西南油气田分公司天然气质量监督管理办 法

（试行）

**第一章 总则**

**第一条** 为了加强和规范西南油气田分公司（以下简称“分公司”）天然气质量监督管理，保证分公司主要自产产品天然气的质量符合国家法律法规和标准要求，根据《中华人民共和国产品质量法》和《中国石油天然气集团公司质量管理办法》，结合公司实际，制定本办法。

**第二条** 本办法所称天然气质量监督管理是指依照国家质量法律法规和标准，采取在线监测、定期检测和监督抽查的方式对生产经营过程中通过管道输送的天然气和车用压缩天然气进行质量控制的活动。

**第三条** 分公司天然气质量的技术指标执行国家标准GB 17820《天然气》，车用压缩天然气的技术指标执行国家标准GB 18047**《**车用压缩天然气**》**，天然气的取样执行国家标准GB/T 13609《天然气取样导则》。

**第四条** 分公司天然气质量监督工作坚持源头把关、过程控制，完善体系、持续改进，落实责任、强化监督的原则，为社会和用户提供符合质量要求的产品。

**第五条** 本办法适用于分公司及所属单位生产经营过程中天然气产品的质量监督管理工作。

分公司控股公司参照本办法执行。

**第二章　　机构与职责**

**第六条**　分公司质量安全环保处负责分公司的天然气质量监督管理工作，其主要职责是：

（一）贯彻国家有关天然气质量法律法规和标准规范，制定分公司相关规章制度，并组织实施。

（二）组织编制分公司天然气质量监督规划和年度工作计划，并组织实施。

（三）对所属单位天然气质量监督管理工作进行检查、指导，推行现代科学的天然气质量检测方法，完善检测体系。

（四）规划并提出建立天然气质量检测技术机构的建议，指导分公司产品质量检测技术机构业务工作。

（五）负责天然气质量监督数据和信息的归口管理工作。

（六）负责提出化验分析人员培训和考核计划，经批准后组织实施。

（七）负责对分公司所属单位的天然气质量监督工作进行考核，提出表彰奖励和处罚意见。

（八）负责对监督管理中发现的天然气不合格情况进行通报，并跟踪整改结果。

（九）协调处理重大天然气质量纠纷，参与调查和处理重、特大天然气质量事故。

**第七条**　分公司生产运行处、开发部、管道部、营销部、页岩气勘探开发部负责根据专业职责对监督发现的天然气质量不合格情况立即进行整改和处理，并根据专业需要提出天然气质量监控点和监控项目的设置。

**第八条**　分公司各二级单位质量安全环保科负责本单位的天然气质量监督管理工作，其主要职责是：

（一）贯彻国家有关天然气质量法律法规和标准规范，执行上级有关规章制度，制定本单位天然气质量监督管理的实施细则，并监督实施。

（二）组织编制本单位天然气质量监督规划和年度工作计划，并组织实施。

（三）建立本单位天然气质量监控点、监控项目、监控周期和监测设备台账，对所属单位天然气质量监督管理工作进行检查、指导和考核。

（四）负责本单位天然气质量检测技术机构的业务归口管理。

（五）负责本单位天然气质量监督数据和资料的管理、发布以及上报工作。

（六）负责提出本单位天然气质量监督培训计划，并组织实施。

（七）及时发现和通报天然气质量不合格情况，监督并跟踪整改结果，组织或参与本单位天然气不合格事故事件的协调处理。

**第九条** 分公司根据经济合理、就地就近、满足天然气生产经营需要的原则设立天然气质量检测技术机构，其主要职责是：

（一）贯彻执行国家天然气质量法律、法规，执行上级有关天然气质量监督的规章制度。

（二）承担天然气产品的化验分析工作，为公司天然气生产过程的质量控制提供保障。对社会提供公证数据的产品质量检验机构，应通过国家相关认证。

（三）为各净化分厂、脱水站、轻烃厂、干法脱硫装置等的化验分析提供技术支撑。

（四）为各类天然气在线分析设备的运行维护提供技术支撑。

（五）承担天然气质量监督管理部门安排的天然气质量周期检验和监督抽检任务。

（六）负责跟踪研究天然气质量检测新技术，推广应用先进检测手段和方法，推动分公司天然气检测技术进步。

（七）参与天然气质量事故、事件的调查处理。

**第三章　　天然气主要技术指标测量要求**

**第十条** 天然气组成的分析执行GB/T 13610《天然气的组成分析 气相色谱法》，天然气密度、相对密度、高位发热量的计算执行GB 11062《天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法》。组成的测定可采用在线检测或离线检测的方式进行。

（一）采用在线检测方式测定的要求

1. 在线气相色谱仪的配备原则

（1）天然气瞬时流量在5×104m3/h以上的贸易或地区公司、板块公司之间的交接计量站场应配备在线气相色谱仪。

（2）如气源单一，上游已配备在线气相色谱仪的站场，不重复配备，应通过数据远传赋值的方式使用上游站场在线气相色谱仪的分析数据。

（3）供需双方合同中要求配备在线色谱分析仪的站场。

2. 在线气相色谱仪的技术要求

（1） 在线气相色谱仪的取样口宜设置在多路进气管线充分混合后的出口处，使取样具备代表性，确保分析数据能够满足该流向天然气计量的需求。

（2）在线色谱分析仪应能够自动检测出天然气的主要组分，并具备数据处理、存储和与上位计算机通信功能，对于碳氢化合物应至少能分别独立检测出甲烷、乙烷、丙烷、正丁烷、异丁烷、正戊烷、异戊烷、己烷加的组分以及N2和CO2，检测结果的重复性和再现性应该满足GB/T 13610《天然气的组成分析 气相色谱法》的要求，分析仪应能计算天然气发热量和密度，发热量和密度的最大允许误差应满足GB/T 18603《天然气计量系统技术要求》。

（3）在线气相色谱仪应具备自动校验功能，校验的周期间隔应不超过15日。

（二）采用离线检测方式测定的要求

1. 人工取样点的设置原则

（1）分公司贸易计量、与集团公司内部其它地区公司或板块公司的交接计量以及分公司内部二级单位之间的交接计量均应设置天然气取样点， 开展天然气组成测定工作。

（2） 如气源单一，上游已进行取样分析的贸易和交接计量站场，不重复开展取样分析工作，使用上游已取样分析的数据对计量系统赋值。

2. 人工取样分析的要求

（1）天然气取样分析执行GB/T 13609《天然气取样导则》，取样口的设置应使所取样品具备代表性，确保分析数据能够满足该流向天然气计量的需求。

（2） 设置人工取样分析点的站场在投产后应及时开展天然气组分的首次测定，后续测定分析的周期不应超过3个月，如输气管网调配导致天然气密度发生较大变化或相邻两次取样分析的密度变化超过1％，应缩短分析周期。各生产单位应根据天然气分析报告的密度变化及时修正流量计算参数，并填写修正参数的记录。

（3） 已配备在线色谱分析仪的站场，人工取样分析周期应不超过1年，如人工取样分析与在线色谱分析仪密度的测定结果相差超过1%，应及时查找原因，确保分析结果准确可靠。

（4） 人工取样分析的具体项目见附件1：《天然气组成分析报告》。

**第十一条** 天然气中总硫含量的测定执行GB/T 11060.4《天然气 含硫化合物的测定 用氧化微库仑法测定总硫含量》、GB/T 11060.5《天然气 含硫化合物的测定 用氢解-速率计比色法测定总硫含量》或GB/T 11060.8《天然气 含硫化合物的测定 用紫外荧光光度法测定总硫含量》。

（一） 分公司各天然气净化分厂净化气总硫含量测定周期应不超过1天。

（二） 分公司贸易交接、与集团公司内部其它地区公司或板块公司的交接天然气站场新投产或气源发生较大变化后应及时开展总硫含量的首次测定，后续测定分析的周期应不超过1年，如气源单一，上游已进行总硫测定的站场，不重复开展总硫测定工作，使用上游已测定的总硫数据。

**第十二条** 天然气中硫化氢含量的测定可采取在线硫化氢分析仪测量或人工取样分析测量的方式。人工取样分析测量执行GB/T 11060.1《天然气 含硫化合物的测定 用碘量法测定硫化氢含量》、GB/T 11060.2《天然气 含硫化合物的测定 用亚甲蓝法测定硫化氢含量》、GB/T 11060.3《天然气 含硫化合物的测定 用乙酸铅反应速率双光路检测法测定硫化氢含量》、GB/T 11060.11《天然气 含硫化合物的测定 用着色长度检测管法测定硫化氢含量》、GB/T 11060.12《天然气 含硫化合物的测定 用激光吸收光谱法测定硫化氢含量》或SY/T 6537《天然气净化厂气体及溶液分析方法》。

（一）采用在线硫化氢分析仪测定的要求

1. 分公司各天然气净化分厂出厂净化气、处理量在10×104m/d以上的干法脱硫装置和净化气管网需监控的重要节点应配备在线硫化氢分析仪。

2. 在线硫化氢分析仪应能够自动快速检测出天然气中硫化氢含量，并具备数据存储和与上位计算机通信功能，分析仪的最大允许误差应满足现场监测的需要。

3. 如上游气源已配备在线硫化氢分析仪的，不重复配备，应通过数据远传的方式使用上游在线硫化氢分析仪的数据。

（二）采用人工取样分析硫化氢含量的要求

1. 各天然气净化分厂进厂原料气、出厂净化气、干法脱硫装置、净化气管网需监控的重要节点、贸易交接、CNG、与集团公司内部其它地区公司或板块公司的交接天然气均应开展人工取样分析定期测定硫化氢含量的工作。

2. 各天然气净化分厂进厂原料气、出厂净化气的硫化氢含量测定周期应不超过1天；干法脱硫装置新投入运行或脱硫剂更换后重新使用时，测定周期应不超过7天，当干法脱硫装置检测结果硫化氢含量超过10mg/m3时，测定周期应不超过1天；其它需进行硫化氢含量测定的站场在新投产或气源发生较大变化后应及时开展硫化氢含量的首次测定，后续测定分析的周期应不超过1年，如气源单一，上游已进行硫化氢测定的站场，不重复开展测定工作，使用上游已测定的数据。

3. 已配备在线硫化氢分析仪的站场，在进行人工取样比对分析时，如任何一种检测方式的测定结果超过20mg/m3（CNG超过15mg/m3）时，应及时查找原因，确保分析结果准确可靠。

**第十三条** 天然气水露点的测定可采取在线分析仪测量或使用分析设备人工测量的方式。人工测量执行GB/T 17283**《**天然气水露点的测定 冷却镜面凝析湿度计法》、GB/T 27896《天然气中水含量的测定　电子分析法》、GB/T 21069《天然气 高压下水含量的测定》、SY/T 7507《天然气中水含量的测定 电解法》。测定结果应为交接点压力下的水露点。水分含量与水露点的换算应执行GB/T 22634《天然气水含量与水露点之间的换算》。

（一）采用在线分析仪测定水露点的要求

1. 分公司各天然气净化分厂出厂净化气、脱水站和净化气管网需监控的重要节点应配备在线水分析仪。

2. 在线水分析仪应能够自动快速检测出天然气中水含量，并转换为工作压力条件下的水露点，同时应具备数据存储和与上位计算机通信功能，分析仪的最大允许误差应满足现场监测的需求。

（二）使用分析设备人工测定水露点的要求

1. 各天然气净化分厂出厂净化气、脱水站、净化气管网需监控的重要节点、贸易交接、CNG、与集团公司内部其它地区公司或板块公司的交接天然气均应开展水露点定期测定工作。

2. 各天然气净化分厂出厂净化气、脱水站的水露点测定周期应不超过30天。

3. 各气矿净化气管网需监控的重要节点和天然气流量大于120×104m3/d的交接站场水露点的测定周期应不超过3个月，输气量流量大于24×104m3/d的交接站场水露点的测定周期应不超过半年，输气量流量小于12×104m3/d的交接站场水露点的测定周期应不超过1年。

4. 输气管理处未进行在线监测的净化气管网进气点水露点的测定周期不超过3个月，输气流量大于150×104m3/d的贸易交接站场水露点的测定周期不超过半年，输气流量小于150×104m3/d的贸易交接站场的水露点测定周期应不超过1年。

5. 其它需进行水露点测定的站场在投产后应及时开展水露点的首次测定，后续测定分析的周期应不超过1年。

6. 已配备在线水分析仪的站场，如人工取样分析与在线分析仪的分析结果相差超过5℃时，应及时查找原因，确保分析结果准确可靠。

**第四章 天然气质量监督管理**

**第十四条** 各单位应建立天然气在线分析仪和人工取样分析点的台账，确保在线分析仪的正常运行以及人工取样点、分析项目和周期符合分公司的要求。

**第十五条** 各单位质量管理部门应于每年12月31日前行文下达第二年天然气质量人工取样分析计划表，计划表应包括分析周期和分析项目。质量管理部门对取样分析情况进行监督检查，并根据生产安排及时调整计划。

**第十六条** 各单位质量管理部门应及时掌握天然气在线分析仪和人工取样分析点的分析结果信息，发现天然气质量不合格的立即将检测结果通知本单位相关部门或气源上游单位质量管理部门。

**第十七条** 各相关部门在收到天然气质量检测不合格通知后，应立即落实整改措施，确保天然气质量达标，质量管理部门积极跟踪整改情况，并及时安排质量检测技术机构进行复查。

**第十八条** 建立天然气质量监督管理季度报制度，各单位于每季度第10日个工作日前将上季度的天然气质量监督情况，按照附件2：《天然气质量监控季度报》的格式上报质量安全环保处。

**第十九条** 分公司实行自产产品质量监督抽查制度，质量安全环保处定期下达天然气质量监督抽查计划，委托质量检测技术机构对各单位天然气质量开展监督抽查。质量检测技术机构按计划完成监督抽查任务并及时上报监督抽查结果，发现质量不合格的应在2小时内将检测结果通知被抽检单位质量管理部门和分公司质量安全环保处。

**第二十条** 各单位应该配备适应其生产需要的化验分析人员，化验分析人员应具备与其岗位相适应的基本素质，取得相应的上岗资格证书，并具备以下基本条件：

（一） 具有中专及以上文化程度。

（二） 熟悉质量检验和化验分析的相关法律、法规，基础知识和有关的专业知识。

（三） 能熟练地掌握所从事化验分析项目的操作技能。

（四） 应直接从事化验分析工作一年以上，具有独立完成化验分析工作和正确出具检测数据的能力。

（五）应了解生产工艺流程，熟悉取样点的现场位置、分析项目、分析方法、质量控制指标、介质和介质的操作条件（比如压力、温度等）、介质的危害性和取样分析的安全注意事项等。

**第二十一条** 各单位应合理配备其准确度、量程等技术指标与检验项目相适应的天然气质量检测设备和计量器具，并制定相应的管理和检定(校准)制度，各种在线和离线分析检测设备，应定期向上一级计量标准或国家标准物质溯源，可采用检定(校准)或比对方式，并确保其在有效期内稳定可靠使用。

**第二十二条** 天然气产品化验分析的工作环境（包括温度、湿度、防尘、防震、防腐蚀、抗干扰等条件）应满足产品质量检验的要求。

**第二十三条** 建立和保存天然气化验分析的原始记录和结果资料，原始资料的填写、上报和保存执行《西南油气田公司计量管理实施细则》中对资料的相关要求。

**第二十四条** 天然气质量检验项目的判断标准执行GB 17820《天然气》的要求，车用压缩天然气的判断标准执行GB 18047**《**车用压缩天然气**》**，最低环境温度采取以下的方式获取：

（一）天然气

向气象部门购买当地上一年每月的埋地（0.8m处）最低环境温度，如无法获取上述资料，则应建立天然气进站温度监测报表，参考上一年当月的天然气进站最低温度。

（二）车用压缩天然气

参考气象部门发布的当天最低大气温度。

**第二十五条** 公司质量主管部门组织开展天然气质量监督专项检查，并通报监督检查结果。

**第二十六条** 由于天然气质量问题导致的质量事故事件的处置执行《西南油气田分公司质量事故管理实施细则》。

**第五章 监督考核**

**第二十七条** 各单位应确保在线分析设备的正常可靠运行，正常在用设备每年的运行率应大于75%。设备正常运行率=∑设备实际正常运行时间（小时）/∑设备年度应运行时间（小时）。

**第二十八条** 各单位应按照年度计划做好取样分析工作，并根据生产情况及时调整安排，取样分析计划年度完成率应大于99%。

**第二十九条** 各单位应积极配合质量检测技术机构完成公司下达的年度抽检计划，公司对抽检计划完成率和抽检产品质量合格率进行年度考核。

**第三十条** 各单位应加强天然气质量监督管理，发现气质异常及时处理、上报和跟踪整改结果，公司对各单位气质异常的处理情况进行年度考核。

**第六章 附 则**

**第三十一条** 本办法由西南油气公司质量安全环保处负责解释。

**第三十二条** 本办法从发布之日起执行。

附件1：天然气组分分析报告

附件2：天然气质量监控季度报

附件1：

**(单位名称) 天然气组分分析报告**

**报告编号：**  **样品编号：**

**站场名称： 取样部位：**

**委托单位： 取样单位：**

**取样时间： 取 样 人：**

**分析时间：**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **组 分** | **摩尔分数，%** | **组 分** | **摩尔分数，%** |
| 甲 烷 |  | 己烷和更重组分 |  |
| 乙 烷 |  | 硫 化 氢 |  |
| 丙 烷 |  | 二氧化碳 |  |
| 异 丁 烷 |  | 氮 |  |
| 正 丁 烷 |  | 氦 |  |
| 异 戊 烷 |  | 氢 |  |
| 正 戊 烷 |  | 氧+氩 |  |
|  | | | |
| 硫 化 氢， mg/m3 |  | 二氧化碳，g/m3 |  |
| 临界温度，K |  | 临界压力，MPa |  |
| 高位发热量，MJ/m3 |  | 相对密度 |  |
| 总硫  mg/m3 |  | 水露点，℃ |  |
| 备注：  1.所用的分析标准：  2.高位发热量、硫化氢、二氧化碳含量的标准参比条件为101.325kPa,20℃。  3.水露点是在交接点压力下水露点。 | | | |

分析人： 审核人： 批准人：

附件2：《天然气质量监控季度报》

1. **天然气质量监督基本情况**

包括本季度完成的主要工作，在线分析设备运行情况，人工取样分析计划完成情况（包括未完成取样的站场、原因及计划调整）、天然气在线和离线监测结果的情况分析。

1. **在线分析设备运行表**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 在线分析设备名称 | 安装站场 | 生产厂家（型号） | 本月在用时间（小时） | 累计在用时间（月） | 本月监测结果范围 | 备注 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

注：“本月监测结果范围”填写本月监测结果的最高值和最低值，色谱填写密度值。

1. **气质取样分析结果汇总表（见附表）**

注：各净化分厂、干法脱硫装置和脱水站每日进行的总硫、硫化氢和水露点日常监测不列入此表，如日常监测出现异常，应进行异常情况分析。

1. **气质监测异常情况**
2. 本季度气质异常情况分析。
3. 气质异常整改情况跟踪。