

《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》

(征求意见稿)

编制说明

中国石油集团安全环保技术研究院

中国石油西南油气田分公司

中国石油天然气集团公司环境工程研究开发中心

二〇一四年九月

项目主管部门：

环境保护部科技标准司

项目技术管理人：

环境保护部标准所：王宗爽、张国宁

项目承担单位：

中国石油天然气集团公司

标准主编单位及主要编制人员：

中国石油集团安全环保技术研究院：梁林佐、江敏、宋文娟、范巍、丁毅、王嘉麟。

中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司：涂善斌、温崇荣、李金金、朱荣海、陈胜永、范锐、常宏岗、向启贵、翁邦华。

中国石油天然气集团公司环境工程研究开发中心：赵朝成。

目 次

| | | |
|----------|-----------------------------|-----------|
| 1 | 项目背景 | 1 |
| 1.1 | 任务来源 | 1 |
| 1.2 | 工作过程 | 1 |
| 2 | 行业概况 | 2 |
| 2.1 | 行业在我国的发展概况 | 2 |
| 2.2 | 行业在其他国家和地区发展概况 | 6 |
| 3 | 标准制订的必要性分析 | 7 |
| 3.1 | 国家及行业相关要求 | 7 |
| 3.2 | 行业发展带来的主要环境问题 | 7 |
| 3.3 | 现行环保标准存在的主要问题 | 7 |
| 4 | 行业产排污情况及污染控制技术分析 | 9 |
| 4.1 | 工艺过程简介 | 9 |
| 4.2 | 污染源分析 | 13 |
| 4.3 | 废水污染控制技术分析 | 19 |
| 4.4 | 废气污染控制技术分析 | 26 |
| 4.5 | 行业清洁生产和污染防治技术的最新进展 | 29 |
| 4.6 | 污染物排放现状评价 | 32 |
| 5 | 行业特征污染物环境影响分析 | 38 |
| 5.1 | 石油类的环境影响 | 38 |
| 5.2 | 挥发酚的环境影响 | 39 |
| 5.3 | 硫化物的环境影响 | 40 |
| 5.4 | 氨氮的环境影响 | 41 |
| 6 | 标准主要技术内容 | 42 |
| 6.1 | 标准结构框架 | 42 |
| 6.2 | 标准适用范围 | 42 |
| 6.3 | 术语和定义 | 43 |
| 6.4 | 污染物项目选择 | 43 |
| 6.5 | 废水污染物排放限值的确定 | 44 |
| 6.6 | 废气污染物排放限值的确定 | 47 |
| 6.7 | 污染物监测要求 | 51 |
| 7 | 与国内外相关标准或技术法规的水平对比分析 | 51 |
| 7.1 | 废水污染物排放控制 | 51 |
| 7.2 | 天然气净化厂大气污染物排放控制 | 55 |
| 8 | 实施本标准的环境效益及技术经济分析 | 58 |
| 8.1 | 实施废水污染物排放标准的环境效益及技术经济分析 | 58 |
| 8.2 | 实施废气污染物排放标准的环境效益及技术经济分析 | 59 |

1 项目背景

1.1 任务来源

国家环境保护总局于 2002 年以“环办[2002]62 号”文《关于下达 2002 年度第一批国家环境标准制(修)订项目计划的通知》，下达了《石油天然气开采工业污染物排放标准》的制订任务；以“环函[1999]48 号”文下达了《天然气净化厂大气污染物排放标准》制订任务。

1.2 工作过程

中国石油天然气集团对行业环境标准的制订工作高度重视，在《中国石油天然气集团公司 2002 年安全生产委员会会议纪要》（中油质安字[2002]114 号文）中提出，“由安全环保部牵头，依照国际石油公司管理惯例，组织制订石油生产相关环境管理规范 and 标准”。由安全环保部组织中国石油集团安全环保技术研究院、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司、中国石油天然气集团公司环境工程研究开发中心（中国石油大学(华东)）等单位专门成立标准制订小组，开展了标准的研究与制订工作。

在经过大量调研的基础上，标准编制组于 2004 年 1 月编制形成了《标准制订实施方案及标准框架》。2004 年 4 月 5 日，原国家环保总局科技标准司在北京主持召开了《石油天然气开采工业污染物排放标准制订实施方案及标准框架》讨论会。新疆维吾尔自治区环保局、辽宁省环保局、陕西省环保局、中国环境科学研究院标准所、中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司、中国海洋石油总公司、中国石油天然气股份有限公司等 21 个单位的代表和专家共 30 余人参加了会议。会议形成的纪要认为：《标准制订实施方案》所提出的编制原则正确，设置的指标体系完善，并有所创新，技术路线合理，方案基本可行，可作为进一步开展标准起草工作的依据。所提出的《标准框架》体现了行业特点，突出了行业特征环境影响因素，提高了排放标准的行业针对性和可操作性；较合理地考虑了不同区域的环境特点和环境承载能力。

鉴于海洋石油勘探开发工业污染物排放标准已完成制（修）订，发布并实施了《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008），本标准仅对陆上石

油天然气开采工业污染物排放提出控制要求。

2008年10月，环境保护部委托中国环境科学研究院（环境保护部标准所）与中国石油集团安全环保技术研究院签订了《环境标准制、修订项目（《陆上石油天然气开采工业水污染物排放标准》）技术合作合同》。标准编制单位按照上述合同要求，于2009年完成了标准初稿，经环境保护部标准所几经审查，又先后形成了5版修改稿。

标准制订单位在开展了下列工作后，编制形成目前的标准征求意见稿。

(1) 国内外相关文献，包括环境保护法律法规、污染防治技术政策和标准的现状及发展情况调研；美国、加拿大、世界银行等国家和组织的石油天然气开采污染物排放标准研究；

(2) 国内典型企业（中国石油天然气集团和中国石化集团所属的大庆油田、新疆油田、胜利油田、辽河油田、西南油气田、长庆油田、塔里木油田、普光气田、江苏油田等）水污染源产排污情况调查与分析；

(3) 国内典型企业污染防治措施及污染物排放现状调研，包括勘探、钻井、井下作业、采油(气)及油气集输等全过程的清洁生产技术和最佳污染控制技术分析；

(4) 研究制订了《石油天然气开采工业污染防治技术政策》(环境保护部以2012年第18号公告发布)。

2 行业概况

石油天然气开采，即指石油和天然气勘探开发，包括油气田的勘探、钻井、井下作业、采油（气）、油气集输与油气处理，以及相应的辅助生产过程。石油是一种战略商品，关乎一个国家的经济和政治安全。

2.1 行业在我国的发展概况

石油天然气作为重要的一次能源，是中国国民经济发展的重要支柱产业。

目前，中国在石油天然气开采领域，由国土资源部依据《中华人民共和国矿产资源法》管理中国境内包括领海石油资源的勘探与开采，颁发勘探和开采许可证；许可证的申请人必须为国务院批准的可从事石油和天然气勘探与开采的公司；依照《中华人民共和国矿产资源法》和国务院有关规定，对没有采矿许可证的采油场点一律予以取缔。

中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公司、中国石油化工集团公司两大国有公司及陕西延长石油（集团）有限责任公司。中国石油天然气集团公司有大庆、吉林、辽河、华北、大港、冀东、新疆、塔里木、吐哈、玉门、青海、长庆、西南、南方、浙江等地区公司；中国石油化工集团公司有胜利、中原、河南、江汉、江苏、西北、华东、东北、华北、上海、南方、西北、北方等地区公司；陕西延长石油（集团）有限责任公司企业主要位于延安市。企业分布如图 2-1。

截至 2010 年底，中国累计探明石油地质储量 314 亿吨、剩余技术可采储量 32 亿吨、剩余经济可采储量 24 亿吨。中国石油集团拥有的石油剩余技术可采储量和剩余经济可采储量均超过全国总量的 65%；中国石油大庆油田原油剩余探明技术储量占全国总量的 22.6%，居三大国有公司各地区公司之首；中国石化胜利油田居第二位，占全国总量的 13.4%。原油剩余可采储量主要分布在渤海湾盆地、松辽盆地、鄂尔多斯盆地、渤海海域、准噶尔盆地和塔里木盆地。

截至 2010 年底，中国累计探明天然气地质储量 9.1 万亿 m^3 、剩余技术可采储量 3.8 万亿 m^3 、剩余经济可采储量 2.7 万亿 m^3 。陆上天然气主要赋存于西部的鄂尔多斯、四川和塔里木盆地。



图 2-1 中国主要陆上油气田企业分布

当前，中国仍然处于油气资源短缺、对外依存度继续增加的态势。2010 年，中国的石油产量为 2.03 亿吨（其中陆上近 1.48 亿吨，占 80%），当年表观消费量 4.55 亿吨，净进口量 2.36 亿吨，进口依存度达到 52%；2010 年中国天然气产量为 943 亿 m³（其中陆上占 92%），净进口量 978 亿 m³；到 2015 年，我国原油产量预计维持在 2 亿 t/a，天然气产量有望达到 1850 亿立方米；到 2030 年，预计中国石油产量保持在 2 亿吨，天然气产量达到 2500 亿 m³。

陆上油气田企业石油天然气开采地区分布分别见表 2-1 和表 2-2。石油产量主要来自东北和西北地区；天然气产量主要来自西部的鄂尔多斯、四川和塔里木盆地。

表 2-1 2005~2010 年中国陆上石油产量的行政区分布

| 地区 | 省份 | 石油产量, 万 t | | |
|----|----------------|-----------|--------|--------|
| | | 2005 年 | 2007 年 | 2010 年 |
| 东北 | 辽宁、吉林、黑龙江 | 6218 | 5946 | 5498 |
| 西北 | 陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆 | 3745 | 4420 | 4752 |

| | | | | |
|----|----------------------|-----------|-----------|-----------|
| 华东 | 上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、山东 | 2858 | 2961 | 2960 |
| 华北 | 北京、天津、河北、山西、内蒙古 | 1098 | 1237 | 1136 |
| 中南 | 河南、湖北、湖南、广东、广西、海南 | 532 | 523 | 472 |
| 西南 | 重庆、四川、贵州、云南、西藏 | 10 | 15 | 10 |
| 合计 | — | 错误!未指定书签。 | 错误!未指定书签。 | 错误!未指定书签。 |

表 2-2 2005~2010 年中国陆上主要盆地天然气产量

| 盆地 | 天然气产量, 亿 m ³ | | |
|------|-------------------------|-----------|-----------|
| | 2005 年 | 2007 年 | 2010 年 |
| 鄂尔多斯 | 79 | 125 | 234 |
| 四川 | 143 | 172 | 223 |
| 塔里木 | 62 | 164 | 199 |
| 柴达木 | 21 | 34 | 56 |
| 松辽 | 29 | 30 | 47 |
| 准噶尔 | 29 | 29 | 38 |
| 合计 | 错误!未指定书签。 | 错误!未指定书签。 | 错误!未指定书签。 |

当前,我国正值推进工业化、城镇化的关键时期,油气短缺、对外依存度持续增加成为我国经济社会发展的重要制约因素。满足国家能源需求安全、满足国家和石油工业可持续发展战略要求,是当前本行业面临的形势。

我国《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》提出,要加大石油、天然气资源勘探开发力度,稳定国内石油产量,促进天然气产量快速增长。

《产业结构调整指导目录(2010年本),2013年修订》中,石油天然气开采工业相关内容基本上均被鼓励类,包括:

- (1) 常规石油、天然气勘探与开采
- (2) 页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发
- (3) 原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设
- (4) 油气伴生资源综合利用
- (5) 油气田提高采收率技术、安全生产保障技术、生态环境恢复与污染防治工程技术开发利用
- (6) 放空天然气回收利用与装置制造
- (7) 天然气分布式能源技术开发与应用
- (8) 石油储运设施挥发油气回收技术开发与应用

(9) 液化天然气技术开发与应用

2.2 行业在其他国家和地区发展概况

2010年，世界石油总产量为39亿吨，中国约占5.2%；天然气总产量为3.2万亿m³，中国约占3%。

2005~2010年世界石油和天然气产量及地区分布见表2-3，世界前10大石油和天然气生产国及产量分别见表2-4、表2-5。俄罗斯、沙特和美国石油产量较大，美国、俄罗斯和加拿大天然气产量较大。

表 2-3 2005~2010 年世界石油和天然气产量及地区分布

| 地区 | 2005 年 | | 2007 年 | | 2010 年 | |
|----------|-------------|----------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|
| | 石油,亿 t | 天然气,亿 m ³ | 石油,亿 t | 天然气, 亿 m ³ | 石油,亿 t | 天然气, 亿 m ³ |
| 北美 | 6.45 | 7369 | 6.43 | 7758 | 6.48 | 8261 |
| 中南美 | 3.47 | 1379 | 3.33 | 1508 | 3.50 | 1612 |
| 欧洲和前苏联地区 | 8.45 | 10600 | 8.61 | 10757 | 8.53 | 10431 |
| 中东 | 12.15 | 3175 | 12.02 | 3558 | 11.85 | 4607 |
| 非洲 | 4.67 | 1648 | 4.88 | 1904 | 4.78 | 2090 |
| 亚太 | 3.78 | 3626 | 3.79 | 3915 | 3.99 | 4932 |
| 合计 | 错误! 未指定书签。7 | 错误! 未指定书签。 | 39.06 | 29400 | 39.14 | 31933 |

表 2-4 2010 年世界前 10 大石油生产国

| 序号 | 国家 | 石油产量, 亿 t |
|----|-------|-----------|
| 1 | 俄罗斯 | 5.05 |
| 2 | 沙特阿拉伯 | 4.68 |
| 3 | 美国 | 3.39 |
| 4 | 伊朗 | 2.03 |
| 5 | 中国 | 2.03 |
| 6 | 加拿大 | 1.63 |
| 7 | 墨西哥 | 1.46 |
| 8 | 阿联酋 | 1.31 |
| 9 | 委内瑞拉 | 1.27 |
| 10 | 伊拉克 | 1.23 |

表 2-5 2010 年世界前 10 大天然气生产国

| 序号 | 国家 | 天然气产量, 亿 m ³ |
|----|-------|-------------------------|
| 1 | 美国 | 6110 |
| 2 | 俄罗斯 | 5890 |
| 3 | 加拿大 | 1598 |
| 4 | 伊朗 | 1385 |
| 5 | 卡塔尔 | 1167 |
| 6 | 挪威 | 1063 |
| 7 | 中国 | 943 |
| 8 | 沙特阿拉伯 | 839 |
| 9 | 印度尼西亚 | 820 |
| 10 | 阿尔及利亚 | 804 |

当前及今后相当长一段时期内，石油安全问题仍然是国际社会关注的焦点，仍然是世界能源战略和能源政策的核心。一些石油天然气资源国纷纷加大石油天然气开采

力度，旨在提高国家及其石油公司在国际市场的地位和话语权。

3 标准制订的必要性分析

3.1 国家及行业相关要求

我国国民经济和社会发展规划纲要中提出了主要污染物总量减排的约束性指标；环境保护部与中央企业签订了主要污染物总量减排目标责任书；国家发改委、国资委制订了有关污染减排工作指导意见，提出了中央企业任期节能减排管理目标，要求石油石化节能减排工作走在国内工业企业前列。国家目前对本行业要求的污染物总量减排项目为 COD、氨氮、二氧化硫和氮氧化物。

3.2 行业发展带来的主要环境问题

3.2.1 水污染物排放

当前，我国陆上老油田相继进入开发中后期，随着含水率的上升采出液量在增加；同时，三次采油规模扩大，废水量和处理难度增加；新投入开发的油气田，多为低产、低渗、稠油等，SAGD、GSAD 等开采新技术将得到较多应用，造成废水量和处理难度增加；受地层条件的限制，废水的回注量有限，废水外排量呈上升趋势。

本行业外排水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。主要污染因子为石油类、悬浮物、COD、pH、挥发酚、硫化物、氨氮和 BOD，以及来自地层随采出水产出的第一类污染物（金属等）。

按 2012 年全国陆上原油产量 1.5 亿吨/年，综合含水率平均 90%、回注率平均 90% 计，废水排放量约为 1.4 亿吨；按达到现行排放标准计，本行业 COD 年排放量为 2.1 万吨、石油类年排放量为 1400 吨。

3.2.2 大气污染物排放

石油天然气开采大气污染物主要包括天然气净化厂尾气、稠油热采燃煤锅炉烟气，油气处理与集输系统无组织逸散烃类废气，主要污染物为 SO₂、NO_x、烟尘和烃。

3.3 现行环保标准存在的主要问题

我国油气田分布地域广，环境条件（容量和敏感程度）差异大，而且油(气)藏性质、地质构造、生产工艺、废水处理(置)方式有很大不同，直接导致了污染物产

生和排放指标的不同。其中，污染物的排放及污染防治技术具有突出的行业特征。而我国现行的国家污染物排放标准主要是针对较普遍的污染源和污染物而制订的综合型标准，较少考虑行业的排污特点及污染防治技术经济条件，因此在执行过程中出现了一些问题。

《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)于1997年1月1日起实施，该标准的颁布实施为促进我国大气污染控制和防治起到了积极的、重要的作用。GB16297-1996中对硫、二氧化硫、硫酸和其它含硫化合物生产，规定的SO₂排放浓度限值为：新源960mg/m³；现源1200mg/m³，同时还按不同排气筒高度限定了最高允许排放速率。由于没有针对天然气净化行业的专项标准，按照国家规定，天然气净化厂应执行《大气污染物综合排放标准》。天然气净化厂的硫磺回收尾气具有排气量小、污染物(SO₂)浓度高、治理难度大、处理费用高昂等特点，为达到GB16297-1996的规定，其硫回收率应达到99.6%-99.9%以上(见表3-1)，这要求必须采用还原吸收类工艺或其他更高收率的硫磺回收工艺，经济代价很大。天然气作为一种优质、洁净、高效的能源，对环境保护有着特殊的意义，欧洲和北美等许多国家都把天然气净化厂作为特殊污染源看待。有鉴于此，国家环保总局在深入调研的基础上，于1999年2月以“环函[1999]48号”文，决定将天然气净化厂SO₂排放作为特殊污染源制定相应的行业污染物排放标准。在行业污染物排放标准未出台前，暂执行GB16297-1996的最高允许排放速率指标，同时尽可能考虑SO₂的综合回收利用。

表 3-1 满足 GB16297-1996 标准的硫磺回收装置收率 (%) *

| 烟气温度 ℃ | 酸气 H ₂ S 浓度, % | | | | 备注 |
|-----------|---------------------------|-------------|-------------|-------------|-----------|
| | 20 | 30 | 50 | 80 | |
| 600 | 99.62-99.70 | 99.73-99.79 | 99.82-99.86 | 99.86-99.90 | 热力灼烧后直接排放 |
| 300 ** | 99.10-99.20 | 99.36-99.43 | 99.56-99.62 | 99.67-99.72 | 搀空气降温排放 |
| 250 ** | 98.90-98.98 | 99.20-99.28 | 99.45-99.52 | 99.53-99.64 | 搀空气排放 |

注：表中单元格内范围底限和高限分别表示排放废气中SO₂浓度为1200mg/m³和960mg/m³时需达到的硫回收率。**多用于小型硫磺回收装置，采用无耐热衬里的碳钢排气筒。

随着国家环保要求的日益严格，需要制订行业大气污染物排放标准，对环保监控指标和企业排污行为进行规范。

根据石油天然气开采工业特点，制订一套技术上先进、经济上合理，符合清洁生

产原则和相关产业政策的环境标准，其意义重大：

(1) 为石油天然气开采工业强化环保监督管理提供有力的技术支撑，促进企业的环境管理；

(2) 有利于规范企业的环境行为，减少环境纠纷，为企业守法经营提供评判依据；

(3) 提高石油天然气开采工业污染控制的针对性和有效性，使生产与环境保护相协调，实现可持续发展；

(4) 有利于使石油天然气开采工业的环保投入和环境行为与国际惯例接轨，以积极参与国内外石油市场的竞争；

(5) 有利于促进陆上石油天然气开采工业生产工艺和污染防治技术的进步，实现污染物稳定达标排放、总量控制和污染减排。

4 行业产排污情况及污染控制技术分析

4.1 工艺过程简介

石油天然气开采是一项包含地下、地上等多种工艺的系统工程。主要包括勘探、钻井、井下作业、油气开采、油气集输和处理、储运，以及辅助配套工程，如供排水、供电、供热、自动控制等。主要生产设施见图 4-1。



图 4-1 油气田主要生产设施

4.1.1 勘探

为了寻找和查明油气资源，需利用勘探手段了解地下的地质状况，认识生油、储油、油气运移、聚集、保存等条件，评价含油气远景，确定油气聚集的有利地区，找到储油气的圈闭，并探明油气田面积，明确油气层情况和产出能力。勘探方法主要包括地质法、地球物理法（地震法、磁力法、重力法、电法等）、地球化学法及钻探法等。

4.1.2 钻井

钻井是确定地下含油气构造，以及进行采油气生产的手段。

4.1.2.1 主要钻井方法

目前主要的钻井方法为转盘旋转钻井法。

转盘钻井需利用一套地面设备（动力设备、井架以及一套提升系统）。通过提升系统将井下钻具提起、放下。靠转盘转动带动钻具转动，钻具转动带动下边钻头转动来破碎岩石，岩屑被泵入井内的钻井泥浆循环带到地面。钻头磨损了，再将钻具起出来换上新钻头，再下钻钻进，这样井不断加深直到将井钻到预计井深。

4.1.2.2 油气井完成

(1) 钻开油气层：含有油气流体的孔隙性砂岩或裂缝性碳酸盐岩的储集层称为油气层，一般均有一定的压力，而且有较好的渗透性。因此，钻开油气层时，总会产生洗井液对油气层的损害或是油气层中的油气侵入洗井液。当井内洗井液液柱压力大于地层压力时，洗井液中的滤液或固相颗粒就会进入油气层中，压力越大，时间越长，对油气层的损害就会越大，就会降低油气层的产量。反之，如果洗井液液柱压力小于地层压力时，油气水就会侵入泥浆中。如果处理不当，就会造成井喷失控事故。因此，钻开油气层既要防止和减少对油气层的损害，又要防止井喷失控事故的发生。

(2) 完井方法：不同类型的油气藏，采用的完井方法是不同的，完井方法应能满足有效地封隔油气水层，能减少油气流入井的阻力，能防止油气层井壁坍塌，保证油气井长期稳定高产，能满足注水、压裂、酸化等特殊作业要求。完井方法一般分为套管完井和裸眼完井两大类。

4.1.2.3 油气井压力控制

平衡压力钻井与井控是钻井工艺技术的重要内容。

所谓平衡压力钻井是指：以适当的钻井液密度维持井底压力与地层压力处于平衡或近平衡状态，使井底岩屑受到的压持作用最小，以达到提高机械钻速和保护油气层

为目的的钻井技术。根据液柱压力和地层压力的大小关系，钻井被分为3种：过平衡钻井、平衡钻井和欠平衡钻井。

在钻井过程中，如果地层-井眼系统压力失去平衡，通过初次井控（调整钻井液密度）和二次井控（使用井控设备），一般能够有效地减少井下复杂情况和事故（井喷、井漏、卡钻等）发生。

地层-井眼系统的压力平衡关系可用井底压力与地层压力的差值 ΔP 来表征。如果系统失去平衡，当 $\Delta P > 0$ 后可能造成井漏；当 $\Delta P < 0$ 时将发生井涌（溢流，即地层流体向井内流动），如失去控制会造成井喷。

当出现井喷预兆或井口溢流时，应立即采取关井措施。

为制止井涌并迅速恢复或重建井内压力平衡，应当采取压井作业。压井方法包括用原密度钻井液循环压井、用加重钻井液循环钻井、司钻压井法等。

为满足油气井压力控制的需要，应安装井控装置，包括防喷器组合、井控管汇、钻具内防喷工具、井控仪器仪表、井控失控处理和特殊作业设备，以及钻井液的加重、除气、灌注设备。

4.1.3 井下作业

井下作业主要是为了提高采收率而对油气井、水井采取的射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等施工作业。

4.1.4 采油（气）

采油（气）就是借助油（气）层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使油气从地下储油（气）层中产出的工艺过程。

一般来说依靠油（气）层自身压力进行采油的方法称为自喷采油（气）法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则称为机械采油法。气井压力一般较大，采气多采用自喷方法。

在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱、蒸汽驱、蒸汽吞吐、 CO_2 驱等方式。稀油、高凝油油田通常采用注水开采，稠油油田通常采用蒸汽吞吐和蒸汽驱开采。

4.1.5 油气集输与油气处理

4.1.5.1 油气集输方式及油气集中处理站一般工艺

油气井产出的油气和水，通过二级布站或三级布站等方式，经计量、接转等集输至油气集中处理站（联合站），并在站内进行油气处理及水处理。

油气集输从井口开始，将油井生产出来的原油、伴生天然气和水的混合物，在联合站进行集中处理，一般可得到 4 种合格产品：原油、天然气、轻烃、水。原油送往长距离输油管线的首站外输送往用户；合格的天然气集中到输气管线首站，再送往用户；经处理后的水回注地层、回用或外排。

集中处理站内的工艺一般包括油气分离、原油脱水、原油稳定、轻烃回收、天然气处理（脱水、脱硫）、采出水处理等。有油气工艺系统、公用工程（供电、供排水、供热、通讯、采暖、通风等）、供水注水、污水处理、消防、变配电等设施。

一种原油处理工艺流程见图 4-2。

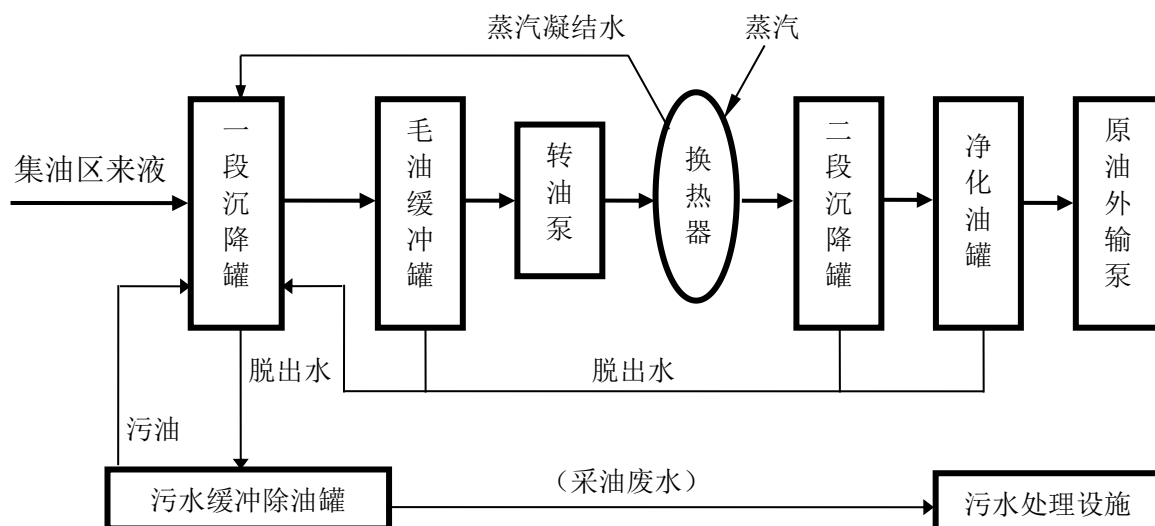


图 4-2 油气集中处理站原油处理一般工艺流程

4.1.5.2 原油稳定

原油稳定的主要目的，是将原油中挥发性较强的、可自然蒸发损耗的轻组分脱出并加以回收，以降低原油的蒸气压，利于常温、常压下储存。该工艺可降低损耗、减少烃类废气排放。

原油稳定的基本方法可分为闪蒸一次平衡汽化法和分馏法两类。常见的有负压闪蒸、正压闪蒸、微正压闪蒸、分馏等方法。

4.1.5.3 轻烃回收

轻烃又称天然气凝液（NGL）。对天然气实施轻烃回收，可取得更大经济效益、更合理地利用天然气，也可大大降低天然气的露点，利于天然气的管输。

常用的轻烃回收工艺方法为冷凝分离法。按冷量提供方式的不同，分离天然气液烃的制冷方法可概括为冷剂制冷法和膨胀冷却法。

4.1.5.4 天然气净化（脱硫）

天然气净化厂是采用脱硫工艺，将原料天然气中硫化物等杂质分离，使天然气符合国家天然气气质标准，同时对脱硫产生的酸气进行硫回收（含尾气处理）和尾气灼烧的工厂。天然气净化厂工艺流程示意图如图 4-3 所示。

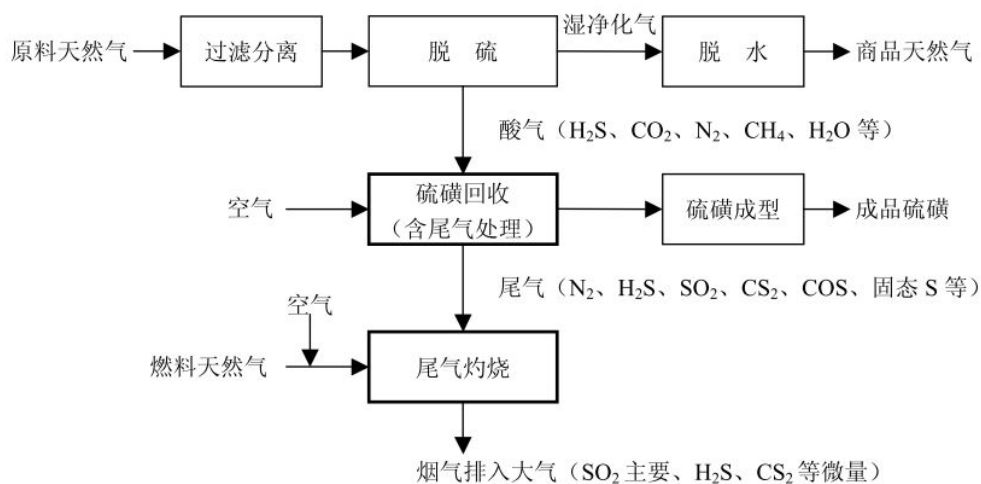


图 4-3 天然气净化厂工艺流程示意图

4.2 污染源分析

石油天然气开采主要包括建设期、运营期和服役期满等 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、油气集输及油气处理等。

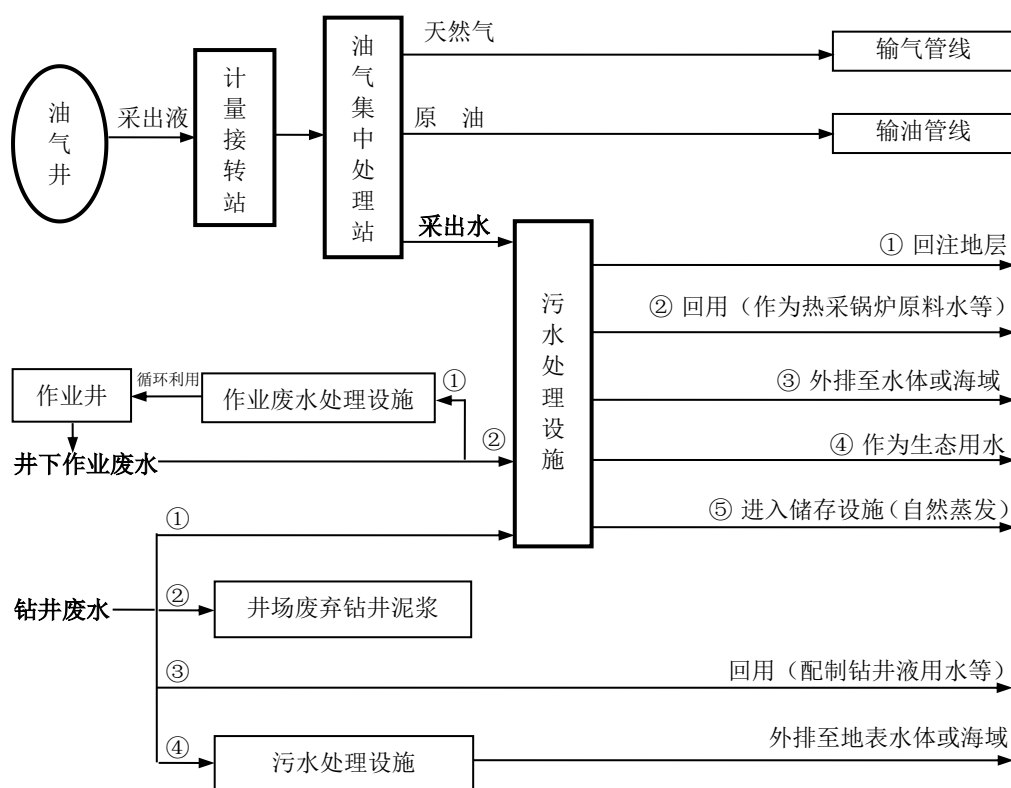
4.2.1 废水污染源

废水污染源见图 4-4 和表 4-1。污染物见表 4-2，主要污染物为石油类和 COD。

表 4-1 石油天然气开采工业主要水污染源及废水去向

| 活动 | 废水种类 | 去向 |
|----|------|------------------------------|
| 钻井 | 钻井废水 | ① 单独处理后排放 ② 回用（作为泥浆配制用水等） |
| | 生活污水 | ③ 运至联合站污水处理设施处理 |

| | | |
|-----------------------|------------|-------------------------------------------|
| | | ④ 置于井场泥浆池中,与废弃钻井泥浆一同按固体废物处置 |
| 井下作业 | 井下作业废水 | ① 单独处理后循环利用; ② 运至联合站污水处理设施,与联合站采出水一同处理 |
| | 生活污水 | ① 单独处理后排放; ② 运至联合站污水处理设施,与联合站采出水一同处理 |
| 采油(气) 油气集输 油气处理 | 采油气废水(采出水) | ① 经联合站污水处理设施处理后回注地层、回用或外排 ② 单独处理后排放 |
| | 化学水制取排污 | |
| | 锅炉排污 | |
| | 循环水设施排污 | |
| | 地面与设备冲洗水 | |
| | 生活污水 | |



注：工业废水主要包括油气田采出水、钻井废水和井下作业废水，废水去向可能是图示中的一种或几种的组合。

图 4-4 油气田生产工艺流程及主要废水污染源与去向

表 4-2 石油天然气开采工业主要水污染物

| 活动 | 废水种类 | 主要污染物（指标） |
|----|--------|---------------------|
| 钻井 | 钻井废水 | pH、SS、COD、石油类 |
| | 生活污水 | SS、COD、BOD、氨氮、总氮、总磷 |
| 井下 | 井下作业废水 | SS、COD、石油类 |

| | | |
|-----------------------|------------|--------------------------------------------------------------------------|
| 作业 | 生活污水 | SS、COD、BOD、氨氮、总氮、总磷 |
| 采油(气) 油气集输 油气处理 | 采油气废水(采出水) | COD、石油类、挥发酚、硫化物、总汞、总镉、总铬、六价铬、总砷、总铅、总镍、总铍、总银、总 α 放射性、总 β 放射性 |
| | 生活污水 | SS、COD、BOD、氨氮、总氮、总磷 |
| | 化学水制取排污 | pH、COD |
| | 锅炉排污 | pH、COD |
| | 循环水设施排污 | pH、COD、石油类 |
| | 地面与设备冲洗水 | pH、COD、石油类 |

4.2.1.1 污水来源与分类

油气田开发过程中，最大宗的污水是油气田采出水（Produced Water），占有所有废水的99%以上。除了油气藏本身的含水外，非开采构造的地下水也可能通过各种方式进入油田采出液和采出气中。地下采出液经过地面设施——油气集中处理站（联合站）处理后，产出合格的油气，脱出的水则构成了油气田开发最主要的污水来源。

多数情况下，油气田采出水通过注水的方式回注到油藏，以保持地层能量，提高采收率。目前油气田的污水回注率在90%左右。随着油田进入开采的中、后期，采出液含水率不断上升，目前我国大多数油田的采出液中含水率达到90%以上，采出水量因此越来越大。

水回注到地层后，又随原油（天然气）一起被采出地面。因此，从一定意义上讲，回注水也是一种循环水，是地面和地下水的大循环。

气田开发过程中，为了防止气井产水对采气的影响，防止水淹停产，排水采气是必须的措施。但与油田采出水相比，气田采出水的水量相对较少。

除了油气田采出水外，在油田开发的钻井阶段和油气井作业过程中也有污水产生。前者源于废弃钻井液（泥浆）的处置过程，后者源于压裂酸化、注水井洗井、完井与修井等井下作业过程。井下作业中，产生废水量比较大的是注水井的洗井作业，为了防止回注水中的悬浮固体堵塞地层，在注水井端头配有滤网以截留水中的悬浮固体，注水井运行一段时间后，由于滤网截留悬浮固体的增加，注水压力不断上升，注水量降低。这时就需要进行洗井作业，用大量的清水对注水井进行冲洗，以清除井底滤网上的固体和生物膜，大量的冲洗水从井底返排出来，即为洗井废水。与采油污水相比，钻井污水和井下作业污水虽然总量很小，但污染物的组成复杂，浓度高、其处理与处

置的难度较大。

4.2.1.2 污水的特点

由于油气田污水受地质特点、原油性质、开采方式、钻井材料和井下作业方式等多种复杂因素影响，因此，不同地点的油气田、不同类型的油气田污水，其主要的污染物类型及含量会有很大的差异，难以给出具有广泛代表性的污水水质指标，这也决定了油气田污水的处理方法的复杂性。

(1) 采出水

采出水的主要特征污染物是油、化学需氧量、悬浮物等。一般油井采出液经集输站、联合站进行脱水处理后，含油污水中的特征污染物含量大致为：石油类 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、COD $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 400\text{mg/L}$ 。为满足输送和油水分离的需要，油田采出液的处理一般要求较高的温度，导致采出水的温度较高，一般在 $30\sim 70^{\circ}\text{C}$ 。采出水的矿化度高，一般为几千到几万 mg/L ，甚至更高。不同的油藏、不同的开采工艺、不同时期的采出水水质有较大的差别，但油和悬浮物含量差别不大。在油田开采与采出液处理的过程中，为满足采油、输送、脱水的要求，常加入各种化学药剂，包括驱油剂、降粘剂、破乳剂、絮凝剂等，多数为有机高分子化合物。这些药剂将有部分进入后续的含油污水中，增加采出水的污染物含量，特别是COD的含量，甚至增加油水分离难度大，使采出水的油含量、悬浮物含量提高。聚和物驱产生的含聚污水，因低分子量的聚合物存在，与水驱相比，污水中的油含量和悬浮物含量将明显提高，增加含聚污水的处理难度。此外，采油污水中还含有各种微生物，主要包括铁细菌、腐生菌、硫酸盐还原菌等，它们的存在易腐蚀管线，堵塞地层。

由于地层中可能存在矿物质，采出水中会含有相应的金属。

油田开发初期，采出液中含水率较低，但随着开采时间延长，进入油田开发的中后期，采出液含水率将达到90%以上。因此，随着开采年限的增加，采油废水产生量总体呈逐渐上升的态势。某油田区块采油废水水量逐年变化状况见图4-5。

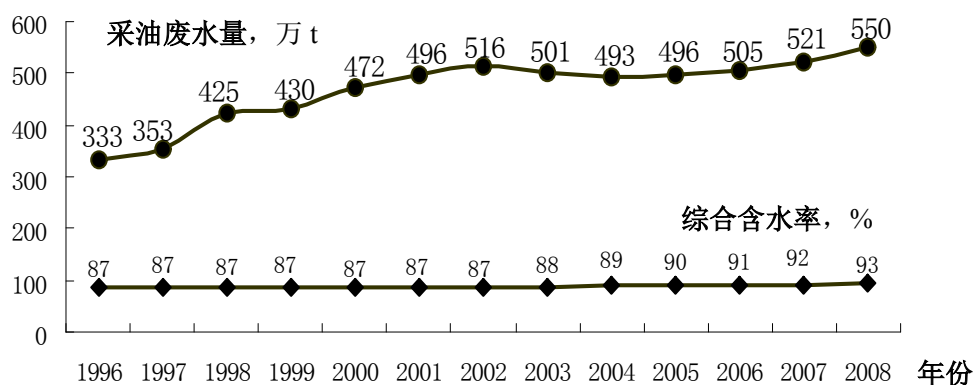


图 4-5 某油田区块采出液综合含水率及废水量的变化

(2) 钻井污水

钻井污水的组成、特性与钻井泥浆的组成和性质密切相关，而后者又根据油气藏的深度、性质和钻井工艺确定。由于采用的泥浆不同，如水基泥浆、油基泥浆和合成基泥浆，钻井废水的性质会有较大的差异。一般而言，钻井污水主要污染物为油、悬浮固体和各种泥浆添加剂。需要指出的是，随着“绿色环保泥浆”的逐渐推广应用，钻井污水的污染程度会显著降低，处理或处置的难度也会相应降低。钻井废水产生量主要取决于井深。

(3) 井下作业污水

与钻井污水类似，油藏性质和作业方式决定了作业废水的性质，不同的油田会有较大的差异。普遍的特点是，污染程度很高，处理难度大。除了油、COD 和悬浮物含量高外，pH 值较低，一般呈酸性。

作业污水的高污染性会严重地影响采出水处理站的正常运行，越来越多的油田对作业污水进行单独处理后回用或排放，或者进行预处理后再转至采出水处理站处理。

概括而言，本行业污水均为物理过程（无油气加工过程）产生的废水。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。主要污染因子为石油类、悬浮物、COD、pH、挥发酚、硫化物、氨氮和 BOD，以及来自地层随采出水产出的第一类污染物。

污水的特点主要表现在以下几个方面：

- a) 水温高，通常为 30℃~70℃；稠油热采污水的水温尤其较高；
- b) 组成复杂，水质变化大。除以油为特征污染物外，还含有采油化学剂、污水处

理剂、钻井液添加剂等各种外加的化学药剂，它们的存在通常会增加污水的处理难度；

c) 含有大量的无机离子，特别是易于结垢的成垢离子浓度高，污水的矿化度高；

d) 一般含有较大量的悬浮物，是一种比较稳定的胶体体系；

e) 含油污水，特别是稠油污水和含聚合物污水，油水分离难度大，含有较多的难降解的有机物，可生化性差。

f) 含有各种微生物，主要包括铁细菌、腐生菌、硫酸盐还原菌，易腐蚀管线、堵塞地层。

4.2.2 废气污染源

石油天然气开采大气污染物主要包括天然气净化厂尾气、锅炉和加热炉烟气、油气处理与集输系统无组织逸散烃类废气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、烟尘和烃。

在天然气开发过程中，需对天然气进行净化处理以达到商品天然气气质标准。这一过程通常包括原料天然气的过滤分离、脱硫、脱碳、脱水以及配套的酸气处理等。脱硫过程是指脱除天然气中的硫化氢及有机硫，脱除的气体即称为酸气，主要含有硫化氢，还含有二氧化碳及少量的烃类、水蒸汽等。根据原料天然气中硫化氢和二氧化碳含量的不同，被脱除下来的酸气中硫化氢浓度有较大差异，通常在 20%-80% 范围。由于硫化氢是一种神经毒性气体，亦为窒息性和刺激性气体，对人类的生存与环境危害甚大，因此酸气必须经处理后才能排放。

对酸气进行处理已经成为天然气净化行业必须具备的标准工艺，由硫磺回收（含尾气处理）和尾气灼烧两部分构成。硫磺回收通常采用克劳斯（Claus）法，它将酸气中的硫化物转化为硫磺，是国内外天然气净化行业普遍采用的、技术经济上可行的酸气处理方法。由于酸气中除了硫化氢外，还含有二氧化碳及少量的有机硫、烃类等物质，实际反应过程相当复杂，存在一系列副反应，且反应过程是受热力学平衡限制，因此克劳斯硫磺回收装置通常的硫回收率为 92%-95%，即使采用三级、四级催化转化器和高活性的催化剂，装置总硫回收率最高也只能达到 97% 左右，而实际上国内还有一些装置的硫回收率远远低于该水平。尾气经进一步处理后，总硫回收率最高可达 99.8% 以上，这就意味着仍会有少量硫化物经灼烧转化为 SO_2 后排入大气。如何提高硫回收率，减少 H_2S 和 SO_2 排放所造成的大气污染一直是该技术发展的重点。从近几十年的国外技术发展情况来看，主要集中在硫磺回收装置本身的技术进步和开发实用的尾气强化处理工艺两个方面。硫磺回收后的尾气，含有 H_2S 、 SO_2 、 COS 、 CS_2 、固

态 S 等有毒成分，必须经灼烧后通过高烟囱排放。排放的大气污染物主要为 SO₂，其它污染物如 H₂S、CS₂ 含量极微。通常天然气净化厂两套或多套硫磺回收装置并联共用一根尾气灼烧排放筒。

4.3 废水污染控制技术分析

油气田污水的去向及相应的处理方式可归纳为以下 5 种：

(1) 回注。经采用“老三套”或其改进技术处理污水，达到油田注水水质指标，输送到注水区块作为注水水源；

(2) 外排至地表水体或海域。经“老三套”流程处理后再采用高效生化技术处理，外排至地表水体或海域。

(3) 回用（作为稠油热采锅炉原料水）。对稠油热采污水在“老三套”流程处理的基础上再进行深度处理，净化水作为热采锅炉原料水。目前，该处理方式仅局限于部分稠油热采企业，其经济合理性建立在节能降耗带来的效益，即可利用稠油热采污水的热量。

(4) 作为生态用水。经适当处理后，在沙漠或戈壁等水资源匮乏地区作为生态用水，一方面解决废水的出路，另一方面可改善局部生态环境质量。

(5) 经适当处理（除油）后进入储存设施储存。该处置方式一般也局限于干旱地区（沙漠、戈壁地区），利用降雨少、蒸发量大的自然条件，建设占地合适的储存设施，解决废水的出路问题。

4.3.1 油田含油污水的处理及排放状况

4.3.1.1 回注地层

当开发区块自身或附近其它采油区块需要注水水源时，可将含油废水处理达到注水水质标准即可回注。

(1) 工艺原理

① 水质净化处理：利用悬浮颗粒（油珠固体悬浮物）与废水的密度差，靠重力进行油、水、泥的分离。首先向水中投加混凝剂和助凝剂，与废水进行混合、反应和沉降，去除粒径大于或等于 60μm 的油和悬浮物；经过气浮选（进浮选前加浮选剂）去除粒径大于或等于 10μm 乳化油和油-湿固体；最后经过过滤达到注水水质指标。

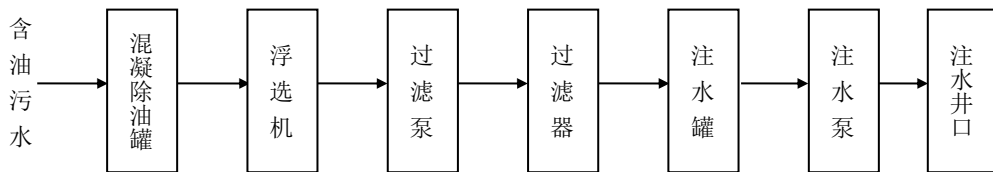
② 水质稳定处理：加水质稳定剂，减缓腐蚀、防止结垢、抑制细菌繁殖。采用隔氧措施防止空气进入废水处理系统。稳定剂有缓蚀剂、阻垢剂、杀菌剂和除氧剂。

(2) 处理单元及工艺流程

处理单元的比较见表 4-3。

工艺流程分重力和压力流程。可使回注水中含油量控制在 5mg/L 以下，悬浮物 5mg/L 以下，并能控制住细菌的繁殖及产生的危害。

① 重力流程：



② 压力流程：

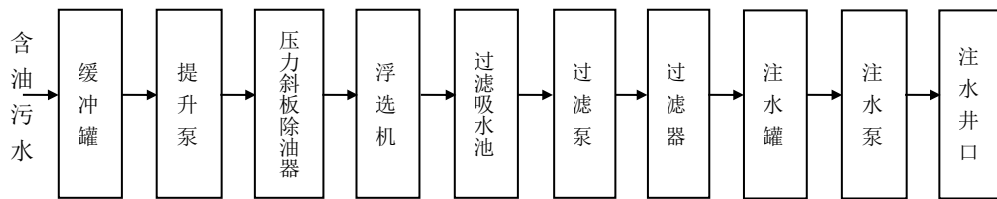


表 4-3 含油废水处理单元综合比较

| 序号 | 方法 | 设备名称 | 分离对象 | 去除粒径 (μm) | 主要优点 | 主要缺点 |
|----|------|-----------------------------------|--------------|---------------------------|-----------------------|------------------|
| 1 | 重力分离 | API 沉降罐 CPI PPI | 浮油,分散油,油-湿固体 | ≥150 ≥60 ≥60 ≥60 | 效果稳定 运行费用低 管理方便 | 占地较大 |
| 2 | 浮选 | IGF DAF CAF 压力浮选 | 乳化油和油-湿固体 | ≥10 | 效果较好 工艺较成熟 | 一般需加药 浮渣难处理 |
| 3 | 吸附 | | 溶解油 | ≤10 | 出水水质极好 设备占地少 | 运行费用高 活性炭再生较难 |
| 4 | 粗粒化 | | 发散油, 分化油 | ≥10 | 设备小型化 操作简便 | 滤料易堵 长期使用效果下降 |
| 5 | 生物处理 | | 溶解油 | ≤10 | 出水较好 运行费较低 | 进水水质要求高 |
| 6 | 过滤 | 砂滤器 核桃壳过滤器 双滤料过滤器 金钢砂过滤器 | 乳化油 | ≥10 | 出水水质较好 | 需反冲洗 反洗操作要求较高 |

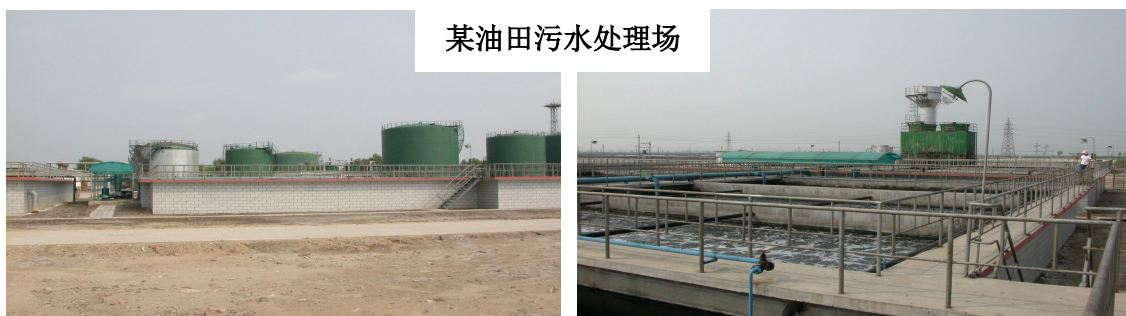
4.3.1.2 污水外排处理

近年来，企业对油田采出水的处理在技术开发上做了大量的工作，开展了大量的室内研究和现场实验，取得了全面的进步，并在含油污水外排达标处理技术上进行了技术集成，形成工业化应用的成套技术，已成功用于中石油的含油污水外排达标处理。

我国目前含油污水处理普遍使用的是“老三套”处理工艺，即“隔油—混凝—过滤”或“隔油—气浮—过滤”工艺。这些工艺都是由上述的常规的处理工艺或单元组合而成，主要针对含油污水中的油和机械杂质进行分离处理，其目标主要是实现污水的回注，并未包括污水外排的一些指标如 COD、BOD₅、氨氮等。实践表明，用“老三套”注水处理工艺无法使含油污水达标排放。为满足污水外排的要求，在污水回注处理工艺的基础上，开发了污水的外排处理工艺，其一般的流程是在原“老三套”处理工艺的基础上增加“生化处理单元”。“老三套+生化处理流程”基本上构成了我国目前的含油污水外排处理主工艺。

含油污水外排处理工艺的关键是生化处理单元的处理效果。为提高该单元的效能，许多生化技术已被用于油田含油污水的处理，包括活性污泥法、生物接触氧化法、SBR法、生物膜法、氧化塘法、厌氧生物技术等。但近年的研究表明，油田污水生化处理技术的关键在于生物菌种和生物处理工艺，必须对油田污水的特点有深刻的认识，并在此基础上开发高效的生物特效菌种和生物处理工艺。

生化技术，特别是生物膜技术引入油田污水的处理是近些年的事，并使油田污水的外排达标成为可能。但由于采油污水的可生化性差（其 BOD₅/COD 一般低于 0.3，稠油污水则低于 0.1），污水的温度高，矿化度大，经一般生化处理后 COD 在 300mg/L 左右。因此在处理工艺的选择和微生物的选育培养上比普通生化处理技术有更高的要求。通过科技攻关研究，目前在耐高温、耐盐微生物技术的开发、在采油污水外排达标处理工艺上已取得重要进展。



(1) 辽河油田稠油污水达标外排试验工艺

其工艺流程为：调节池-斜板隔油-气浮-高效生物厌氧水解酸化器-高效生物好氧反应器。该流程在辽河油田进行了中试试验，并取得良好的效果。在进水 COD 平均 1500mg/L 的条件下，出水 COD 可控制在 150mg/L 以下。

(2) 南阳油田稠油污水外排达标处理工艺

在“老三套”流程处理的基础上，采用“隔油—生物膜水解酸化—生物膜接触氧化—出水”工艺，在进口油含量 $\leq 50\text{mg/L}$ （波动时 $\leq 100\text{mg/L}$ ）， $\text{COD}\leq 450\text{mg/L}$ 的条件下，出水油含量低于 10mg/L ， $\text{COD}\leq 150\text{mg/L}$ 。运行过程中无需添加微生物，实现了微生物的高温长期增殖和长期活性稳定性。

该工艺对聚合物含量为 $\leq 100\text{mg/L}$ 的含聚污水外排处理的研究表明，也可使含聚污水达到 GB8978-1996 二级排放标准的要求。

(3) 冀东油田含油污水外排处理工艺

高一联采用悬浮、附着厌氧接触池—生物好氧氧化池的工艺处理稀油污水，在进口油含量低于 30mg/L ，COD 低于 350mg/L 的条件下，出口油含量低于 10mg/L ，COD 基本稳定在 100mg/L 左右，该工艺在运行过程中需要定期补充高效微生物。

(4) 大港油田含油污水外排处理工艺

大港油田南一污水联合站在原“老三套”污水处理流程的基础上，采用 SBR（续批式间歇生物反应器）技术对污水 COD 达标问题进行了研究。结果表明 SBR 技术对大港油田南一联采油污水 COD 的处理是有效的，COD 可从进口的 $400\sim 450\text{mg/L}$ 下降到 100mg/L 左右。

大港油田港东联合站针对其水质特点，采用接触氧化—氧化塘生物技术实现了外排污水 COD 的达标排放。该站处理的是稀油污水，进口 COD 值一般为 $200\sim 500\text{mg/L}$ ，油含量一般为 30mg/L 左右，经接触氧化—氧化塘技术处理后，COD 一般在 80mg/L 左右，油含量可控制在 5mg/L 以内，但在处理过程中每天需要加入微生物。此外，占地较大的氧化塘是在特定区域才具备建设条件的。

4.3.2 含硫气田废水的处理及排放状况

含硫气田废水除含 H_2S 外，还含有石油类和悬浮物等污染物，因此排放前必须进行处理。

含硫废水中，随着废水 pH 值的变化，硫化物有不同的形态，当 pH 值 < 5.5 时，

全部以 H_2S 分子形态存在，随着 pH 值的升高， HS^- 逐渐增多，pH 值等于 8 时，以 HS^- 形态为主，pH 值再升高， S^{2-} 增多，pH 值 >9.8 时，全部以 S^{2-} 形态存在。由于在不同的 pH 值下硫化物有不同的形态，因此可以根据实际需要和条件，采用不同的方法处理含硫废水。

处理含硫废水的方法有汽提、化学混凝、化学氧化、吸附和电解等。

(1) 水蒸汽汽提法

常压单塔汽提 H_2S 脱除率为 97.8%~99.9%，蒸汽用量为 200~300kg/t 废水，加压双塔汽提 H_2S 脱除率为 98%，蒸汽用量为 230kg/t 废水。

水蒸汽汽提一般用于水量大、浓度较高的含铵盐型硫化物的废水，即炼油厂含硫、含 NH_3 废水。因铵盐型硫化物 $[(\text{NH}_4)_2\text{S}$ 和 $\text{NH}_4\text{HS}]$ 经加热后能形成分子状态的 H_2S 和 NH_3 。它们能随蒸汽逸出且容易回收；水蒸汽汽提不适用于含钠盐型硫化物废水，因 Na_2S 不能产生分子状态 H_2S 。

含硫废水除用蒸汽汽提法处理外，也有用天然气、煤气和烟道等进行汽提的（即吹脱），不过由于这些气体成分复杂，易使废水产生二次污染，因此吹脱法的应用受到了一定的限制。吹脱法通常用于脱除那些无回收价值的溶解性气体，吹脱后气体用作燃料气，也有将其变成无害气体排放的。

(2) 化学混凝法

在含硫水中投加某种沉淀剂（例如 FeSO_4 ），能使废水中的硫化物生成难溶的硫化物沉淀下来，从而达到处理的目的。但是由于硫化物颗粒沉降速度慢，必须借助混凝剂的凝聚作用，因此废水中添加一定量的混凝剂。在废水处理中，化学混凝既可以用作初级处理，也可用作二级处理，甚至用作三级处理（即深度处理）。

化学混凝法去除率很高，但沉淀剂用量也大，过程中要产生大量污泥，对污泥要就地分离和处置，以免造成二次污染，因而处理过程变得更复杂，费用增加，所以在使用中受到一定的限制。

(3) 化学氧化法

废水中的溶解性污染物（无机物或有机物）可以通过化学反应使其氧化或还原转化成危害小甚至无危害的新物质，或转化成容易从废水中分离排除的气体或固体，从而达到处理的目的。

化学氧化法常用来处理含氰、酚、硫的废水，以及脱色、除臭、除铁和处理难

于生物降解的含有有机物的废水。

在工业废水的氧化处理中，常用的氧化剂有：空气中的氧、纯氧、 O_3 、 Cl_2 、 ClO_2 、 $Ca(ClO)_2$ 、 $NaClO$ 、 $FeCl_3$ 。

4.3.3 井下作业废水的处理及排放状况

在石油天然气开采过程中，试油、压裂酸化、修井、洗井等井下作业均会产生一些废水，这类废水主要采用以下方法处理。

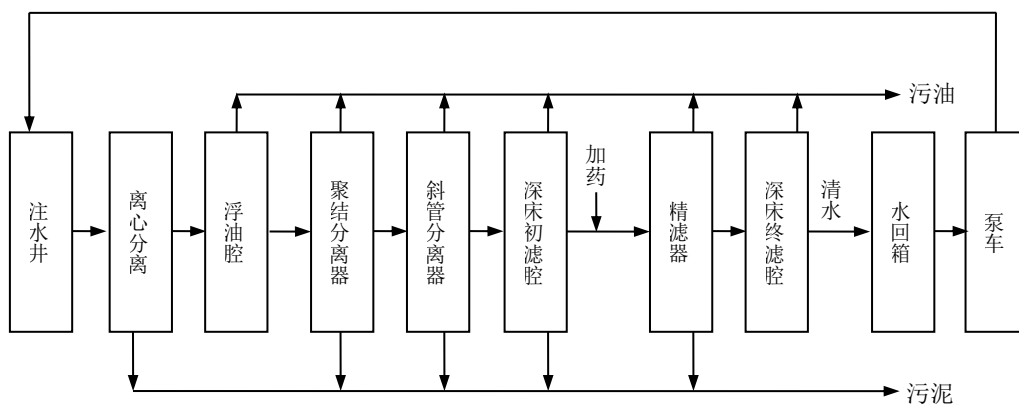
(1) 双管循环洗井流程

此流程即在注水管线时建成双路管线，专设洗井水回收管线，收集各注水井排出的洗井废水，集中输送到采出水处理站进行处理后回注地层。

此流程操作简单，既消除了污染，又回收利用了废水，目前，胜利、辽河、江汉、长庆、中原、江苏等油田已广泛采用此种流程。但是该方法只适用于井点较集中，距污水处理站较近的注水井，对于边远、分散的井点，由于管线费用太高，双管循环洗井流程不可行，高寒地区为了防止冬季管线冻裂，也不易采用此方法。

(2) 洗井水处理车

洗井水处理车以井口出水的压力为动力，使废水进入洗井车内得到净化处理，处理后清水进入水箱，再用泵车注入井内，如此洗井直至合格，分离出的污油、污泥随时排放到污物车内。其处理流程如下。



4.3.4 钻井废水的处理及排放状况

化学混凝法是国内处理钻井污水的主要的方法，也是最基本的处理方法。

该方法的工作原理为：将混凝剂配制成一定浓度的混凝剂水溶液，这时水溶液中便会解离出高价正离子，当此水溶液与钻井废水混合后，由于压缩双电层，电中和作用，使悬浮微粒失去稳定性，而后胶粒相互凝聚使颗粒逐渐增大，形成絮凝体。

最后在重力作用下沉淀下来，从而去除钻井污水中的各种悬浮物和其它可溶性物质。污水处理过程中，混凝剂的选择，投加量、pH 值的控制、搅拌时间等对混凝效果都有明显的影响，必须通过实验找出最合适的条件，有的试验表明：硫酸铝处理钻井污水效果好，无副作用，与聚丙烯酰胺混合使用效果更佳。硫酸铝用量为 50~200mg/L，聚丙烯酰胺用量为 3~6mg/L 时混凝效果好，污水处理前 pH 值控制为 7.3~8.0。

(1) 间歇式化学混凝沉降工艺

间歇式化学混凝法是 20 世纪 80 年代先进的处理工艺技术，解决了钻井污水处理后达标排放的问题，同时提高了污水回用率，并基本上消除了钻井污水对环境的污染。

在处理污水时，选用无机混凝剂硫酸铝和有机阴离子型絮凝剂聚丙烯酰胺（PAM）。处理的方法是将钻井污水通过沉砂池引入隔油池，经除砂隔油后进蓄水池，然后用泵提升至污水处理罐，该装置是间断性操作的，经处理后的清液可以回用或外排。

但是该方法在技术、设备、处理能力、工程、运行管理等方面均存在许多不足之处，主要表现在：

① 处理设施较庞大，预处理池容积 600m³，渣液池 400m³，占地 1.2 亩，征地费加之工程费用很高。完井后土地难以恢复，造成土地浪费。

② 处理后的残渣未能进行无害化处理，完井后有近 400m³ 渣液（含水率 > 90%）贮于污水池内，既占用农田又污染环境。

③ 间歇式处理装置自动化程度不高，采用自然沉降，处理时间长，处理能力低，PAM 脱除 COD 能力有限，这同钻井深度越来越深，钻井泥浆配方日益复杂和发展趋势不相适应。

④ 污水处理后达标率较低，特别是 pH 值和 COD 达标率偏低。

⑤ 由于处理装置未实现连续化，自动化，因此工艺的操作技术要求较高。加药量及搅拌速度、沉淀时间等因素的控制不当均影响污水的处理效果。

(2) 改进的组合式污水连续处理装置

该装置为组合撬装式。钻井污水首先进入调节池调节 pH 值，使之保持在 7.5~8.0 之间，调整后的污水进入多级旋流反应器中与混凝剂发生反应。经过电中和的脱稳

作用，逐渐形成絮凝体。在反应中要根据情况适量加入助凝剂，以促进较大颗粒矾花的形成。经多级旋流反应器治理的污水进入斜板沉淀池进一步沉淀，处理后的上清液基本上已达到污水外排标准，可以外排，亦可以进入集水槽做回用水。

装置处理能力为 6~8t/h，处理后水质基本可达到污水排放标准以及工业用水要求，回用率一般为 40%~60%，其余就地排放。装置具有以下优点：

- ① 治理工艺流程比较完善，不仅可以有效地去除废水中的悬浮物、油、挥发酚和铬，还可以处理污泥。
- ② 体积小，操作简单，占地面积仅为 8m²，只需一人操作即可。
- ③ 设备为组合撬装式结构，运输拆装灵活，适于野外流动作业污水治理。

4.4 废气污染控制技术分析

4.4.1 天然气净化厂污染控制技术

(1) 天然气净化厂主流硫磺回收工艺技术

目前国内外天然气净化厂通常采用 Claus 法回收硫，若对尾气进行强化处理，进一步提高硫回收率，则有延伸克劳斯法和还原吸收法可供选择。见表 4-4。

表 4-4 主流硫磺回收及尾气处理工艺

| 类别 | 工艺方法 | 基本原理 | 方法特点 | 总硫收率,% |
|--------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|---------|
| 硫磺回收类 | 常规 Claus: 直流法、分流法 | H ₂ S 与 SO ₂ 反应生成 S _x 与 H ₂ O | 硫磺回收主要工艺方法，技术成熟，应用广泛、适用于不同规模的装置 | 85~97 |
| 延伸克劳斯类 | Clauspol Clinsulf-SDP Sulfreen MCRC CBA CPS 等 | 降低反应温度，使反应平衡向硫磺生成的方向进行 | 与 Claus 装置有机组合，流程较简单，操作方便，工艺方法成熟，适合于大中型硫磺回收装置应用，投资与操作费用相对较低。 | 98~99.2 |
| 还原吸收类 | SCOT HCR BSRP RAR | Claus 尾气中的 SO ₂ 、S _x 、COS、CS ₂ 加氢原或水解为 H ₂ S，再用醇胺溶液吸收，解析出的 H ₂ S 返回 Claus 装置或化工利用。 | 工艺方法成熟、总硫收率高，适用于装置规模大，收率要求高的情况。工艺流程复杂，投资与操作费用高。 | ≥99.8 |

常规 Claus 法硫磺回收分为直流法和分流法两种工艺，当酸气中 H₂S 浓度大于

50%时，一般多采用直流法，反之则采用分流法，该方法已是十分成熟的工艺技术。装置随酸气中 H_2S 浓度、自控水平和使用催化剂的不同，硫回收率差别较大。我国已掌握该工艺技术，在装置设计、制造、操作等方面积累了丰富的经验，现有约 70 套这样的生产装置。采用两级克劳斯工艺的硫磺回收装置一般可达到的硫回收率仅为 90%左右。

延伸克劳斯工艺可与 Claus 装置有机组合，流程较简单，操作方便，工艺方法成熟。目前常用的延伸克劳斯工艺有 Clauspol、Clinsulf-SDP、Sulfreen、MCRC、CBA 和 CPS 等。通常该类组合装置硫回收率可达 98%-99%，经改进后硫回收率还可提高，但该类工艺的最高硫回收率仅为 99.2%。我国已引进几套此类装置，经消化吸收后已经基本掌握，但有些设备还需进口。

还原吸收法尾气处理工艺方法成熟，总的硫回收率可达 99.8%以上。但由于其工艺流程较复杂，投资与操作费用高，一般用于较大规模的 Claus 装置的尾气处理。目前比较常用的还原吸收法尾气处理工艺有 SCOT、HCR、BSRP、RAR 等都是目前国外公司的专有技术，除 SCOT 国内能自行设计外，其他方法都需要从国外引进。

(2) 我国天然气净化厂技术水平

我国天然气产量的 70%以上集中在四川盆地、陕甘宁地区和新疆-青海（塔里木盆地、柴达木盆地）。因地质条件不同，这三大区的气质也存在较大差异。四川盆地集中了我国大部分的含 S 天然气，最高硫含量达 $200\text{g}/\text{m}^3$ 。含硫天然气占总天然气产量的 65%以上。

我国天然气净化厂始建于 60 年代中期。随着天然气勘探开发的不断发展，经过几十年的努力，天然气净化工业也相应地得到较大的发展，技术水平逐步提高。目前，较大型的天然气净化厂主要分布在四川、重庆、陕西等地。

我国有天然气净化厂硫磺回收装置共 38 套，设计规模和酸气浓度都差异较大，设计规模从规模最小的隆昌净化厂 $1.13\text{t}/\text{d}$ 到普光净化厂 $606\text{t}/\text{d}$ ，酸气 H_2S 浓度从 0.9-91%，就决定了所选用的硫磺回收工艺方法差别较大。我国的硫磺回收装置按工艺方法基本可以分成 4 类，延伸克劳斯类、还原吸收类、常规克劳斯类和液相氧化类。其中，采用延伸克劳斯类的装置数量最多，为 15 套，占全国的 39.5%；还原吸收类有 14 套，在龙岗净化厂和普光净化厂应用；使用常规克劳斯和液相氧化法的装置规模均较小，最大仅 $12\text{t}/\text{d}$ 。基本情况见表 4-5、表 4-6。

表 4-5 我国硫磺回收装置工艺方法统计

| 工艺方法 | 装置数量(套) | 占总装置数量的比例(%) |
|-------|---------|--------------|
| 延伸克劳斯 | 15 | 39.5 |
| 还原吸收类 | 14 | 36.8 |
| 常规克劳斯 | 6 | 15.8 |
| 液相氧化法 | 3 | 7.9 |

表 4-6 国内天然气净化厂硫磺回收装置现状

| 单 位 | | 设计规模 (t/d) | 酸气 H ₂ S 浓度 (%) | 装置 套数 | 工艺方法 |
|----------------------------|---------|---------------|----------------------------------|----------|------------------|
| 重 庆 净 化 总 厂 | 引进分厂 | 35/35 | 85 | 2 | Claus+CBA |
| | 垫江分厂 | 16 | 29 | 1 | Clinsulf-SDP |
| | 渠县分厂 | 31.5 | 55 | 1 | Claus+SuperClaus |
| | 长寿分厂 | 24 | 30 | 1 | Claus+CBA |
| | 大竹净化厂 | 45.4 | 46-62 | 1 | Claus+CBA |
| | 万州分厂 | 112/35 | 56 | 2 | Claus+CPS |
| | 綦江净化厂 | 2.4 | 91 | 1 | 2-Claus |
| 川中气矿 | 龙岗净化厂 | 214/214 | 56 | 2 | 2-Claus+SCOT |
| | 磨溪净化厂 | 42/36/12 | 85 | 3 | Claus+CPS/撬装 |
| 川西北气矿净化厂 | | 46 | 54 | 1 | Claus+MCRC |
| 蜀南 气矿 | 隆昌净化厂 | 1.13 | 22 | 1 | Lo-catII |
| | 荣县净化厂 | 8 | 25 | 1 | 2-Claus |
| | 江津净化厂 | 4.5 | 86 | 1 | 2-Claus |
| 新疆 | 哈 6 联合站 | 8 | 33.4 | 1 | 络合铁法 |
| 长庆油田第一采气厂 | 第一净化厂 | 4 | 1.3~3.4 | 1 | Clinsulf-do |
| | 第二净化厂 | 4 | 1.55~3.59 | 1 | Clinsulf-do |
| | 第三净化厂 | 2.5 | 0.9~2.07 | 1 | Lo-cat |
| 中石化普光净化厂 | | 606 | 60.52 | 12 | 2-Claus+SCOT |
| 西北油田三号联轻烃站 | | 2 | 20 | 1 | 2-Claus |
| 江汉油田采气厂净化站 | | 6.22 | 46 | 1 | 2-Claus |

4.4.2 烃类废气污染控制技术

主要按照《油气集输设计规范》(GB50350-2005)、《油田地面工程设计节能技术规

范》(SY/T6240-2008)、《气田地面工程设计节能技术规范》(SY/T6331-2007),并参照国外相关要求,对烃类废气排放采取过程控制措施。

(1) 油气集输工艺流程应尽可能采用密闭流程,这是降低油气损耗的重要措施。

(2) 对采油井场套管气应予以回收利用,以避免烃类废气放空。

(3) 原油处理过程应考虑采取原油稳定或油罐烃蒸汽回收措施,以降低油气蒸发损耗、减少油气挥发排放。

(4) 原油稳定装置生产的轻烃应密闭储运或处理,以避免二次蒸发损耗;生产的不凝气应就近输入回收系统回收利用,不得放空。

(5) 新建单罐容量大于或等于 10000m³的稳定原油储罐均应采用浮顶罐。以浮顶罐储存油品,属目前最佳实用技术,可最大限度地降低油气损耗、减少烃类气体的挥发逸散。

(6) 天然气凝液储罐、液化石油气储罐和 1 号稳定轻烃储罐应选用压力球罐或卧式罐储存;2 号稳定轻烃常压储存时,应选用内浮顶罐。以最大限度地降低油气损耗、减少烃类气体的挥发逸散。

4.5 行业清洁生产和污染防治技术的最新进展

4.5.1 清洁生产的最新进展

提高本行业清洁生产水平的主要措施有:

(1) 使用环境友好的工艺、设备和材料。如使用先进的钻机,配套完善的固控设备,提高钻井液循环利用率和重复利用率,减少钻井废水、减轻受污染程度;使用可生物降解或毒性小的油田化学剂(钻井液材料等),降低污水中的污染物含量和毒性、提高可生物降解性。

(2) 废物控制及资源化。根据采油工艺及地层条件,对采油废水进行充分回用(回注地层、作为热采锅炉原料水等),以降低外排污水量;采用先进的清罐技术和设备(如 COWS),实现清罐废水减量。

4.5.2 污染防治技术的最新进展

随着世界石油天然气开采工业不断发展及环境保护的要求日趋严格,其废水处理技术也在进步和完善,主要表现在不断出现新的设备、新的处理药剂及新的处理工艺。但国外技术总体水平并不优于国内,因此实施过严的标准存在治理技术上的障碍,特别是稠油污水处理技术目前还没有实现根本性的突破。

(1) 采油废水治理新工艺

Hssain A 和 Rochford D.B 报道了用于处理科威特北部油田采油废水的工艺流程。该工艺主要由 API 和 CPI 油水分离器、IGF(Induced gas flotation)气浮等构筑组成。气浮后可以获得用于回注地层的净化水。这种含油废水处理工艺简单，是目前含油废水处理的典型工艺流程，但对乳化严重的采油废水和稠油废水处理效果不佳。这种处理工艺与国内目前的采油废水处理技术基本一致。

Garbutt C.F 报道了一种油田采油废水处理新工艺（见图 4-6），其特点是将水力旋流器引入流程，替代传统的隔油与浮选单元。该技术可以将硬度为 200mg/L、硫化物为 500mg/L、TDS 为 10000 mg/L、油含量为 200mg/L 的采油废水转变为蒸汽锅炉用水。

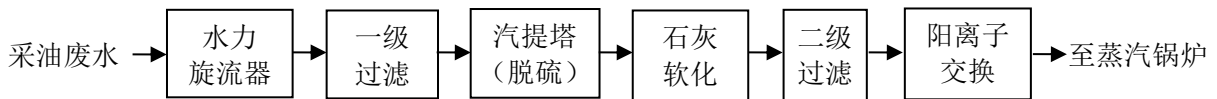


图 4-6 Permian Basin 油田采油废水处理工艺流程

图 4-7 是 Madian E.S 等人报道的 Mobil 石油公司处理印度尼西亚 Arun 油田采油废水的工艺流程。采用化学破乳除油、气浮、生化联合组成的工艺替代了过去的混凝—过滤或混凝—气浮—过滤工艺。重视并应用生化处理工艺是近年来国外油田采油废水处理的一种发展趋势。处理后废水中 COD 浓度低于 150mg/L、酚浓度低于 1mg/L。

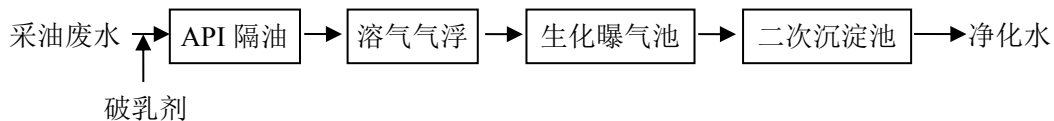


图 4-7 Arun 油田采油废水处理工艺流程

北海 Ula 油田采油废水回注的处理工艺流程该流程中采用了 3 个油水分离器和 6 个水力旋流器串联，处理后的水质可达到回注水的要求。其中油含量由 200~500mg/L（主要以 O/W 型乳状液形式存在）降至 20~30mg/L 以下。

Lawrence A.W 等人报道了一种采用 GAC-FBR（活性炭生物流化床反应器）新工艺处理近海油田采油废水的流程。该技术由美国的 BDM 石油技术公司和气体研究所共同完成，主要是为满足日益严格的废水排放标准。美国墨西哥海湾油田采油废水排放标准规定油含量日最高不超过 42mg/L，月平均不超过 29mg/L，采用该技术能完全达

到,甚至可达到更严格的排放指标,即日最高油含量不超过 10mg/L。这种流程由油水分离器、絮凝、气浮、GAC-FBR、电渗析单元组成。

Hughes S.W 等人提出了可供选择和废水处理工艺。这些流程主要由油水分离器、溶气气浮、化学氧化(UV/O₃ 或 UV/H₂O₂ 等)、金属离子去除系统(氢氧化物或硫化物沉淀)、过滤、离子交换、蒸发等单元组成。

由上可见,随着环保要求的提高和油田回注水水质的严格化,近年来国外油田采油废水的治理技术已得到改进和提高。采油废水的治理工艺已由原来的隔油—混凝—过滤技术改变为隔油—混凝气浮—生化—过滤技术。气浮和生化技术的采用已成为近年来先进采油废水处理工艺的一种标志。

(2) 采油废水治理新设备及新技术

近年来,国外对含油废水(主要是采油废水)的处理已开发了一些新的设备,如新型密闭式浮选箱、水力旋流器、各种组合式油水分离器等。这些装置的成功开发,对提高含油废水的处理效果、对改进设备的处理效能以及实现处理设备功能的一体化都大有裨益。

Bates J.B 等人报道了一种净化采油废水的装置。实际上该装置是一种密闭式的浮选箱。浮选箱被分为四个浮选室,每个浮选室都装有一个能使气体分布为 100~1000 μm 的气体分布管,经过密闭浮选箱处理的采油废水下层为清水,上层的浮油收集于储油箱,浮选气体采用油田伴生的天然气。据称,使用该气浮装置处理采油废水可使其操作、维护以及相应的化学药剂费用降低。Hubred G.L 及中国石油大学(北京)等发明了一种新型浮选柱。这种浮选装置采用侧部布气技术,可用于分离含油废水中的细小悬浮物和油滴。当采用并流流动时,废水和气体在浮选柱内分别以 0.127~2.54cm/s、0.0254~2.54cm/s 的流速流动,且水流量为气流量的 10~30 倍时可获得理想的采油废水处理效果,也可采用气水逆流接触。Mc—Casland E.D 报道了一种分离油水混合物的简易装置,它是由油水混合物进口、折流挡板、油流出口和净化水出口几部分组成的,具有结构简单,油水分离速度快等优点,但对油水密度差小的含油废水其处理效果不甚理想。Seureau J.J 等人报道了一种新型的旋流分离器。该旋流器能实现油—水—固三相的分离。与除油和除砂旋流器相比,三相旋流器具有体积小、效率高、投资和操作费用较低等特点,是一种集除油和除砂为一体的新型分离设备,适于海上和陆上油田采油废水的处理。此外,专利 W094/13930 还介绍了一种安装在油田

生产井内的油水分离旋流器。据称它能在井下实现油水的高效分离并将水回注到地层，当采出液含水量达到 70%以下时，这种井下安装的同步油水分离设备是非常有效的。

专利 W097/17294 介绍了一种从乳化的含油废水中分离油水的新技术。该技术通过在采油废水中加入电解质以增加其电导性，在磁电装置的作用下使采油废水产生磁性，成为磁流体，并借此破坏乳化油滴的稳定性，增大其聚结能力。磁化法处理乳化含油废水是近年来研究的一项新技术。薄膜电解技术也是一种处理乳化含油废水的新方法。Qingquan S 等人的发明专利对此有详细的报道。但这种技术用于油田采油废水的油水分离尚待进一步证实。

利用油和水，特别是水中溶解的烃类物质与水的沸点差异，Adranus 等人发明了一种蒸馏技术来处理油田采油废水。这种技术的关键是填料蒸馏塔。由于许多有机物可与水形成共沸物，因此在填料塔内，沸点比水低和比水高的有机物均能进入蒸汽相，且控制蒸发水量为进水量的 5%~20%即可实现油水的高效分离。

高效多功能一体化的油田采油废水治理设备已成为研究热点，新的含油废水处理技术亦有不少文献报道。实现油—水、可溶性有机物—水、悬浮物—水之间的强化传质技术和有机物强化化学转化技术依然是今后采油废水治理研究的重要方向。

(3) 新型水处理药剂

为了处理采油废水中的溶解有机物、油及固体悬浮物，近年来文献也报道了一些新的水处理药剂。Thomas E.R 报道了使用低分子量的有机胺，特别是季铵盐处理采油废水中的溶解有机物。Doyle D.H 等人利用聚合物改性膨润土或一些其它有机粘土吸附采油废水中的溶解有机物，也取得了良好的试验结果。此外，近年来文献还报道了多种有机高分子絮凝剂，其中多以丙烯酰胺和丙烯酸的二元及三元共聚物为主；为了处理乳化含油废水、稠油废水，性能优异的破乳剂的开发也已成为水处理药剂研究的一个方向。生物破乳剂、生物絮凝剂、天然高分子有机化合物改性的低污染或无污染的绿色水质处理剂也是研制的热点。

4.6 污染物排放现状评价

4.6.1 废水污染物排放现状评价

目前，我国油气生产还主要是依靠老油气田，通过加密、扩边、实施三次采油等深度开发手段实现稳产和增产，新开发油气田较少。

过去相当长一段时期，我国石油天然气开采工业废水经处理后，大部分回注油气田地层。废水处理工艺的选择相应以回注为目的，以物理和化学方法（除油、除悬浮物等）为主。近年来，随着油田开发进入中、后期，综合含水率逐年上升，采出水产生量相应不断增加，加之受地层条件和能耗对废水回注的限制，外排水量呈上升态势；稠油开发、三次采油等深度开采工艺，则又恶化了废水水质、增加了处理难度。因此，以回注为目的的处理工艺不能达到现行国家污水综合排放标准的要求。

我国对油气田废水的处理，在通过开展大量的技术研发和相当大的工业化投入后，目前在整体上基本完成了从“回注”到“回注+外排”处理工艺的过渡（主要以补充生化处理为主）。石油类、硫化物、悬浮物和挥发酚的处理效果较好；但由于废水可生化性总体较差，影响了生化设施运行的稳定性，COD 处理效率波动较大，有超标现象发生，应当继续加大投入力度。

对国内部分油气田企业污水处理与外排水水质现状进行了调查，结果见表 4-7。

表 4-7-1 国内部分油气田企业污水处理及外排现状

| 企业 | 污水处理场（设施） 编号 | 处理工艺 | 处理 能力 (t/d) | 实际 处理量 (万 t/年) | 污水处理 设施投资 (万元) | 污水处理 运行费用 (元/t) | 回用水量 (万 t/年) | 外排水量 (万 t/年) | 外排水去向 |
|-------|-----------------|-------|-------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------|-----------------|---------|
| 油气田 1 | 1 | 物化+生化 | 30000 | 698 | 17000 | 2.2 | 232 | 466 | 地表水体或海域 |
| 油气田 2 | 2 | 物化+生化 | 6000 | 347 | 2900 | 8.4 | 0 | 347 | |
| | 3 | 物化+生化 | 10000 | 336 | 2913 | 6.2 | 0 | 336 | |
| | 4 | 物化+生化 | 3000 | 274 | 3270 | 7.5 | 0 | 274 | |
| | 5 | 物化+生化 | 10000 | 402 | 1570 | 7.4 | 0 | 402 | |
| | 6 | 物化+生化 | 10000 | 182 | 1650 | 3.2 | 0 | 182 | |
| 油气田 3 | 7 | 物化+生化 | 25000 | 1246 | 1490 | 2.5 | 1037 | 209 | |
| | 8 | 物化+生化 | 10000 | 350 | 2100 | 4.1 | 274 | 76 | |
| | 9 | 物化+生化 | 12000 | 286 | 800 | 2.7 | 166 | 120 | |
| | 10 | 物化 | 6000 | 194 | 600 | 1.8 | 98 | 96 | |
| 油气田 4 | 11 | 物化+生化 | 30000 | 1090 | 2900 | 2.6 | 220 | 870 | |
| | 12 | 物化+生化 | 13000 | 362 | 1300 | 2.6 | 174 | 188 | |
| 油气田 5 | 13 | 物化+生化 | 350 | 2 | 400 | 2.8 | 0 | 2 | |
| | 14 | 物化+生化 | 120 | 1 | 70 | 1.2 | 0 | 1 | |
| | 15 | 物化+生化 | 600 | 6 | 440 | 3.5 | 0 | 6 | |
| | 16 | 物化+生化 | 120 | 2 | 207 | 2.5 | 0 | 2 | |
| | 17 | 物化+生化 | 360 | 2 | 357 | 2.0 | 0 | 2 | |
| | 18 | 物化+生化 | 550 | 1 | 107 | 2.0 | 0 | 1 | |
| | 19 | 物化+生化 | 500 | 5 | 647 | 2.5 | 0 | 5 | |
| | 20 | 物化+生化 | 250 | 1 | 670 | 3.0 | 0 | 1 | |
| 油气田 6 | 21 | 物化+生化 | 39000 | 1732 | | | 1692 | 40 | |
| 油气田 7 | 22 | 物化+生化 | 7600 | 296 | | | 205 | 91 | |
| 油气田 8 | 23 | 物化 | 42000 | 1216 | 13000 | 2.5 | 1056 | 160 | |

| 企业 | 污水处理场（设施） 编号 | 处理工艺 | 处理 能力 (t/d) | 实际 处理量 (万 t/年) | 污水处理 设施投资 (万元) | 污水处理 运行费用 (元/t) | 回用水量 (万 t/年) | 外排水量 (万 t/年) | 外排水去向 |
|--------|-----------------|-------|-------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------|-----------------|---------|
| | 24 | 物化 | 6500 | 135 | 1900 | 1.5 | 50 | 85 | 外环境生态用水 |
| | 25 | 物化 | 2000 | 70 | 6000 | 2.2 | 0 | 70 | 外环境生态用水 |
| | 26 | 物化 | 10000 | 321 | 5601 | 4.4 | 249 | 72 | 外环境生态用水 |
| | 27 | 物化 | 16000 | 502 | 6480 | 5.1 | 456 | 46 | 外环境生态用水 |
| 油气田 9 | 28 | 物化 | 17000 | 146 | 3000 | 1.6 | 73 | 73 | 外环境生态用水 |
| | 29 | 物化 | 850 | 19 | 1500 | 1.5 | 13 | 6 | 蒸发池 |
| | 30 | 物化 | 200 | 2 | 700 | 1.9 | 0 | 2 | 蒸发池 |
| | 31 | 物化 | 9500 | 192 | 4500 | 2.8 | 83 | 109 | 蒸发池 |
| | 32 | 物化 | 5760 | 212 | 5000 | 2.7 | 201 | 11 | 蒸发池 |
| | 33 | 物化 | 2500 | 32 | 1750 | 2.5 | 28 | 4 | 蒸发池 |
| | 34 | 物化 | 500 | 16 | 2300 | 2.5 | 0 | 16 | 蒸发池 |
| | 35 | 物化 | 1500 | 5 | 3300 | 0.8 | 1 | 4 | 蒸发池 |
| | 36 | 物化 | 250 | 4 | 3000 | 0.8 | 3 | 1 | 蒸发池 |
| 油气田 10 | 37 | 物化+生化 | 800 | 18 | 320 | 3.1 | 18 | 0 | 人工生态田 |
| | 38 | 物化+生化 | 1000 | 41 | 600 | 2.6 | 39 | 2 | 蒸发池 |
| | 39 | 物化 | 1500 | 38 | 1600 | 1.9 | 35 | 3 | 蒸发池 |
| | 40 | 物化+生化 | 600 | 37 | 810 | 2.4 | 35 | 2 | 蒸发池 |

- 注：1. 处理对象包括采油气废水、钻井废水、井下作业废水或生活污水等；
2. 回用包括回注、锅炉用水或站场绿化等所有回用途径；
3. 外排水去向包括进入地表水体或海域、储存设施，或者作为外环境生态用水。

表 4-7-2 国内部分油气田企业外排（进入水环境）水达标排放现状

单位：mg/L（pH 值除外）

| 企业 | 排污口 编号 | pH 值 范围 | COD | | 石油类 | | 悬浮物 | | 挥发酚 | | 硫化物 | |
|-----------------|-----------|------------|-----|------|------|------|-----|-----|------|------|------|------|
| | | | 较大值 | 平均值 | 较大值 | 平均值 | 较大值 | 平均值 | 较大值 | 平均值 | 较大值 | 平均值 |
| 油气田 1 | 1 | 8.5-8.8 | 181 | 152 | 14.3 | 10.0 | 140 | 102 | 0.61 | 0.30 | 0.13 | 0.05 |
| 油气田 2 | 2 | 6.0-7.6 | 177 | 151 | 13.6 | 9.8 | 216 | 109 | 0.51 | 0.40 | 1.16 | 0.61 |
| | 3 | 6.0-7.7 | 173 | 99.4 | 12.2 | 9.7 | 111 | 77 | 0.65 | 0.41 | 0.98 | 0.50 |
| | 4 | 6.7-7.6 | 136 | 111 | 9.6 | 4.9 | 97 | 68 | 0.45 | 0.05 | 2.55 | 1.06 |
| | 5 | 7.3-7.9 | 125 | 100 | 11.7 | 7.1 | 95 | 65 | 0.45 | 0.05 | 3.61 | 1.89 |
| | 6 | 7.6-8.1 | 163 | 143 | 9.9 | 7.7 | 132 | 100 | 0.49 | 0.76 | 6.27 | 1.88 |
| 油气田 3 | 7 | 8.8-7.4 | 150 | 107 | 11.5 | 9.2 | 112 | 93 | 0.41 | 0.21 | 0.22 | 0.10 |
| | 8 | 8.2-7.4 | 168 | 150 | 11.9 | 9.4 | 127 | 102 | 0.47 | 0.32 | 0.21 | 0.09 |
| | 9 | 8.1-7.2 | 156 | 125 | 10.4 | 9.4 | 147 | 93 | 0.41 | 0.22 | 0.20 | 0.09 |
| | 10 | 7.8-7.3 | 167 | 150 | 9.3 | 7.7 | 151 | 94 | 0.45 | 0.24 | 0.41 | 0.11 |
| 油气田 4 | 11 | 7.1-8.6 | 141 | 103 | 9.9 | 7.9 | 94 | 78 | 0.45 | 0.13 | 0.75 | 0.13 |
| | 12 | 7.4-8.8 | 152 | 129 | 9.6 | 6.7 | 114 | 99 | 0.34 | 0.12 | 0.78 | 0.20 |
| 油气田 5 | 13 | 6.5-7.5 | 140 | 100 | 8.5 | 4.9 | 120 | 80 | 0.61 | 0.48 | 1.31 | 1.09 |
| | 14 | 6.6-7.6 | 137 | 99 | 8.2 | 4.6 | 91 | 64 | 0.64 | 0.53 | 1.16 | 1.00 |
| | 15 | 7.3-8.4 | 117 | 96 | 8.0 | 4.5 | 93 | 65 | 0.54 | 0.41 | 1.09 | 0.87 |
| | 16 | 7.4-8.3 | 133 | 106 | 9.5 | 5.3 | 98 | 69 | 0.67 | 0.53 | 1.98 | 1.08 |
| | 17 | 7.5-7.9 | 158 | 139 | 9.9 | 6.2 | 100 | 81 | 0.55 | 0.50 | 1.09 | 1.05 |
| | 18 | 6.3-8.2 | 148 | 119 | 10.4 | 9.3 | 94 | 71 | 0.63 | 0.49 | 1.03 | 0.02 |
| | 19 | 6.8-8.3 | 151 | 102 | 10.7 | 9.5 | 93 | 79 | 0.58 | 0.50 | 1.09 | 1.00 |
| | 20 | 7.4-8.4 | 159 | 143 | 11.1 | 9.7 | 122 | 101 | 0.64 | 0.52 | 1.03 | 1.00 |
| 油气田 6 | 21 | 6.0-9.0 | | 120 | | 2.6 | | 30 | | 0.04 | | 0.04 |
| 油气田 7 | 22 | 6.0-9.0 | | 128 | | 2.0 | | 32 | | 0.01 | | 0.01 |
| GB 8978-1996 | 现源限值(二级) | 6~9 | 150 | | 10 | | 200 | | 0.5 | | 1.0 | |
| | 新源限值(二级) | 6~9 | 150 | | 10 | | 150 | | 0.5 | | 1.0 | |

4.6.2 天然气净化厂污染物排放现状评价

目前天然气净化厂的 SO₂ 排放控制主要是通过生产工艺措施, 提高硫磺回收率来实现的, 这也是国外天然气净化行业的普遍做法, 尚未应用烟气脱硫措施。SO₂ 排放浓度直接取决于硫回收率的高低 (亦与酸气中 H₂S 浓度有关), 由于各厂采用的硫磺回收工艺不同, SO₂ 排放浓度呈现很大的差异性, 从几百 mg/m³ 到几万 mg/m³ 都有发生。根据理论计算的不同硫回收率下的理论 SO₂ 排放浓度见表 4-8 所示。

根据 2013 年 8 月调研结果, 我国天然气净化厂 SO₂ 排放情况列于表 4-9。我国天然气净化厂硫磺回收尾气经灼烧后的 SO₂ 排放浓度虽高, 但由于气量规模都不大 (只有几千至几万 m³/h), 因此 SO₂ 排放量很少, 年排放量以几吨到几百吨为主, 合计 11890 吨/年, 占全国总量的 0.05%。

表 4-8 收率与酸气浓度及尾气 SO₂ 排放的关系(理论)

| 装置总硫收率 (%) | 酸气浓度 (%) | SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³) | SO ₂ 浓度范围 (mg/m ³) |
|------------|----------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|
| 99.2 | 30 | 2972 | 2000~5000 |
| | 50 | 3839 | |
| | 70 | 4434 | |
| | 90 | 4840 | |
| 99.8 | 30 | 744 | 700~1300 |
| | 50 | 960 | |
| | 70 | 1108 | |
| | 90 | 1211 | |
| 99.9 | 30 | 370 | 300~600 |
| | 50 | 479 | |
| | 70 | 553 | |
| | 90 | 604 | |

表 4-9 我国天然气净化厂 SO₂ 排放现状

| 单 位 | | 排放浓度 mg/m ³ | 排放速率 kg/h | 年排放量 t |
|----------------------------|-------|------------------------|-----------|--------|
| 重 庆 净 化 总 厂 | 引进分厂 | 6415 | 25.8 | 204.6 |
| | 垫江分厂 | 12423 | 6.7 | 52.8 |
| | 渠县分厂 | 7214 | 27.9 | 221.1 |
| | 长寿分厂 | 4417 | 25.4 | 201.3 |
| | 大竹净化厂 | 3150 | 17.9 | 141.9 |
| | 万州分厂 | 6348 | 76.4 | 611.2 |
| | 綦江净化厂 | 13424 | 10.4 | 82.5 |
| | 忠县分厂 | 5488 | 45.4 | 359.7 |

| | | | | |
|------------|-------|------------|-------|-----------|
| 川中气矿 | 龙岗净化厂 | 1080 | 60.8 | 481.8 |
| | 磨溪净化厂 | 3150/15840 | 60.8 | 481.8 |
| 川西北气矿净化厂 | | 7944 | 51.3 | 405.9 |
| 蜀南气矿 | 隆昌净化厂 | 10 | 0.005 | 0.04 |
| | 荣县净化厂 | 19281 | 10.0 | 79.2 |
| | 江津净化厂 | 43692 | 2.1 | 16.5 |
| 新疆 | 哈6联合站 | 10 | 0.03 | 0.24 |
| 长庆油田第一采气厂 | 第一净化厂 | 4340 | 29.6 | 236.8 |
| | 第二净化厂 | 23230 | 29.3 | 234.4 |
| | 第三净化厂 | 8 | 0.01 | 0.08 |
| 中石化普光净化厂 | | 465 | 1000 | 8000 |
| 西北油田三号联轻烃站 | | 6731 | 8.3 | 66.4 |
| 江汉油田采气厂净化站 | | 5354 | 1.5 | 12 |
| 合计 | | | | 错误！未指定书签。 |

5 行业特征污染物环境影响分析

5.1 石油类的环境影响

石油类指水中矿物油类化学物质，为各种烃类的混合物。石油类可以溶解态、乳化态和分散态存在于水中。

(1) 对水体的影响

石油类在水中的浓度超过 0.01mg/L 时就会使鱼肉产生特殊的气味和味道，而且这些气味和味道无论采取怎样的加工都无法消除。石油烃在水中浓度达到 0.2~0.4 mg/L 就会引起水体的异味，而且会诱发产生大量的细菌和藻类而造成水体的厌氧性环境，甚至会造成鱼类、底栖生物的畸形发育。石油粘到鱼鳃上或附在鱼卵上，很快会使鱼窒息死亡，或使孵化受到影响。水体中含有一定量的石油类物质后，会在表面形成厚度不一的油膜，破坏了水体的复氧过程，导致水体溶解氧浓度下降，从而影响水质和水中动、植物的生存。

(2) 对水生动物的毒性影响

石油烃在水中的毒性随其组分的不同而存在明显差异；芳香烃的毒性相对较高，直链石蜡的毒性相对较低，高分子石蜡实际上没有毒性。资料表明石油烃在水中的浓度为 1mg/L 左右就可对许多海洋生物带来致死性伤害；在 0.62mg/L 就可对梭鱼带来致死性伤害。另外石油类物质中的三致物质（致癌、致畸、致突变物质）也会由水中

鱼、贝类等生物富集，并通过食物链传递给人体。

石油中的芳香烃类物质对人体的毒性较大，尤其是双环和三环为代表的多环芳烃毒性更大，影响人体多种器官的正常功能，引起的症状包括：皮肤、肺、膀胱和阴囊癌症、接触性皮炎、皮肤过敏、色素沉着和痤疮。

(3) 对土壤的影响

石油排入土壤后，会影响土壤的通透性。因为石油类物质的水溶性一般很小，土壤颗粒受石油污染后不易被水所浸润，形不成有效的土壤内导水通路，渗水量下降，透水性降低，而且积聚在土壤中的石油烃，绝大部分是高分子有机物。它们粘着在植物根系上形成一层粘膜，阻碍根系的呼吸与水分的吸收，甚至引起根系的腐烂。

(4) 对植物的影响

石油能穿透植物体内部，在细胞间隙和维管束系统中运行。根部从土壤中吸收的石油能向叶子和果实移动，并不断积累，也能从叶子吸收向根部转移。农作物对土壤中石油有较强的吸收作用，如果土壤中石油含量过高，即对植物产生毒性作用，破坏植物体细胞，阻碍呼吸，蒸腾作用，破坏叶绿素的合成，抑制营养物质吸收和转移，造成植物黄化、死亡。植物体在生长和发育过程中将由根系和叶子从土壤和空气中吸收多种多环芳烃，不断地积累于植物体中。石油中不同馏分对生物的影响有所不同，沸点在 150~275℃的烃对植物的毒害最大，因为它们能穿透到植物组织内部，破坏其正常的生理机能。

石油污染物对植物的影响中文献报道较多的有酚、氰、苯并芘等。其中苯并芘有较强的致癌作用，它可以通过植物体的富集作用残留在食物中，再通过食物链传给人类，所以受苯并芘污染的土壤上生产的粮食不宜食用。

5.2 挥发酚的环境影响

水体中的酚主要来源是工业排放的含酚废水。挥发酚易被天然分解，地表水中酚的分解速度决定于酚类化合物的结构、起始浓度、微生物、温度曝气条件等一系列因素。

挥发酚的主要环境危害为其生理毒性。酚类化合物是一种细胞原浆毒，其毒性作用是与细胞原浆中蛋白质发生化学反应，形成变性蛋白质使细胞失去活性。它所引起的病理变化主要取决于毒物的浓度。低浓度时可使细胞变性，低浓度对局部损害虽不如高浓度严重，但低浓度时由于其渗透力强，并向深部组织渗透，因而后果更加严重。

酚类化合物侵犯神经中枢，刺激脊髓，进而导致全身中毒症状，这将给人体健康及环境造成重大的即时危害和潜在危害。在毒物进行生物转化的过程中，易形成一些具有高度反应性的亲电子化合物。其中一些可与细胞成分起反应，并引起细胞死亡或诱发肿瘤；酚的水溶液易被皮肤吸收，酚蒸汽经呼吸道吸收而中毒，能引起肝、肾和心肌损害，对神经系统损害更大。高浓度的酚可引起急性中毒，昏迷致死。低浓度的酚可引起特别积蓄性慢性中毒。长期饮用含酚废水会引起头昏、贫血及各种神经免疫系统病症。

水体中的挥发酚污染多为低浓度，如长期饮用被酚污染的水，被人体吸收后，体内的量超过正常人体解毒功能时，超出的部分可以蓄积在体内各脏器组织内，造成慢性中毒，出现不同程度的头晕、头痛、皮疹、皮肤搔痒、精神不安、贫血及各种神经系统症状和食欲不振、吞咽困难、流涎、呕吐和腹泻等慢性消化道症状。水中含酚 0.1~0.2mg/L，鱼体内即有酚味甚至不能食用；含酚 1mg/L，可影响鱼的产卵和回游；达 5mg/L 时，鱼类就会大量死亡。含酚浓度高的废水不能用作农田灌溉，否则，会使农作物中毒枯死减产。

5.3 硫化物的环境影响

自然界中的含硫化合物很多，其中能直接或间接对地下水产生污染的物质主要是硫酸和硫酸盐等。煤、石油、石油产品等燃料中都含有不同量的硫，大致在 1%~3%。

(1) 挥发性硫的毒性

水体中硫多以硫酸盐、和硫离子两种形式存在，而硫酸盐还原菌可以将硫酸盐还原生成硫离子，从而在底质形成大量硫化物沉积。同时，微生物的剧烈活动可导致硫化氢从沉积物释放到水体中，进而危害水生生物。Hisashi(2003)研究发现，在夏季，当挥发性硫(AVS-S)的浓度大于 1.7mg/g 时，养殖环境将很难生存有生物。

硫化氢毒性效应归结于钝化酶的活性，通过破坏它们的二硫化物的 s—s 键或与金属形成硫化物。硫化氢能扩散至血浆、骨、肺、肝、肾、胰腺、小肠等。硫化物可与养殖生物血液中的血红蛋白结合产生硫血红蛋白，降低机体中血液的携氧能力。硫化物对养殖生物的鳃组织具有很强的刺激和腐蚀作用，可使组织产生凝血性坏死，引起生物呼吸困难窒息死亡。

(2) 硫酸盐的毒性

饮水中硫酸盐含量较高时，带有缓泻作用。水中硫酸盐含量达到 2000 毫克/升时，

会使牛的身体逐渐衰弱，以至最后死亡。所以世界上很多国家规定，饮用水中硫酸盐的允许含量一般不得超过 250 毫克/升，我国北方地区的一些城市把饮用水中硫酸盐的允许含量标准定为 100 毫克/升。

(3) 引起水质酸化

水体中含硫酸盐时呈酸性，进而能毁灭或抑制水中的细菌与微生物，影响水生生物的成长和繁殖，使水中浮游生物的数量急剧减少，直至各种鱼类和生物全部死亡，最后湖水呈现清澈的蓝色，成为没有生命的死湖。

酸性水质能溶解土壤中的钙、镁等元素，使水的硬度增高。这样就降低了供水水质，特别是饮用水的质量，不但影响到工业产品的质量，而且提高了工业生产的成本。也影响了人体健康。而且湖水变为酸性，湖底沉积的有毒金属也会溶解重新释放出来，加重了湖水的危害。

5.4 氨氮的环境影响

氮是水生生物的主要营养物质之一，水体中维持一定的氨氮浓度有助于水生植物生长繁殖、维持正常的生态平衡。但氨氮浓度过高，将使水体呈现富营养化，进而导致藻类等水生生物大量繁殖，引起水质污染。

水体富营养化的危害主要表现在四个方面。

(1) 引发水华、赤潮。水体出现富营养化现象时，由于浮游生物大量繁殖，往往使水体呈现蓝色、红色、棕色、乳白色等，这种现象在江河湖泊中叫水华（水花），在海中叫赤潮。在发生赤潮的水域里，一些浮游生物暴发性繁殖，使水变成红色，因此叫“赤潮”。这些藻类有恶臭、有毒，鱼不能食用。

(2) 影响水底生植物光合作用，破坏生态平衡。水生生物特别是藻类大量繁殖，使生物量的种群种类数量发生改变，破坏了水体的生态平衡。藻类遮蔽阳光，造成水的透明度降低，阳光难以穿透水层，使水底生植物因光合作用受到阻碍而死去；同时富营养化导致浮游生物的大量繁殖，消耗了水中大量的氧，使水中溶解氧严重不足，导致鱼类等水生动物大量死亡。死亡的水生动植物沉积到湖底，被微生物分解，消耗大量的溶解氧，使水体溶解氧含量进一步急剧降低，水质恶化。水生生物死亡、腐败后放出氮、磷等植物的营养物质，再供藻类利用，又大大加速了水体的富营养化过程。这样年深月久，造成恶性循环，藻类大量繁殖，造成鱼类死亡，水质恶化而有腥臭。

(3) 富营养化水体底层堆积的有机物质在厌氧条件下分解产生甲烷、硫化氢等有

害气体，以及一些浮游生物产生的生物毒素(如石房蛤毒素)也会伤害水生动物。

(4) 富营养化水中含有亚硝酸盐和硝酸盐，人畜长期饮用这些物质含量超过一定标准的水，会导致发生中毒、诱发癌症等疾病。

6 标准主要技术内容

6.1 标准结构框架

按照有关污染物排放标准编制内容的要求，本标准包括前言、适用范围、规范性引用文件、术语和定义、污染物排放控制要求、污染物监测要求和实施与监督等 7 部分内容。

在污染物排放控制要求中，一般地区现有企业和新建企业水污染物排放浓度限值区别执行宽严不同的标准，现有企业经过适当的过渡期加以改进后，开始按新建企业执行。

根据环境保护工作的要求，在国土开发密度已经较高、环境承载能力开始减弱，或水环境容量较小、生态环境脆弱，容易发生严重环境污染问题而需要采取特别保护措施的地区，应严格控制企业的污染物排放行为，在上述地区的企业执行水污染物特别排放限值。执行水污染物特别排放限值的地域范围、时间，由国务院环境保护主管部门或省级人民政府规定。

6.2 标准适用范围

本标准适用于陆上石油天然气开采现有企业的废水与废气污染物排放管理，以及建设项目的环境影响评价、环境保护设施设计、竣工环境保护验收及其投产后的水污染物排放管理。

鉴于非常规油气，如油砂、轻紧油、页岩油、页岩气、致密砂岩气、煤层气、天然气水合物等的开采与常规石油天然气开采工艺有较大不同，不适用于本标准。

陆上石油天然气开采企业锅炉大气污染物排放执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)，火电厂大气污染物排放执行《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223)，工业炉窑大气污染物排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078)，恶臭污染物排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554)，产生固体废物的鉴别、处理和处置适用国家相关固体废物污染控制标准，环境噪声排放适用相应的国家排放标准。

本标准规定的水污染物排放控制要求适用于企业直接向环境水体以及向设置公共污水处理系统的排放行为，不适用于污水地下回注或回灌、排入储存设施（设施内废水不外排）或用于生态用水的行为。

6.3 术语和定义

6.3.1 对“陆上石油天然气开采”作出定义，即指陆上石油和天然气勘探开发，包括油气田的勘探、钻井、井下作业、采油（气）、油气集输与油气处理等过程。

6.3.2 对排污企业分为“现有企业”和“新建企业”。“现有企业”指在本标准实施之日前建成投产或环境影响评价文件已通过审批的陆上石油天然气开采生产企业或设施；“新建企业”指在本标准实施之日起环境影响评价文件通过审批的新、改、扩建陆上石油天然气开采生产企业或设施。

6.3.3 对行业烃类废气排放控制措施，如原油稳定、油罐烃蒸气回收等进行了定义。

6.3.4 鉴于天然气净化厂二氧化硫排放量与硫磺回收装置硫回收率相关，规定了“单位产品二氧化硫排放量”，即天然气净化厂生产每吨硫磺产品的二氧化硫排放量（千克）。

6.4 污染物项目选择

根据前述行业产排污情况分析，本行业污水均为物理过程（无油气炼制与化工工艺过程）产生的废水（废水种类和主要污染物详见表 4-1、表 4-2）。

本标准覆盖了对本行业钻井废水、井下作业废水、油气田采出水、生活污水、化学水制取排污、锅炉排污、油罐清洗废水等全部废水的排放管理。

本标准规定的污染物项目可覆盖陆上石油天然气开采工业所有工艺工程、全部废水和废气中的主要污染因子。其中包括了总量控制和污染减排因子 COD 和氨氮、二氧化硫，生产工艺特征污染因子石油类、硫化物、挥发酚、悬浮物、pH 值、烃（废气）等指标，以及生活污水中的氨氮、总磷、总氮、悬浮物和 BOD 指标，还包括了可能自地层随采出水带出的 GB 8978-1996 所列第一类污染物，即总汞、总镉、总铬、六价铬、总砷、总铅、总镍、总铍、总银、总 α 放射性和总 β 放射性。

6.5 废水污染物排放限值的确定

6.5.1 第一类污染物排放限值的确定

石油天然气开采废水中可能含有的第一类污染物来自地层，因地层条件不同污染物数量也相应有所不同，具有很大不确定性。因此，在一般区域和需特殊保护区域，直接排放和间接排放限值均按 GB 8978-1996 选取。按照《国家排放标准中水污染物监控方案》（环科函[2009]52 号）的要求，考虑到公共污水处理系统对行业特征污染物的去除工艺可能不尽完善，对 GB8978-1996 所列第一类污染物的间接排放限值，采用与直接排放统一的限值。

6.5.2 第二类污染物直接排放限值的确定

鉴于我国石油天然气开采工业污水处理在过去相当长一段时期，都是以“回注处理”为核心手段（废水处理回注地层用于油气生产），近年来才基本完成向“回注处理+达标外排处理”的转变，按照 GB 8978-1996 的要求，尽管进行了大量的投入，由于水量不断增加、水质恶劣、矿化度较高、水温较高、可生化性较差，废水实现稳定达标还有一定困难，尚需继续加大投入。为了积极促进本行业的技术进步，根据我国石油天然气开采工业水污染物外排处理工艺技术及排放水质现状、参照国外标准，本标准规定的限值总体上还是按比 GB 8978-1996 从严选取。

(1) 一般区域新建企业直接排放限值

悬浮物按 70mg/L 控制，严于 GB8978-1996 中新源二级标准 150mg/L 的限值；COD 按 100mg/L 控制，严于 GB8978-1996 中新源二级标准 150mg/L 的限值，也严于世行组织 125mg/L 的限值；石油类按 5mg/L 控制，严于 GB8978-1996 中新源二级标准 10mg/L 的限值，也严于美国沿海地区（coastal）油气开采新源排放限值（任何 1 日最大值 42mg/L）；其它按 GB8978-1996 中新源二级标准值选取，与国外标准相当或偏严。目前，国内多数企业必须加大技术研发力度，才能实现稳定达到本标准。

(2) 需特别保护区域的企业直接排放限值

现有企业和新建企业水污染物特别排放限值均按国内外最严格的标准值选取，即需要采取更加严格的污染防治措施所能达到的水平。

6.5.3 第二类污染物间接排放限值的确定

（1）间接排放限值的确定原则

《污水排入城镇下水道水质标准》（CJ 343-2010）和《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）均未按现有企业和新建企业对来水进行区分。为衔接现行的污水排放管理方式，间接排放限值不再区分现有企业和新建企业，执行统一的间接排放限值。

按照《国家排放标准中水污染物监控方案》（环科函[2009]52号）的要求，考虑到公共污水处理系统对行业特征污染物的去除工艺可能不尽完善，为保证达标，对其间接排放限值采用与直接排放统一的限值。

考虑到间接与直接排放行为的环境影响不同，以及现有企业污水处理的技术经济合理性，本标准规定现有企业和新建企业原则上执行统一的间接排放限值。执行特别排放限值的企业间接排放执行新建企业的直接排放限值。主要目的是执行特别排放限值的企业在环境敏感区，应配套二级甚至三级水污染物处理设施，处理后的废水再进入公共污水处理系统，确保对环境敏感区的危害减至最低。

（2）间接排放限值的确定依据

一般污染物的间接排放限值根据污染源排放污染物的特点和公共污水处理系统的处理能力，并参考《污水排入城镇下水道水质标准》（CJ343-2010）、《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）以及《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中 1998 年以后建设项目执行的第三级标准确定。

公共污水处理系统对悬浮物、BOD、氨氮、总氮、总磷等污染物的处理技术相对成熟、有效，原则上，其间接排放限值通常为现有企业直接排放限值的 150%~200%；COD 根据其可生化性和行业污水特征，间接排放限值通常为现有企业直接排放限值的 130%~180%。必须说明的是，由于 GB 8978-1996 是在 10 年前制定的标准，随着清洁生产工艺技术进步，污染物的产生量应比 10 年前有显著的减少，因此，为反映并促进技术进步，上述几种常规污染物浓度的间接排放限值原则上也应比上述标准中的限值有所降低。对于污染物处理达到上述要求确有难度的行业，可适当放宽，但以上污染物排放限值均不得超过 CJ 343-2010 和 GB 8978-1996 中 1998 年以后建设项目执行的第三级标准限值的规定。

6.5.4 影响限值确定的因素

应该说明两个影响定值的重要因素是：

① 油气田废水水质受油气性质（硫含量、油气比、轻组分含量及粘度等）、地层水性质的影响较大，因此，实际上外排水水质个别指标（如硫化物和挥发酚、第一类污染物等）有较大差异。

② 稠油热采、聚合物驱采废水中 COD 含量高，可生化性差、难以降解；天然气净化厂通常采用 MDEA(甲基二乙醇胺)作为脱硫剂，废水中氨氮、总氮和 COD 含量较高，水量较小且不稳定，处理设施的平稳运行较难控制。

③ 许多站场（如计量接转站、输油泵站等）为独立站场，距离油气集中处理站（联合站）较远，排放污水主要为生活污水、地面和设备冲洗水，具有数量小、排放不规律、间歇性等特点，适应该污水处理的设施目前通常是地埋式一体化处理设备，对氨氮、悬浮物和 BOD₅ 如控制过严，该工艺设备排水难以达标。

6.5.5 污染物排放监控位置

本标准按 GB 8978-1996 规定了污染物排放监控位置，即第二类污染物监控一律设在企业废水总排口；第一类污染物监控一律设在生产设施或其处理设施排放口。

6.5.6 关于废水排放定额（最高允许排水量，或称单位产品排水量、基准排水量）

石油天然气开采工业废水主要包括采油(气)废水（采出水，来自地下）、井下作业废水和钻井废水，其中以采出水占绝大多数。因无法取得统一的比较口径，故不规范废水排放定额。主要原因如下：

(1) 采出水主要来自油气藏地层的底水和边水、非开采构造的地下水等，随采出液一同开采出来。因地层条件的不同，采出液含水率波动较大，产水量也随之有较大的变化。油气田一般均为滚动开发，区块采出液量波动也较大。采出水经处理后，在各油气田根据油气生产的需要和地层条件，进行了不同程度的回注，剩余的外排水量不尽相同。

(2) 钻井废水属建设期临时性废水，其产生量与井深有关系；其去向也不尽一致，有的直接排入井场泥浆池中，有的被回用作为配制钻井液使用，有的被运至油气集中处理站污水处理设施处理。

(3) 井下作业废水属运营期临时性废水，其产生量因油气田井下作业的种类、作业井数、作业频次而有较大不同。

6.6 废气污染物排放限值的确定

6.6.1 天然气净化厂二氧化硫排放限值的确定

天然气净化厂硫磺回收装置按所采取的工艺，归纳起来有常规克劳斯、延伸克劳斯、克劳斯+尾气加氢还原三种工艺，对应的硫回收率分别为 90.0%、99.2%和 99.8%。相应的标准限值见表 6-1。

表 6-1 天然气净化厂二氧化硫排放限值

| 天然气净化厂硫磺回收装置总规模 (ΣC) (t/d) | 硫磺回收装置硫回收率 (%) | 硫磺回收装置进料 (酸气) 中硫化氢含量 (mol%) | 二氧化硫排放限值 | | 污染物排放监控位置 |
|--------------------------------------|----------------|-----------------------------|---------------------------|--------------------|-----------|
| | | | 排放浓度 (mg/m ³) | 单位硫磺产品产量排放量 (kg/t) | |
| $\Sigma C < 200$ | ≥ 99.2 | <30 | 3000 | 16 | 灼烧炉排气筒 |
| | | 30~50 | 4000 | | |
| | | 50~70 | 4500 | | |
| | | 70~90 | 5000 | | |
| $\Sigma C \geq 200$ | ≥ 99.8 | <30 | 800 | 4 | |
| | | 30~50 | 960 | | |
| | | 50~70 | 1100 | | |
| | | 70~90 | 1200 | | |

(1) 小规模天然气净化厂 (硫磺回收装置总规模在 200t/d 以下)

考虑到天然气净化厂不同于炼油厂，如追求较高的硫回收率 (99.8%以上)，则需要采取尾气加氢还原工艺，配套制氢装置。考虑到小规模天然气净化厂二氧化硫排放量较小，制氢和加氢还原装置建设费用大、运行成本高，且制氢过程还要消耗大量宝贵的天然气资源，并且排放大量的温室气体二氧化碳，不宜采用尾气加氢还原工艺。

对于现有小规模天然气净化厂目前已普遍采用常规克劳斯类工艺，硫回收率不低于 90.0%，已达到现行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、国家环保总局“环函[1999]48号”文要求，故本标准未制定现有企业排放限值。对于新建小规模天然气净化厂、现有小规模天然气净化厂经一定过渡期后，应当采用延伸克劳斯类工艺，硫回收率由 90.0%提高到 99.2%。二氧化硫排放浓度随着装置进料 (酸气) 中硫化氢含量不同而不同，在 30000~50000mg/m³，与该硫回收率对应的单位硫磺产品产量二氧化硫排放量为 16kg/t (16%)。

(2) 大规模天然气净化厂 (硫磺回收装置总规模在 200t/d 及以上)

对于现有及新建厂均要求采用当前最先进的“克劳斯+尾气加氢还原尾气”工艺，

硫回收率不低于 99.2%。二氧化硫排放浓度随着装置进料（酸气）中硫化氢含量不同而不同，在 800~1200mg/m³，与该硫回收率对应的单位硫磺产品产量二氧化硫排放量为 4kg/t（4‰）。

是否采取加氢还原工艺，主要考虑的因素是硫磺回收装置规模的大小，为了避免将大装置拆分为几个小装置建设，本标准以天然气净化厂为单位，按硫磺回收装置总规模进行界定，同时规定：“天然气净化厂的选址应当符合批准的环境影响评价文件要求，天然气脱硫应当尽量集中于同一净化厂进行，为规模化的硫回收处理、提高硫回收率创造条件”；考虑到含硫天然气运输存在较大的环境风险，不应强制要求天然气脱硫必须集中于同一净化厂进行。

选择总规模 200t/d 为分界点是对以前排放标准的延续。在新标准执行之前，天然气净化厂一直以环函[1999]48 号文件为依据，执行 GB16297-1996 的排放速率限值，为了能够满足此限值要求，对于 200t/d 的硫磺回收装置，必须使用还原吸收类工艺才能满足排放速率指标要求。本标准以总规模 200t/d 为分界点，总体严于国外标准的分界（一般为 300t/d）。

（3）天然气净化厂单位硫磺产品产量二氧化硫排放量的确定

天然气净化厂单位硫磺产品产量二氧化硫排放量，是根据硫回收率限值计算得到的，假设某厂的硫磺回收装置设计总规模（t/d）为 ΣC ：

1) 对于 200t/d 以上的净化厂，要达到硫回收率 99.8%的要求，该厂 SO₂ 排放量（kg/d）不能高于 $2 \times (1-99.8\%) \times 1000 \times \Sigma C$ ，单位硫磺产品产量 SO₂ 排放量不超过 $2 \times (1-99.8\%) \times 1000 \times \Sigma C / \Sigma C = 4 \text{ kg/t}$ 。

2) 对于 200t/d 以下的净化厂，要达到硫回收率 99.2%的要求，则该厂 SO₂ 排放量（kg/d）不能高于 $2 \times (1-99.2\%) \times 1000 \times \Sigma C$ ，单位硫磺产品产量 SO₂ 排放量不超过 $2 \times (1-99.2\%) \times 1000 \times \Sigma C / \Sigma C = 16 \text{ kg/t}$ 。

（4）标准实施中二氧化硫排放限值的选择

对于天然气净化厂二氧化硫排放限值，在“硫回收率”、“二氧化硫排放浓度”、“单位硫磺产品产量二氧化硫排放量”三项指标中，可选择其中之一。事实上，在限定同一生产工艺（硫回收率）的条件下，“二氧化硫排放浓度”与“单位硫磺产品产量二氧化硫排放量”之间具有对等关系。

本标准没有直接给出天然气净化厂硫回收率（硫磺产品量占装置进料酸气总硫量

的百分比)限值,是因为考虑到标准实施过程中,环保部门对于装置进料(酸气)硫总量的测定具有较大难度。

本标准现基于硫回收率要求,规定了“二氧化硫排放浓度”和“单位硫磺产品产量二氧化硫排放量”两项限值。标准实施中可任选其中一项限值执行,不应也不必进行多重控制。

选择“二氧化硫排放浓度”限值时,可对单根排气筒进行达标评价。应当测定排气筒二氧化硫排放浓度,还应同时测定相应装置进料(酸气)中的硫化氢含量。选择“单位硫磺产品产量二氧化硫排放量”限值时,可对全厂进行达标评价,应当测定各排气筒二氧化硫排放浓度和烟气流量,并依据法定生产报表等确定净化厂硫磺产品总产量。

(5) 关于天然气净化厂大气污染物特别排放限值

基于以下考虑,本标准未规定天然气净化厂大气污染物特别排放限值。

1) 天然气净化厂均处于偏远地区,不属于《重点区域大气污染防治“十二五”规划》重点控制区域范围,且天然气开发具有“地上服从于地下”的特点。

2) 天然气开发为国家所重点鼓励,对于国家和地方能源结构调整、改善大气环境质量具有重要贡献。如当地环境容量有限,应当采取区域污染削减措施。

6.6.2 烃类废气排放控制

主要按照《油气集输设计规范》(GB50350-2005)、《油田地面工程设计节能技术规范》(SY/T6240-2008)、《气田地面工程设计节能技术规范》(SY/T6331-2007),并参照国外相关要求,提出烃类废气排放的过程控制措施。

(1) 油气集输工艺流程应尽可能采用密闭流程,这是降低油气损耗的重要措施。部分低渗透低产油田、稠油油田、边远小油气田等集输系统密闭率还难以达到100%,工艺流程密闭率应当根据油田(区块)汽油比、开采条件、交通状况、密闭后的经济效益等区别对待。

(2) 对采油井场套管气应予以回收利用,以避免烃类废气放空。

(3) 原油处理过程应考虑采取原油稳定或油罐烃蒸气回收措施,以降低油气蒸发损耗、减少油气挥发排放。

对于含较大量C₁~C₄轻组分(烃蒸气)的未稳定原油,在常温常压下的储运会从原油中挥发至大气环境中,C₅在储运温度高于常温的情况下,也会从原油中挥

发出来。对未稳定原油采取负压闪蒸、正压闪蒸、微正压闪蒸、分馏等稳定措施，将原油中挥发性强的轻组分加以脱出回收，可降低原油的蒸汽压，利于常温常压下储存，达到降低油气蒸发损耗、减少油气挥发排放的目的。原油稳定的深度，即对未稳定原油中轻组分 $C_1\sim C_5$ 的提取程度，按 GB50350 执行，从降低原油储运过程中蒸发损耗的角度考虑，稳定原油的饱和蒸汽压愈低愈好，但追求过低的饱和蒸汽压，会使投资增大、能耗增加、成本升高、经济效益下降，同时原油中 C_6 及以上重组分携带增多，会减少原油中汽油馏分的潜含量，造成原油品质下降。GB50350 规定，稳定原油在最高储存温度下的饱和蒸汽压的设计值不宜高于当地大气压的 0.7 倍。我国目前已建原油稳定装置 80% 左右采用负压闪蒸工艺，该工艺可使稳定原油的饱和蒸汽压达到上述要求，原油蒸发损耗率低于 0.2%，达到《油田地面工程设计节能技术规范》（SY/T6240-2008）的控制指标，此时原油中 $C_1\sim C_4$ 含量通常也小于 0.5%。因此，《油田地面工程设计节能技术规范》（SY/T6240-2008）规定，当原油蒸发损耗率大于 0.2% 时，应进行稳定处理。

油罐烃蒸气回收是一种对油罐烃蒸气加以抽出回收，减少蒸发损耗的工艺方法，属于原油密闭储存手段。结合原油组分、原油产量及当地气温的情况，若经烃蒸气回收以后的原油能满足储运要求，也可不在进行原油稳定。对于不宜采用负压闪蒸、正压闪蒸及分馏稳定的原油，可采用油罐烃蒸气回收工艺。

（4）原油稳定装置生产的轻烃应密闭储运或处理，以避免二次蒸发损耗；生产的不凝气应就近输入回收系统回收利用，不得放空。

（5）新建单罐容量大于或等于 10000m^3 的稳定原油储罐及净化原油储罐均应采用浮顶罐。以浮顶罐储存油品，属目前最佳实用技术，可最大限度地降低油气损耗、减少烃类气体的挥发逸散。《油气集输设计规范》（GB50350-2005）规定，“未稳定原油储罐及事故油罐应选用固定顶油罐，单罐容量大于或等于 10000m^3 的稳定原油储罐宜采用浮顶罐。”未稳定原油（包括部分事故状态下的原油）中含有大量挥发性组分，若采用浮顶罐，不能控制油气损耗，而且由于降压产生的大量闪蒸气容易破坏浮顶罐的密封结构，甚至会发生密封结构破坏、浮顶沉没等故障。为了严格控制烃类废气排放、实现节能降耗，同时考虑到油气田各种小容量油罐众多，本标准对新建规模较大的储罐（单罐容量大于或等于 10000m^3 ）的稳定原油储罐均强制要求采用浮顶罐。

(6) 天然气凝液储罐、液化石油气储罐和 1 号稳定轻烃储罐应选用压力球罐或卧式罐储存；2 号稳定轻烃常压储存时，应选用内浮顶罐。以最大限度地降低油气损耗、减少烃类气体的挥发逸散。

6.7 污染物监测要求

6.7.1 污染物监测要求按国家现行相关法律、法规、规章和标准规定执行。

6.7.2 对天然气净化厂硫磺回收装置进料（酸气）中硫化氢含量的测定采用 GB/T 11060.1、GB/T 11060.2、GB/T 11060.6、SY/T 6537。

6.7.3 天然气净化厂硫磺产品产量的核定以法定报表为依据。

6.7.4 对于天然气净化厂单位硫磺产品产量二氧化硫排放量的确定，二氧化硫排放量按 1h（浓度 $\text{mg}/\text{m}^3 \times \text{废气量 } \text{m}^3/\text{h}$ ）计，相应的硫磺产品产量按日（24h）计，详见标准正文中的计算公式。

7 与国内外相关标准或技术法规的水平对比分析

7.1 废水污染物排放控制

7.1.1 美国排放标准

美国环保署（EPA）制订的废物排放限制指南（ELGs）是基于污染控制技术的国家最低排放要求。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。

美国对于陆上石油天然气开采废水，禁止排放至陆地通航水域，而是采用地下灌注（回注或回灌）的方式达到提高油气采收率或达到最终处置的目的。

美国沿海地区（coastal）采出水排放限值见表 7-1。该标准仅控制油和油脂，宽于我国 GB 8978-1996 的限值及本标准限值。

表 7-1 美国沿海地区（coastal）油气开采采出水排放限值

单位：mg/L

| 污染物 | BPT 排放限值 | BCT 排放限值 | BAT 排放限值 | 新源排放限值 (NSPS) |
|------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|
| 油和油脂 | 任何 1 日最大：72 连续 30 日平均：48 | 任何 1 日最大：72 连续 30 日平均：48 | Cook Inlet 地区 任何 1 日最大：42 连续 30 日平均：29 | Cook Inlet 地区 任何 1 日最大：42 连续 30 日平均：29 |

| | | | |
|--|--|--|-------------------------|
| | | | Cook Inlet 以外沿海地区无采出水排放 |
|--|--|--|-------------------------|

注：1.Cook Inlet 位于阿拉斯加，指在西边的道格拉斯海角和东边的查塔姆港口之间以北的近海区域；
 2.BPT—基于现在可得的最佳实用技术；
 3.BCT—基于最佳常规污染物控制技术；
 4.BAT—基于经济上可行的最佳可得技术。

7.1.2 加拿大排放标准

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，如果水质未受污染，于井场收集的地表径流水的排放应满足：pH 值 6.0~9.0、油类 ≤ 10 mg/L，且不允许直接排入任何水道。

7.1.3 世界银行组织排放标准

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) 中提出了陆上油气开发污染控制标准，其中采出水排放限值见表 7-2。对照我国 GB 8978-1996，世行 COD 限值介于我国的二级和一级标准之间；世行的硫化物限值与我国一致；世行挥发酚限值宽于我国的一级标准；世行 BOD 限值介于我国的新源二级和一级标准之间。本标准限值严于世行限值。

表 7-2 世行组织《陆上油气开发 HSE 导则》及 GB 8978-1996 的限值

单位：mg/L(除 pH 外)

| 项目 | 世行组织 | GB 8978-1996 | | | |
|---------|---------|--------------|----------|---------|----------|
| | | 现源一级 | 现源二级 | 新源一级 | 新源二级 |
| pH | 6~9 | 6~9 | 6~9 | 6~9 | 6~9 |
| 石油类/总烃 | 10 (总烃) | 10 (石油类) | 10 (石油类) | 5 (石油类) | 10 (石油类) |
| BOD | 25 | 30 | 60 | 20 | 30 |
| COD | 125 | 100 | 150 | 100 | 150 |
| SS | 35 | — | — | — | — |
| 苯酚(挥发酚) | 0.5 | — | — | 0.3 | 0.4 |
| 硫化物 | 1 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 重金属(总) | 5 | — | — | — | — |

7.1.4 本标准与国内外相关标准的对比汇总

本标准与国内外相关标准的对比汇总于表 7-3。

从以上国外标准及与我国现行 GB 8978-1996 标准对比情况、我国行业污水处理及污染物排放状况看，本标准以现行 GB 8978-1996 标准值为基础来定值，部分指标从严；本标准定值也严于国外相关标准。在一般地区新建企业可以代表较先进水平，需要采取严格的污染防治措施才能达到的水平；在重点区域（环境敏感区），则可以代表国际先进水平，需要采取更加严格的污染防治措施。

此外，按照本标准，环境保护主管部门在对企业进行监督性检查时，如以现场即时采样的监测结果，作为判定排污行为是否达标的依据，则与国外标准和现行国标（按日均值管理）相比较为严格。

表 7-3 本废水污染物排放与国内外标准的对比

单位：mg/L（pH 值除外）

| 序号 | 污染物 | 本标准 | | 中国 GB8978-1996 | | | 中国陕西省 DB61/308-2003 | 世行 陆上油气 开发HSE 导则 | 加拿大 Directive 055 (井场地表径流) | 美国 ELGs 40 CFR Part 435.30 (沿海 Cook Inlet 地区) | | |
|----|---------------------------|--------------|--------------|----------------|-----|-----|------------------------|------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------|-------|
| | | 直接排放 一般限值 | 直接排放 特别限值 | 二级 | | 一级 | | | | 任何1日 最大值 | 连续30日 平均值 | |
| | | | | 现源 | 新源 | 新源 | | | | | | |
| 1 | pH 值 | | 6~9 | 6~9 | 6~9 | 6~9 | 6~9 | 6~9 | 6~9 | | | |
| 2 | 悬浮物 (SS) | | 70 | 30 | 200 | 150 | 70 | 35 | | | | |
| 3 | 化学需氧量 (COD) | | 100 | 60 | 150 | 150 | 100 | 150 | 125 | | | |
| 4 | 生化需氧量 (BOD ₅) | | 30 | 20 | 60 | 30 | 20 | 25 | | | | |
| 5 | 石油类 | | 5 | 3 | 10 | 10 | 5 | 8 | 10 | 10 | 42/72 | 29/48 |
| 6 | 挥发酚 | | 0.5 | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | | | | |
| 7 | 硫化物 | | 1.0 | 0.5 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | | | |
| 8 | 氨氮 | | 25 | 10 | 25 | 25 | 15 | — | | | | |
| 9 | 总氮 | | 30 | 20 | | | | — | | | | |
| 10 | 总磷 | | 1.0 | 0.5 | | | | — | | | | |

7.2 天然气净化厂大气污染物排放控制

根据国外考察和资料调研,许多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,标准按硫回收装置的规模大小规定最低硫回收率的指标。美国、加拿大、德国等国家(或省)制定的、目前正在执行的最低硫回收率分别见表 7-4 到表 7-8。

7.2.1 美国排放标准

对于天然气净化厂,据 1985 年 10 月 1 日 EPA 颁布的陆上天然气净化厂 Claus 装置废气排放标准,按 Claus 装置进料酸气中潜在硫的量,即装置规模 X (Lt/d,以硫计),以及酸气中 H₂S 浓度 Y(mol%,干基)来规定最低硫回收率,而且对装置投产时的性能考核期内和投产后的连续生产期内的规定有所不同。

表 7-4 美国 EPA 制定的初始考核期内最低硫收率指标 (%)

| Y, 酸气中 H ₂ S 浓度 (干基) mol% | X,酸气中潜在硫的量(以硫计) Lt/d | | | |
|--------------------------------------|----------------------|----------------------------------------------------------|------------|---------|
| | 2.0≤X≤5.0 | 5.0<X≤15.0 | 15.0<X≤300 | X>300.0 |
| Y≥50 | 79.0 | 88.51X ^{0.0101} Y ^{0.0125} 或 99.8 中取低值 | | |
| 20≤Y<50 | 79.0 | 88.51X ^{0.0101} Y ^{0.0125} 或 97.9 中取低值 | | 97.9 |
| 10≤Y<20 | 79.0 | 88.51X ^{0.0101} Y ^{0.0125} 或 93.5 中取低值 | 93.5 | 93.5 |
| Y<10 | 79.0 | 79.0 | 79.0 | 79.0 |

注: Lt—长吨(下同)。

表 7-5 美国 EPA 制定的连续生产期内最低硫收率指标 (%)

| Y, 酸气中 H ₂ S 浓度(干基)mol% | X,酸气中潜在硫的量(以硫计) Lt/d | | | |
|------------------------------------|----------------------|----------------------------------------------------------|------------|---------|
| | 2.0≤X≤5.0 | 5.0<X≤15.0 | 15.0<X≤300 | X>300.0 |
| Y≥50 | 74.0 | 85.35X ^{0.0101} Y ^{0.0125} 或 99.8 中取低值 | | |
| 20≤Y<50 | 74.0 | 85.35X ^{0.0101} Y ^{0.0125} 或 97.5 中取低值 | | 97.5 |
| 10≤Y<20 | 74.0 | 85.35X ^{0.0101} Y ^{0.0125} 或 93.5 中取低值 | 90.8 | 90.8 |
| Y<10 | 74.0 | 74.0 | 74.0 | 74.0 |

7.2.2 加拿大排放标准

加拿大根据装置硫生产规模制定最低硫回收率标准。阿尔伯达省 10-50t/d 硫收率为 96.2%，50-2000t/d 硫收率为 98.5%-98.8%。B·C 省小于 2 t/d 无硫收率的要求，其余装置规模硫收率约低于原国家标准。加拿大对现有天然气净化厂不回收硫磺的潜在硫上限量规定为 5t/d。

表 7-6 加拿大制定的最低硫回收率新标准

| 装置能力 C, t/d | 最低硫收率, % |
|--------------------|-----------|
| $C \leq 5$ | 70 |
| $5 < C \leq 10$ | 90 |
| $10 < C \leq 50$ | 96.5 |
| $50 < C \leq 2000$ | 98.5-99.0 |
| $C > 2000$ | 99.8 |

表 7-7 加拿大阿尔伯达省和 B·C 省硫收率指标

| 装置能力 C t/d | 硫收率, % | |
|--------------------|-----------|-----------|
| | 阿尔伯达省* | B. C 省** |
| $C \leq 2$ | | 0 |
| $2 < C \leq 10$ | | 89.7 |
| $C \leq 5$ | 70 | |
| $5 < C \leq 10$ | 90 | |
| $10 < C \leq 50$ | 96.2 | 95.9 |
| $50 < C \leq 2000$ | 98.5-98.8 | 98.2-98.5 |
| $C > 2000$ | 98.8 | 99.5 |

注:* 在正常操作条件下,季度平均要求减少 0.3%

**装置能力为 $50 \sim < 2000$ t/d,硫收率, $\% = 98.2 + 0.187[\log_{10}(\text{装置能力}/50)]$;

7.2.3 德国排放标准

德国硫回收装置的废气排放标准是西欧、北欧国家有代表性的标准。

表 7-8 德国环保标准中对 Claus 装置硫回收率规定

| 装置能力 C, t/d | $C \leq 20$ | $20 < C \leq 50$ | $C > 50$ |
|-------------|-------------|------------------|-------------|
| 最低硫收率, % | > 97 | ≥ 98 | ≥ 99.5 |

7.2.4 本标准与国内外相关标准的对比汇总

本标准确定的天然气净化装置最低硫回收率限值与几个国家（或省）硫回收率指标的比较列于表 7-9。

本标准确定的最低硫回收率指标与加拿大及阿尔伯达省、B.C 省的硫收率指标比较，无论装置规模高低，都全面高于其标准。

与德国的硫收率指标比较，当 $C \leq 50$ 或 $C \geq 200$ 时，本标准指标高于德国硫收率指标；而 $50 < C < 200$ 时，德国硫收率为 99.5%，而本标准为 99.2%，略低于德国标准。

与美国 EPA 制定连续生产期最低硫回收率比较，当装置规模为 $C \leq 50$ 时，本标准 99.2% 的指标全面高于美国 EPA 最高 97.5% 的指标。 $C > 200$ 时，美国 EPA 最高为 99.8%，本标准亦不低于该指标。 $50 < C \leq 200$ 时，美国 EPA 指标为 “ $85.35X^{0.0101}Y^{0.0125}$ 或 99.8 中取低值”，可能会高于本标准 99.2% 的指标，也可能会低于该指标。

表 7-9 本天然气净化厂排放标准与国内外标准的对比

| 装置规模 C, t/d | 硫回收率, % | | | | | |
|------------------|---------|---------|-----------|-------------|-------|-----------------------------------------|
| | 本标准 | 加拿大 | 加拿大阿尔伯达省 | 加拿大 B.C 省 | 德国 | 美国 EPA |
| $C \leq 5$ | >99.2 | 70 | 70 | — (0-2) | >97 | 按酸气浓度 和装置规模 划分，最高 不超过 99.8% |
| | | | | 89.7 (2-10) | | |
| $5 < C \leq 10$ | | 90 | 90 | 95.9 | | |
| $10 < C \leq 20$ | | 96.5 | 96.2 | | | |
| $20 < C \leq 50$ | | 98.5-99 | 98.5-98.8 | 98.2-98.5 | 99.5 | |
| $50 < C < 200$ | | 98.5-99 | 98.5-98.8 | 98.2-98.5 | | |
| $C \geq 200$ | >99.8 | 98.5-99 | 98.5-98.8 | 98.2-98.5 | | |

从以上分析比较可见，本标准确定的最低硫回收率指标限值达到美国、加拿大与德国的指标。从目前我国天然气行业能达到的实际情况出发，本标准确定的最低硫回收率指标是合理的。

8 实施本标准的环境效益及技术经济分析

8.1 实施废水污染物排放标准的环境效益及技术经济分析

8.1.1 环境效益分析

如前所述,我国石油天然气开采工业废水总体呈现产生量加大、水质变差的态势,废水处理负担沉重,必须加大投入,提高污染物排放控制水平。实施本标准可以促进石油天然气开采工业的技术进步,做到稳定达标排放,减轻对环境的影响。按全国陆上原油产量 1.5 亿 t/a,综合含水率平均 90%、回注率平均 90%计,废水排放量近 1.4 亿 t/a;按达到现行排放标准计,主要污染物石油类排放总量为 1400t/a、COD 排放总量为 2.1 万 t/a。实施本标准,按一般区域新建企业达标排放计,石油类、COD 排放总量可分别削减 50%和 33.3%,取得较大的环境效益(见表 8-1)。如前所述,随着我国石油天然气开采工业规模的扩大、外排废水量的增多,实施本标准的环境效益还将逐渐凸显。

表 8-1 实施本标准的环境效益估算

| 序号 | 污染物 | 按 GB8978-1996 新源达标排放计 | | 按本标准 一般地区新源达标排放计 | | 污染物 排放 削减量 (t/a) | 污染物 排放 削减率 (%) |
|----|-----|--------------------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------------|-------------------------|
| | | 浓度限值 (mg/L) | 排放量 (t/a) | 浓度限值 (mg/L) | 排放量 (t/a) | | |
| 1 | 石油类 | 10 | 1400 | 5 | 700 | 700 | 50.0 |
| 2 | COD | 150 | 21000 | 100 | 14000 | 7000 | 33.3 |

8.1.2 技术经济分析

实施本标准,在技术经济方面可以满足达标排放的要求;也可以对企业实施有效的环境保护管理。

在技术方面可以通过补充或进一步强化生物处理手段来实现达标。目前我国本行业污水处理投资费用约为 4800 元/(t/d),处理运行费用约为 4.2 元/t 废水。为达到本标准规定的新建企业标准,按技术经济可达条件,预计需要增加投资 40%左右、运行费用增加 35%左右。按需强化处理的废水总量 1.4 亿 t/a 计,需要增加污水处理投资约 7.4 亿元、增加年运行费用 2.1 亿元。

本标准详细规定了行业水污染物排放控制要求和监测要求,各级环保部门可以据

此采取管理措施和监测手段对企业水污染物排放进行有效控制。

8.2 实施废气污染物排放标准的环境效益及技术经济分析

8.2.1 环境效益分析

根据天然气净化行业的特殊性，同时考虑了技术发展和经济条件而制定的，因而更具有针对性和合理性。该标准实施后有利于促进企业进行污染治理的技术改造，减少大气污染物的排放量，对改善环境质量将起到较大推进作用。

该标准实施后，我国天然气净化厂现有 38 套硫磺回收装置中，有 8 套需要进行技术升级改造，硫回收率会有大幅度的提高，同时降低这些装置的 SO₂ 排放浓度和排放速率，环境效益较大。

同时应该注意到，现在我国天然气工业正处于快速发展阶段，含硫天然气田的开发占全国的比例 65% 以上，该标准的实施会促使新建硫磺回收装置按更先进的硫磺回收工艺进行建设，对促进技术进步和二氧化硫减排有较大意义。

8.2.2 技术经济分析

在该天然气净化厂排放标准实施过程中，按最低硫回收率和相应的二氧化硫比排放速率为，不同规模的天然气净化厂可以选用不同的工艺技术。一般来说，<200t/d 的中小型天然气净化厂需采用 Claus 加亚露点或直接氧化法等延伸克劳斯工艺即可满足标准的要求。而对于 ≥200t/d 大型净化厂，则需选用还原吸收类工艺才能满足标准的要求。

如果仅为了使天然气净化厂二氧化硫排放浓度达到 1000mg/m³ 以下，则无论装置规模大小，都将一律采用还原吸收类工艺，由于还原吸收类尾气处理装置的投资大约是 Claus 装置投资的 80%-100%，总投资将明显增加，操作费用也将随之增加，同时会增加大量的 CO₂ 排放，综合环境效益较差，这对于提供清洁能源的天然气企业而言，所面临的经济问题十分突出。若对我国天然气净化厂现有硫磺回收装置中采用非还原吸收类工艺的装置都改造成还原吸收类工艺，则改造费用超过 16 亿元，运行成本增加 5 亿元/年，而全国仅可减排二氧化硫 2666t/a，同时消耗大量清洁的天然气资源，并且排放大量温室气体二氧化碳。