上石油天然气开采工业的实际情况，对生产设施、污染治理设施运行状况的记录内容进行了细化。

对陆上石油天然气开采工业企业的一般固体废物、危险固体废物的来源进行梳理，提出信息记录要求，其中危险废物名称参考《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南》（征求意见稿）中对石油、常规天然气开采过程中产生的危险废物信息的规定。

## 6.4 其他

排污单位应制定监测方案、设置和维护监测设施、开展自行监测、做好监测质量保证与质量控制、记录和保存监测数据。本标准是在《总则》的指导下，根据陆上石油天然气开采工业排污单位的实际情况，对监测方案制定和信息记录中的部分内容进行具体细化，对于各行业通用的内容未在本标准中进行说明，但对于陆上石油天然气开采工业企业同样适用，因此除本标准规定的内容外，其他按《总则》执行。

## 7 经济成本分析

《指南》中监测方案主要包括废水、废气（含有组织和无组织排放）、噪声及环境质量监测，为了解陆上石油天然气开采工业排污单位自行监测方案实施的经济成本，选取2家大型油气田企业，依据《指南》规定的监测内容，对监测指标的监测成本进行汇总对比分析。

A 企业废水手工监测 57.2 万元/年，有组织废气手工监测 52.7 万元/年，无组织废气手工监测 496 万元/年（其中泄漏检测 450 万元），厂界环境噪声手工监测 97.9 万元/年（若对所有小型场站都开展监测，则噪声手工监测费用将增加至 598.4 万元/年）。自动监测设备安装费用 2040 万元，运行费 320 万元/年。

B 企业废水手工监测 22.7 万元/年，有组织废气手工监测 91.6 万元/年，无组织废气手工监测 378 万元/年（其中泄漏检测 360 万元），厂界环境噪声手工监测 2.4 万元/年（若对所有小型场站都开展监测，则噪声手工监测费用将增加至 19.2 万元/年）。自动监测设备安装费用 500 万元，运行费 80 万元/年。

综上，不同企业自行监测费用差距较大，其中泄漏检测费用占比最高。