

## 附件 3

# 《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准 (二次征求意见稿)》编制说明

《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》编制组  
2018 年 11 月

## 目 录

<b>1 项目背景</b> .....	<b>21</b>
1.1 任务来源.....	21
1.2 工作过程.....	21
<b>2 行业概况</b> .....	<b>21</b>
2.1 行业在我国的发展概况.....	21
2.2 行业在其他国家和地区发展概况.....	22
<b>3 标准制订的必要性分析</b> .....	<b>23</b>
3.1 国家及生态环境主管部门的相关要求.....	23
3.2 行业发展带来的主要环境问题.....	24
3.3 现行环保标准存在的主要问题.....	24
<b>4 标准制订的基本原则和技术路线</b> .....	<b>25</b>
4.1 基本原则.....	25
4.2 技术路线.....	25
<b>5 行业产排污情况及污染控制技术分析</b> .....	<b>25</b>
5.1 工艺过程简介.....	25
5.2 污染源分析.....	29
5.3 废水污染防治技术及污染物排放现状分析.....	33
5.4 废气污染防治技术及排放现状分析.....	42
<b>6 标准主要技术内容</b> .....	<b>45</b>
6.1 标准结构框架.....	45
6.2 标准适用范围.....	45
6.3 术语和定义.....	46
6.4 水污染物排放控制.....	46
6.5 大气污染物排放控制.....	49
6.6 污染物监测要求.....	53
<b>7 主要国家（地区）及国际组织相关标准及排放控制水平对比分析</b> .....	<b>53</b>
7.1 水污染物排放控制.....	53
7.2 天然气净化厂大气污染物排放控制.....	57
<b>8 实施本标准的环境效益及经济技术分析</b> .....	<b>59</b>
8.1 实施水污染物排放标准的环境效益及技术经济分析.....	59
8.2 实施大气污染物排放标准的环境效益及技术经济分析.....	60
<b>9 标准征求意见及意见处理情况</b> .....	<b>60</b>

# 1 项目背景

## 1.1 任务来源

原国家环境保护总局于 2002 年通过《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》（环办〔2002〕62 号）下达了《石油天然气开采工业污染物排放标准》的制订任务，通过“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

由中国石油集团安全环保技术研究院有限公司、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司、中国石油大学（华东）、中国环境科学研究院等单位联合成立标准编制组，开展了标准的研究与制订工作。其中，中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司具体负责天然气净化厂大气污染物排放标准的编制工作。

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》并于 2004 年 4 月 5 日经《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》讨论会讨论通过。标准编制组据此开展了下列工作，编制形成标准征求意见稿。

(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、德国、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、普光气田、长庆油田、塔里木油田、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。

2004 年 12 月，原国家环保总局对《天然气净化厂大气污染物排放标准》向有关单位征求了意见。

2013 年 11 月，原环境保护部决定合并《石油天然气开采工业污染物排放标准》和《天然气净化厂大气污染物排放标准》的制订任务。

2014 年 9 月，原环境保护部对《陆上石油天然气工业污染物排放标准》第一次向有关单位征求了意见。

2015 年 1 月，原环境保护部科技标准司在北京主持召开了标准审议会。

2017 年 10 月，原环境保护部水环境管理司在北京主持召开了《陆上石油天然气工业污染物排放标准》（二次征求意见稿）技术审查会。

# 2 行业概况

## 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，攸关国计民生和国家安全，是中国国民经济发展的重

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。

目前，中国在石油天然气开采领域，由原国土资源部依据《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有限公司、中国石油化工集团有限公司两大国有企业，以及陕西延长石油（集团）有限责任公司。中国主要企业陆上石油天然气产量见表 2-1。四川盆地集中了我国大部分的含硫天然气。

**表 2-1 中国主要企业陆上石油天然气产量**

序号	企业	原油，万 t		天然气，亿 m <sup>3</sup>	
		2010 年	2015 年	2010 年	2015 年
1	中国石油集团	10541	11143	722	926
2	中国石化集团	4256	4174	125	174
3	陕西延长集团	1190	1254		
全国合计	-	16076	16752	929	1121

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。近年来，中国原油产量保持在 2 亿吨/年左右。2015 年，中国的石油产量为 2.15 亿吨（其中陆上 1.68 亿吨，占 78%），表观消费量 5.43 亿吨，净进口量 3.28 亿吨，进口依存度达到 60%；2015 年中国天然气产量为 1244 亿立方米（其中陆上 1121 亿立方米，占 90%），消费量 1932 亿立方米，净进口量 624 亿立方米。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。

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和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。

## 2.2 行业在其他国家和地区发展概况

2015 年，世界石油总产量为 39.09 亿吨，中国约占 5.5%；天然气总产量为 3.6 万亿立方米，中国约占 3.4%。

世界石油天然气产量及地区分布见表 2-2，世界前 10 大石油和天然气生产国及产量分别见表 2-3、表 2-4。俄罗斯、沙特和美国石油产量位居前三位，美国、俄罗斯和卡塔尔天然气产量位居前三位。

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。

表 2-2 世界石油和天然气产量分布

地区	2010 年		2015 年	
	石油,万 t	天然气, 亿 m <sup>3</sup>	石油,亿 t	天然气, 亿 m <sup>3</sup>
中东	106474	4297	121310	5811
欧洲和前苏联	84635	11147	82749	11192
北美洲	54025	8550	76465	10321
亚太	37919	4581	38208	5081
非洲	44912	1721	36238	1688
中南美洲	32586	1495	35959	1784
合计	360548	31791	390927	35850

表 2-3 2015 年世界前 10 大石油生产国

序号	国家	石油产量, 万 t
1	俄罗斯	53050
2	沙特阿拉伯	50725
3	美国	46925
4	中国	21550
5	伊拉克	19300
6	加拿大	18240
7	伊朗	14200
8	科威特	13920
9	巴西	12220
10	委内瑞拉	12030

表 2-4 2015 年世界前 10 大天然气生产国

序号	国家	天然气产量, 亿 m <sup>3</sup>
1	美国	8167
2	俄罗斯	6362
3	卡塔尔	1884
4	伊朗	1580
5	加拿大	1492
6	中国	1244
7	挪威	1192
8	沙特阿拉伯	850
9	阿尔及利亚	782
10	印度尼西亚	724

### 3 标准制订的必要性分析

#### 3.1 国家及生态环境主管部门的相关要求

我国《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出,要加强陆上和海上油气勘探开发,有序开放矿业权,积极开发天然气、煤层气、页岩油(气)。

《产业结构调整指导目录(2011年本)》(2013年修订)中,石油天然气开采工业相关内容基本上均为鼓励类,主要包括:

- (1) 常规石油、天然气勘探与开采,页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发;
- (2) 油气伴生资源综合利用;
- (3) 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;
- (4) 放空天然气回收利用与装置制造;
- (5) 石油储运设施挥发油气回收技术开发与应用。

## 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、总有机碳和BOD,以及可能来自地层随采出水产出的第一类污染物(金属等)。

### 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SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、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)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规定的SO<sub>2</sub>排放浓度限值为:新源960毫克/立方米;现源1200毫克/立方米,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、SO<sub>2</sub>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回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,原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”文提出将天然气净化厂SO<sub>2</sub>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SO<sub>2</sub>的综合回收利用。

随着国家环保要求的日益严格,需要制订行业污染物排放标准,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,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技术支撑,促进行业环境管理;
- (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 标准制订的基本原则和技术路线**

### **4.1 基本原则**

(1) 依据目前的行业技术水平、污染控制技术水平以及污染危害程度,结合成本和效益,确定排放限值和 control 要求,可操作性强。

(2) 区分新老污染源,分别制订现有企业、新建企业排放限值,新源限值适当从严。

(3) 现有企业经一段时间的过渡期后,达到新源标准,以促进生产工艺和污染治理技术的进步、产业优化升级。

(4) 重点区域坚持保护优先,通过环境保护优化经济发展,制订污染物特别排放限值。

### **4.2 技术路线**

(1) 标准的编制采取收集情报资料和监测调查相结合,以收集情报资料为主,监测调查为辅并进行综合分析的技术路线。

(2) 调查国内行业情况,包括生产工艺类别,确定标准适用范围。

(3) 分析污染排放的环节和可能实施控制的各种技术和管理方法。

(4) 参考国外或其它地区的控制技术和标准规定。

(5) 分析污染控制的措施和达到的效果,提出控制和排放要求。

(6) 进行成本效益分析。

## **5 行业产排污情况及污染控制技术分析**

### **5.1 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 5-1。



图 5-1 油气田主要地面工程设施

### 5.1.1 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。

### 5.1.2 钻井

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。钻头磨损时，将钻具提起换上新钻头，再下钻钻进，这样井不断加深直到将井钻到预计井深。

#### 5.1.2.1 油气井完成

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，而且有良好的渗透性。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。

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分隔油气水层，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。

#### 5.1.2.2 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 $\Delta P$ 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。

### 5.1.3 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。

### 5.1.4 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、 $\text{CO}_2$ 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。

### 5.1.5 油气集输与油气处理

#### 5.1.5.1 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 5-2。

### 5.1.5.2 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。

### 5.1.5.3 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。

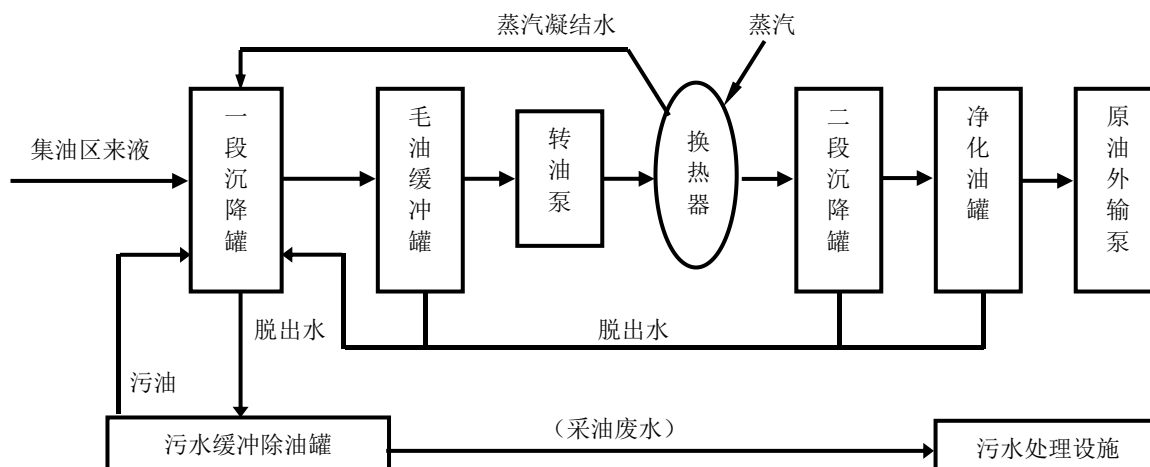


图 5-2 油气集中处理站原油处理一般工艺流程

### 5.1.5.4 天然气净化

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的工厂。天然气脱水剂（三甘醇等）再生处理产出的闪蒸气，进硫磺回收装置尾气灼烧炉灼烧后排放。

天然气净化厂工艺流程如图 5-3 所示。

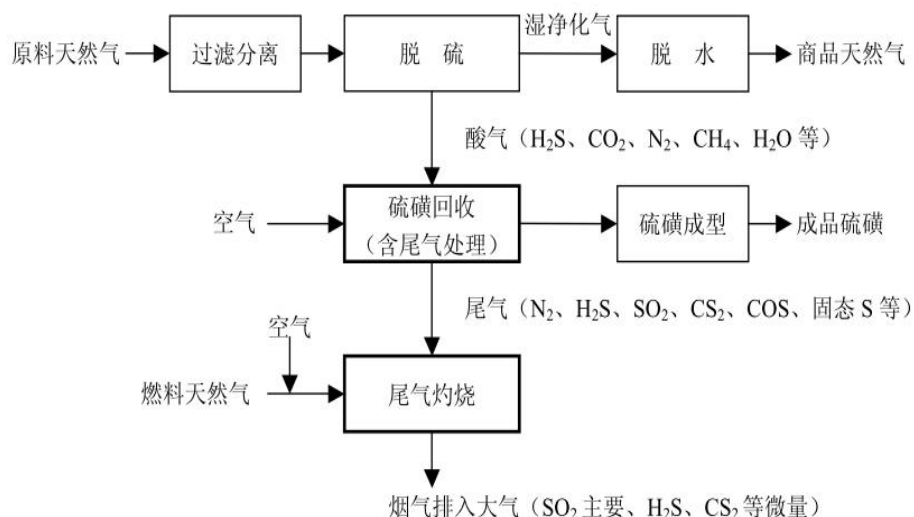


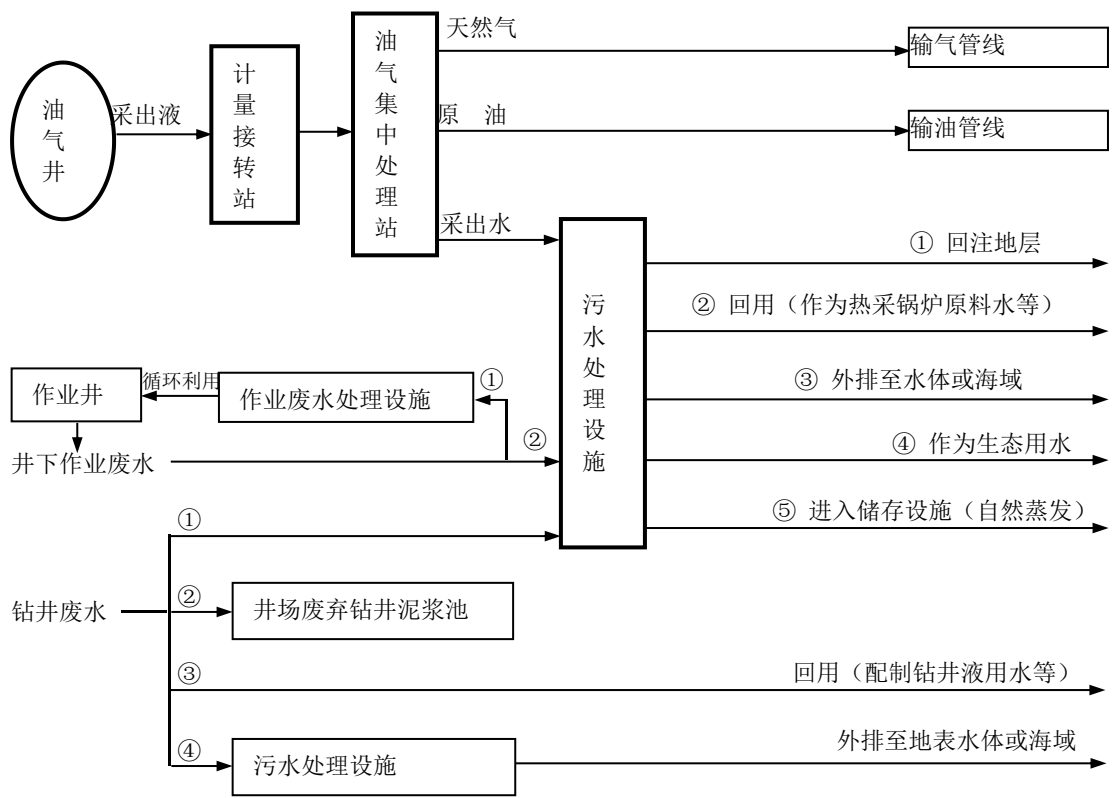
图 5-3 天然气净化厂一般工艺流程

## 5.2 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。

### 5.2.1 废水污染源

废水污染源见图 5-4 和表 5-1，污染物见表 5-2，主要污染物为石油类。



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 5-4 油气田生产工艺流程及主要废水污染源与去向

表 5-1 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
勘探 钻井	钻井废水	① 单独处理后排放
	生活污水	② 回用（作为泥浆配制用水等） 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	

表 5-2 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）
勘探 钻井	钻井废水	pH、SS、COD、石油类、TOC
	生活污水	SS、COD、BOD、氨氮、总氮、总磷、TOC
井下 作业	井下作业废水	SS、COD、石油类、TOC
	生活污水	SS、COD、BOD、氨氮、总氮、总磷、TOC
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、TOC、总钒、总汞、总镉、总铬、六价铬、总砷、总铅、总镍、总α放射性、总β放射性
	生活污水	SS、COD、BOD、氨氮、总氮、总磷、TOC
	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

### 5.2.1.1 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，从一定意义上来讲，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。

### 5.2.1.2 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 $\leq 1000$  毫克/升、COD $\leq 1000$  毫克/升、悬浮物 $\leq 400$  毫克/升。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 $30^{\circ}\text{C}\sim 70^{\circ}\text{C}$ 。采出水的矿化度高，一般为几千到几万毫克/升，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，甚至增大油水分离难度，使采出水的油含量、悬浮物含量提高。聚合物驱油产生的含聚污水，因聚合物的存在，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，采出水中可能会含有相应的金属。

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。

### (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 $30^{\circ}\text{C}\sim 70^{\circ}\text{C}$ ；稠油热采污水的水温尤其高；
- 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。

## 5.2.2 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  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、烟尘、烃（VOCs）。

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、脱水、脱烃、脱硫以及配套的酸气处理等。脱硫过程是指脱除天然气中的  $\text{H}_2\text{S}$  及有机硫，脱除的气体即称为酸气，主要含有  $\text{H}_2\text{S}$ ，还含有  $\text{CO}_2$  及少量的烃类、水蒸汽等。根据原料天然气中  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{CO}_2$  含量的不同，被脱除下来的酸气中  $\text{H}_2\text{S}$  浓度有较大差异，通常在 20%-80% 之间。由于  $\text{H}_2\text{S}$  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  $\text{H}_2\text{S}$  外，还含有  $\text{CO}_2$  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  $\text{SO}_2$  后排入大气。如何提高硫回收率，减少  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{SO}_2$  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  $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{COS}$ 、 $\text{CS}_2$ 、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  $\text{SO}_2$ ，其它污染物如  $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CS}_2$  含量极微。

烃类废气的主要来源有：油井套管气、边远油井（无油气集输管网）的伴生气放空及原油装车排气、原油和轻烃储罐排气等。

## 5.3 废水污染防治技术及污染物排放现状分析

油气田污水的去向及相应的处理方式可归纳为以下 4 种：

(1) 回注。经采用“老三套”或其改进技术处理污水，达到油气田注水水质指标，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”流程处理后再采用生化技术处理，外排至水体。

(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) 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，建设采取防渗等措施的储存设施，解决废水的出路问题。

### 5.3.1 油田含油污水的回注处理

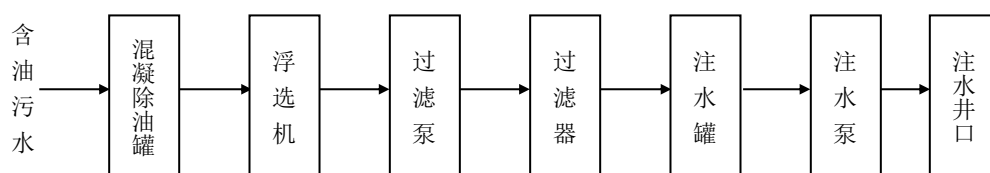
当开发区块自身或附近其它采油区块需要注水水源时，可将含油废水经净化和稳定处理达到注水水质标准即可回注。处理单元的比较见表 5-3。

表 5-3 含油废水处理单元综合比较

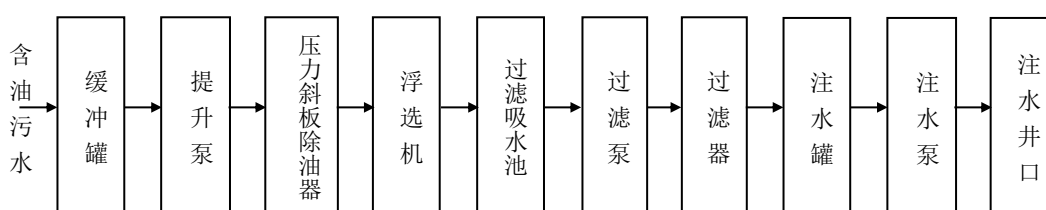
序号	方法	设备名称	分离对象	去除粒径 (μm)	主要优点	主要缺点
1	重力分离	API 沉降罐 CPI PPI	浮油，分散油，油-湿固体	≥150 ≥60 ≥60 ≥60	效果稳定 运行费用低 管理方便	占地较大
2	浮选	IGF DAF CAF 压力浮选	乳化油和油-湿固体	≥10	效果较好 工艺较成熟	一般需加药 浮渣难处理
3	吸附		溶解油	≤10	出水水质极好 设备占地少	运行费用高 活性炭再生较难
4	粗粒化		发散油，分化油	≥10	设备小型化 操作简便	滤料易堵 长期使用效果下降
5	生物处理		溶解油	≤10	出水较好 运行费较低	进水水质要求高
6	过滤	砂滤器 核桃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

工艺流程分重力和压力流程，可使回注水中含油量控制在 5 毫克/升以下，悬浮物 5 毫克/升以下，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





### 5.3.2 含硫气田废水的处理

含硫气田废水除含  $\text{H}_2\text{S}$  外，还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  $\text{H}_2\text{S}$  分子形态存在，随着 pH 值的升高， $\text{HS}^-$  逐渐增多，pH 值等于 8 时，以  $\text{HS}^-$  形态为主，pH 值再升高， $\text{S}^{2-}$  增多，pH 值  $> 9.8$  时，全部以  $\text{S}^{2-}$  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，包括汽提、化学混凝、化学氧化、吸附和电解等处理含硫废水。

#### (1) 水蒸汽汽提法

常压单塔汽提  $\text{H}_2\text{S}$  脱除率为 97.8%~99.9%，蒸汽用量为 200 千克/吨废水~300 千克/吨废水，加压双塔汽提  $\text{H}_2\text{S}$  脱除率为 98%，蒸汽用量为 230 千克/吨废水。

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。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  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{NH}_3$ 。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  $\text{Na}_2\text{S}$  不能产生分子状态  $\text{H}_2\text{S}$ 。

#### (2) 化学混凝法

在含硫水中投加某种沉淀剂（例如  $\text{FeSO}_4$ ），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，甚至用作三级深度处理。

化学混凝法去除率高，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机的废水。常用的氧化剂有：空气中的氧、纯氧、 $\text{O}_3$ 、 $\text{Cl}_2$ 、 $\text{ClO}_2$ 、 $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ 、 $\text{NaClO}$ 、 $\text{FeCl}_3$ 。

### 5.3.3 井下作业废水的处理及排放状况

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

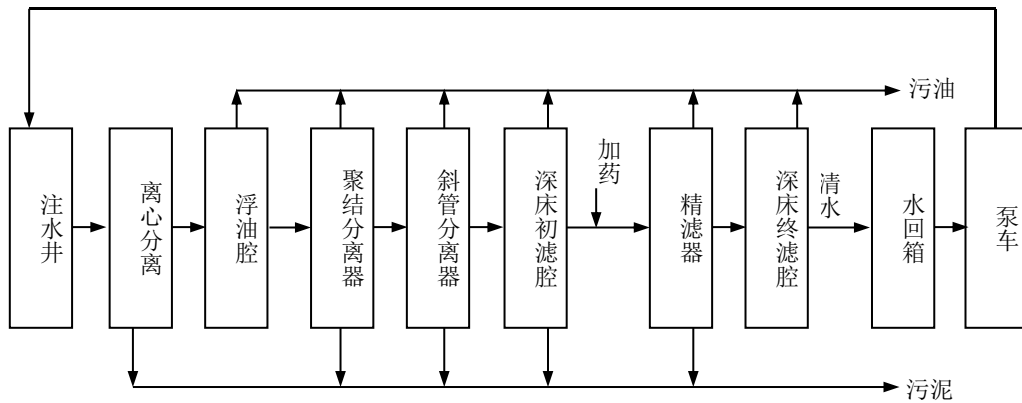
此流程即在建注水管线时建成双路管线，专设洗井水回收管线，收集各注水井排出的洗井废水，集中输送到采出水处理站进行处理后回注地层。

此流程操作简单，既消除了污染，又回收利用了废水，目前，我国多家油田已广泛采用

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。



### 5.3.4 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：将混凝剂配制成为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毫克/升~200毫克/升，聚丙烯酰胺用量为3毫克/升~6毫克/升时混凝效果好，污水处理前pH值控制在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。

#### (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 吨/小时~8 吨/小时，回用率一般为 40%~60%，其余就地排放。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 8 平方米，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。

### 5.3.5 污水外排处理工艺技术

近年来，企业对油田采出水的处理开展了大量研发工作，取得了一定进展。

我国目前含油污水处理普遍使用的还是“老三套”处理工艺，即“隔油—混凝（气浮）—过滤”工艺。主要针对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污染物指标如 COD、BOD<sub>5</sub>、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，个别油田还增加了生化后处理单元，见表 5-4。

生化技术，特别是近些年将生物膜等技术引入油田污水的处理，使油田污水的外排达标成为可能。但由于采油污水一般可生化性较差（其 BOD<sub>5</sub>/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，难降解的聚合物含量高，经一般生化处理后 COD 在 100 毫克/升~150 毫克/升。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。

表 5-4 油气田污水外排处理工艺及污染物去除效率

序号	处理单元	处理方法	主要工艺环节	污染物去除效率（%）			
				COD	SS	氨氮	石油类
1	预处理	自然沉淀	隔油、沉淀	10~20	20~40	-	10~35
		混凝沉淀	隔油、调节、混凝沉淀	25~60	40~70	-	30~60
		混凝气浮	隔油、调节、混凝气浮	25~60	40~80	-	30~60
2	厌氧生物处理	厌氧生化	厌氧生化池	15~40	20~45	-	30~60
		水解酸化	水解酸化	15~40	20~45	-	30~60
	好氧生物处理	活性污泥	活性污泥生物反应池、沉淀池	65~90	60~90	50~86	80~96
		生物膜	生物接触氧化	65~90	60~90	50~86	80~96
		膜生物反应器	膜生物反应器（MBR）	65~90	0~92	70~95	80~96
3	生化后处理	过滤	微絮凝、过滤	10~20	50~60	-	>30
		混凝	混凝、沉淀、过滤	15~30	50~70	-	>30
		吸附	活性炭吸附	>40	>80	-	>30

### 5.3.6 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、大规模等深度开采工艺，则又恶化了废水水质、增加了处理难度。

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。

国内部分油气田企业污水处理与外排水水质现状调查结果见表 5-5。

按目前全国陆上原油产量 1.7 亿吨，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，氨氮年排放量为 0.35 万吨，石油类年排放量为 1400 吨。

表 5-5-1 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	

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 8	23	物化	850	19	1500	1.5	13	6	蒸发池
	24	物化	200	2	700	1.9	0	2	蒸发池
	25	物化	9500	192	4500	2.8	83	109	蒸发池
	26	物化	5760	212	5000	2.7	201	11	蒸发池
	27	物化	2500	32	1750	2.5	28	4	蒸发池
	28	物化	500	16	2300	2.5	0	16	蒸发池
	29	物化	1500	5	3300	0.8	1	4	蒸发池
油气田 9	30	物化	250	4	3000	0.8	3	1	蒸发池
	31	物化+生化	1000	41	600	2.6	39	2	蒸发池
	32	物化	1500	38	1600	1.9	35	3	蒸发池
	33	物化+生化	600	37	810	2.4	35	2	蒸发池

表 5-5-2 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
GB8978- 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	

## 5.4 废气污染防治技术及排放现状分析

### 5.4.1 天然气净化厂污染防治

#### 5.4.1.1 天然气净化厂硫磺回收主流工艺技术

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，有延伸克劳斯法和还原吸收法可供选择。见表 5-6。

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  $H_2S$  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，经消化吸收后已基本掌握，但有些设备还需进口。

还原吸收法尾气处理工艺成熟，装置总硫回收率可达 99.8% 以上。但其工艺流程较复杂，投资与操作费用高，一般用于较大规模 Claus 装置的尾气处理。目前比较常用的尾气还原吸收处理工艺有 SCOT、HCR、BSRP、RAR 等，目前都是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。

表 5-6 国内外主流硫磺回收工艺

类别	工艺方法	基本原理	方法特点	硫回收率,%
常规克劳斯类	直流法 分流法	$H_2S$ 与 $SO_2$ 反应生成 $S_x$ 与 $H_2O$	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 CP	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 $H_2S$ ，再用醇胺溶液吸收，解析出的 $H_2S$ 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，硫收率要求高的情况。工艺流程复杂，需要氢源，投资与操作费用高	$\geq 99.8$

此外，对于规模较小的酸气处理，有的采用络合铁液相氧化还原工艺（以 LO-CAT 应用最多）。将酸气通入装载有络合铁溶液的反应器中，通过络合铁溶液中的三价铁离子，将尾气中的  $H_2S$  氧化为元素硫，同时自身转变为二价铁，随后通入空气又将其氧化为三价铁而



使溶液得到再生。此工艺处理后尾气中的 H<sub>2</sub>S 浓度小于 10ppm，无需焚烧直接排放。该工艺的缺点有：硫磺产品质量较克劳斯法差，硫磺滤饼含水率 30%以上，处理困难，市场销售受限，能耗较高，运行中有堵塞故障发生。

有工业化应用前景的天然气净化厂硫磺回收装置尾气处理工艺主要有氧化吸收法、碱法、制酸法及生物脱硫法等。对比研究表明，其中的氧化吸收法较适合作为现有小型硫磺回收装置尾气处理工艺改造方案。该方法通过溶液对 SO<sub>2</sub> 的吸收与再生，完成对尾气含硫化化合物的处理，总硫收率达到 99.9%以上，SO<sub>2</sub> 排放浓度进一步降低至 800 毫克/立方米以下；但该工艺存在溶液降解、二次污水（高含盐、高酸性）、设备腐蚀等问题，需要进一步摸索和优化，通过增设胺液在线净化、预调节污水 pH、设备合理选材和工艺参数等多方面的措施来解决相应问题。其次碱洗法 SO<sub>2</sub> 脱除工艺流程简单，尾气脱硫效率高，排放 SO<sub>2</sub> 浓度低，被广泛应用于燃煤电厂、大型锅炉等烟气脱硫中；但若采用此种工艺处理硫磺回收装置尾气，还将产生副产品湿石膏（含水 40%），若将石膏外卖，还需增设脱水设备（如滚筒干燥机）进行湿石膏脱水处理，对建设地附近的周边配套有特殊要求。同时，还会产生废水、固体废物等二次污染物。

#### 5.4.1.2 我国天然气净化厂技术水平

我国现有在运天然气净化厂硫磺回收装置共 41 套，设计总规模 10202 吨/年。单套装置设计规模和酸气浓度差异都较大，设计规模从 2 吨/日到 606 吨/日，酸气 H<sub>2</sub>S 浓度从 0.9%到 91%，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，基本上都属于国内外通常采用的主流工艺。其中，采用延伸克劳斯类的装置数量为 13 套，占 31.7%；还原吸收类有 23 套，在大型天然气净化厂进行应用，占 56.1%；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 吨/日。基本情况见表 5-7。

表 5-7 我国现有天然气净化厂硫磺回收装置规模及采用工艺

工艺方法	装置数量（套）	占总装置数量的比例（%）
常规克劳斯	3	7.3
延伸克劳斯	13	31.7
克劳斯+还原吸收类	23	56.1
液相氧化法	2	4.9
合计	41	100

#### 5.4.1.3 天然气净化厂污染物排放现状评价

目前，天然气净化厂的 SO<sub>2</sub> 排放控制主要是通过选择合适的生产工艺，提高硫磺回收率来实现的，这也是国内外天然气净化行业的普遍做法。SO<sub>2</sub> 排放浓度取决于硫回收率的高低及酸气中 H<sub>2</sub>S 浓度，由于各厂采用的硫磺回收工艺不同，SO<sub>2</sub> 排放浓度呈现很大的差异性，从几百毫克/立方米到几万毫克/立方米都有发生。

不同硫回收率下的 SO<sub>2</sub> 理论排放浓度见表 5-8。随着气田开采时间的延长，天然气产量衰减，装置进料酸气量会减少；天然气产量和硫含量也会有一定波动，故装置实际硫回收率比设计值要低，相应地，SO<sub>2</sub> 实际排放浓度要比设计值高，小规模装置受此影响尤为显著，采用延伸克劳斯工艺的目前硫回收率一般在 6000 毫克/立方米~8000 毫克/立方米。而石油炼制企业硫磺回收装置进料及硫回收率会比较平稳，这是油气田企业和石油炼制企业之间最大的差别。

表 5-8 硫回收率及酸气浓度与尾气 SO<sub>2</sub> 排放浓度的理论关系

硫回收工艺/总硫收率 (%)	酸气中 H <sub>2</sub> S 浓度 (%)	SO <sub>2</sub> 排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	SO <sub>2</sub> 排放浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )
常规克劳斯, 90.0	30	37935	37000~68000
	50	51632	
	70	61083	
	90	68014	
延伸克劳斯, 99.2	30	2942	3000~5000
	50	3942	
	70	4628	
	90	5096	
克劳斯+还原吸收类, 99.8	30	743	800~1200
	50	971	
	70	1143	
	90	1272	

天然气净化厂硫磺回收尾气 SO<sub>2</sub> 排放浓度虽较高，但排气量都不大（只有几千至几万立方米/小时），因此 SO<sub>2</sub> 排放量不多，年排放量以几吨到几百吨为主，目前全国天然气净化厂合计约 16820 吨/年。全厂硫磺回收装置总规模在 200 吨/日及以上的大规模净化厂 SO<sub>2</sub> 排放量约占总排放量的 80%，200 吨/日以下的小规模净化厂 SO<sub>2</sub> 排放量约占总排放量的 20%。

#### 5.4.2 烃类废气污染防治

对烃类废气的污染防治主要按照《油气集输设计规范》（GB 50350-2005）、《油田地面工程设计节能技术规范》（SY/T6420-2008）、《气田地面工程设计节能技术规范》（SY/T6331-2007）等，对烃类废气排放采取过程控制措施。

（1）油气集输工艺流程尽可能采用密闭流程，这是降低油气损耗的重要措施。仅有很少量的边远油井（无集输管网覆盖），自采出液分离出的原油采用汽车拉运的方式，分离出的伴生气一般在现场作为加热炉燃料，或制 CNG 予以回收，个别伴生气量很少的边远油田可以设置放空。

（2）对采油井场套管气尽可能予以回收利用，以避免烃类废气放空。

（3）原油处理过程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密闭储运或处理，以避免二次蒸发损耗；生产的不凝气

就近输入回收系统回收利用，不得放空。

(5) 国家设计标准规定，单罐容量大于或等于 10000 立方米的稳定原油储罐宜采用浮顶罐。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 号稳定轻烃储罐选用压力球罐或卧式罐储存；2 号稳定轻烃常压储存时，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。轻烃的装车均采用密闭装车方式，无废气排放。

根据油气田建设项目环境影响评价和竣工环保验收等资料，给出油气田主要地面工程设施周界非甲烷总烃无组织排放监控浓度监测结果如表 5-9 所示。目前，基本满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 中 4.0 毫克/立方米的限值要求，但占标率较高。

表 5-9 油气田主要地面工程设施周界非甲烷总烃无组织排放监控浓度监测结果

站场	浓度范围, mg/m <sup>3</sup>
某油气集中处理站	3.26-3.73
某油气集中处理站	2.93-3.85
某油气接转站	3.71
某油气集中处理站	1.87-3.57
某油气集中处理站	1.56-3.87
某原油集中处理站	2.39
某油气集中处理站	0.88-2.66

## 6 标准主要技术内容

### 6.1 标准结构框架

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。

### 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废水与废气污染物排放管理，以及建设项目环境影响评价、环境保护设施设计、竣工环境保护验收及其投产后的污染物排放管理。

鉴于非常规油气，如油砂、油页岩、页岩油、页岩气、煤层气、天然气水合物等的开采需要采取大型压裂等手段，与常规石油天然气开采工艺、污染物产生和排放及污染防治措施均有较大不同，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》(GB

13271), 火电厂锅炉及燃气轮机大气污染物排放执行《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223), 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》(GB 9078), 恶臭污染物排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554); 产生固体废物的贮存和处置适用国家相应的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向环境水体以及向公共污水处理系统的排放行为。

### 6.3 术语和定义

(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。

(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。

(3) 对行业烃类废气排放控制, 如原油稳定、油罐烃蒸气回收、稳定轻烃、天然气凝液、液化石油气、真实蒸汽压等, 按照《油气集输设计规范》(GB 50350-2005)、《稳定轻烃》(GB 9053-2013) 等进行了定义。

### 6.4 水污染物排放控制

#### 6.4.1 水污染物控制项目选择

根据前述行业产排污情况分析, 本行业污水均由物理过程(无油气炼制与化工工艺过程)产生, 污染物种类相对单一, 主要来自于地层。

本标准覆盖了对本行业所有工艺工程, 钻井废水、井下作业废水、油气田采出水、生活污水、油罐清洗废水等全部废水的排放控制。

本标准选取的控制项目包括了总量控制因子 COD 和氨氮, 生产工艺特征污染因子石油类、硫化物、挥发酚、悬浮物、TOC、pH 值, 以及生活污水中的氨氮、总磷、总氮、悬浮物、BOD; 考虑到可能自地层随采出水带出金属等元素, 根据《原油评价标准试验方法》(田松柏主编, 中国石化出版社, 2010 年 3 月第 1 版)、《原油评价与组成分析》(孙兆林主编, 中国石化出版社, 2006 年 1 月第 1 版)、《石油炼制工程》(徐春明等主编, 石油工业出版社, 2009 年 9 月第 4 版)等资料提供的国内外原油评价分析, 以及现行《污水综合排放标准》(GB 8978-1996) 包括的控制项目, 选取总汞、总镉、总铬、六价铬、总砷、总铅、总镍、总 $\alpha$ 放射性、总 $\beta$ 放射性等 9 项作为“第一类污染物”加以控制; 考虑到原油中钒含量相对较高且分布普遍, 增加了对钒的控制。

#### 6.4.2 第一类污染物排放限值的确定

石油天然气开采采出水、作业废水和钻井废水中, 可能含有的第一类污染物主要来自地层, 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, 目前行业也缺乏对这些污染物的监测数据。因此, 在一般区域和重点地区, 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 GB 8978-1996 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。

### 6.4.3 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 严格的原则选取。

#### （1）一般区域企业直接排放限值

悬浮物按 70 毫克/升控制，严于 GB 8978-1996 中新源二级标准 150 毫克/升的限值；COD 按 100 毫克/升控制，严于 GB 8978-1996 中新源二级标准 150 毫克/升的限值，也严于世行组织 125 毫克/升的限值；石油类按 8 毫克/升控制，严于 GB 8978-1996 中新源二级标准 10 毫克/升的限值，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 42 毫克/升）；关于总钒，《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）没有对此污染物的控制；《四川省水污染物排放标准》（DB 51/190-1993）中一、二、三级最高允许排放浓度分别为 1.0 毫克/升、2.0 毫克/升和 3.0 毫克/升；《钒工业污染物排放标准》（GB 26452-2011）规定其最高允许排放浓度为 1.0 毫克/升；《石油炼制工业污染物排放标准》规定其最高允许排放浓度为 1.0 毫克/升。本标准定值为 1.0 毫克/升；其它指标按 GB 8978-1996 中新源二级标准值选取，比国外标准严格。

目前，国内多数企业必须加大投入力度，才能实现稳定达到本标准。

#### （2）重点地区企业直接排放限值

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。一些企业（项目）的选址将受到限制。

### 6.4.4 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

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。

#### （2）间接排放限值的确定依据

对于 pH 值、氨氮、总磷、总氮、悬浮物、BOD 和 COD，由企业园区污水处理厂根据其污水处理能力商定相关标准，并报当地生态环境主管部门备案。其他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》（CJ 343-2010）、《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）以

及《污水综合排放标准》(GB 8978-1996)中新源(1998年以后建设项目)执行的三级标准确定。

#### 6.4.5 污染物排放监控位置

第一类污染物排放监控位置设在生产设施废水排放口,包括油气接转站、油气集中处理站(含天然气净化厂)、储油库等的生产工艺排水,不包括生活设施排水;其他污染物排放监控位置设在企业废水总排放口。

#### 6.4.6 影响限值确定的因素

应该说明几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。尤其是来自采出水、作业废水和钻井废水中的第一类污染物,主要来自地层,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,目前行业也缺乏对这些污染物的监测数据。

(2) 稠油热采,化学驱采、聚合物驱采、复合驱采等三次采油以及含压裂返排液等废水中COD高,可生化性差、难以降解(其中,聚合物分子量近2000万);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,水量小且不稳定,处理设施的平稳运行较难控制。执行更加严格的排放限值有很大的难度。

(3) 许多小型站场(如计量站、接转站、输油泵站、压气站等)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理式一体化处理设备,对氨氮、总氮、总磷、悬浮物、石油类、BOD和COD等如控制过严,难以达标。

#### 6.4.7 关于废水排放定额(最高允许排水量/单位产品基准排水量)

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,故未规定单位产品基准排水量。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,不同油气田采出液含水率差异较大,产水量也随之有较大差异;同一油气田区块,随着开采时间的延长,采出液含水率也有较大波动(一般为逐年上升)。

(2) 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。

(3) 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。钻井工程量(钻井数量)也不尽一致。

(4) 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。

## 6.4.8 废水地下回注污染控制

我国及国际上多数油田在开发的中后期均主要采用注水开发的方式,通过注水提高地层压力以提高采出率。注水种类以经处理后的采出水为主,不足部分以清水为补充。国际通行做法是要求将废水灌注到封闭的地层(一般是回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏)。

我国关于油气田废水地下回注适用标准,原国家环境保护总局有如下2个复函。《关于油田回注采油废水适用标准的复函》(环函〔2005〕125号)提出:“石油开采废水(包括原油脱水、钻井以及井下作业等生产工艺生产排放水),应处理达到《碎屑盐油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)规定的回注标准后回注,同时要采取切实可行的措施,防止地层污染。排放的废水如不回注,应符合《污水综合排放标准》(GB8978-1996)的要求”;《关于石油开采行业回灌污水适用标准问题的复函》(环函〔2000〕103号)提出:“一、《污水综合排放标准》(GB8978-1996)不适用于石油开采行业的回灌污水。二、石油开采行业的含油污水,回注到地下油层,应按《油田采出水处理设计规范》(SY/T0006-1999)和《油田注水设计规范》(SY/T0005-1999)等要求进行,加强操作管理,不得造成地下水污染。造成地下水污染的,根据《中华人民共和国水污染防治法》相关规定,石油开采企业应承担相应的法律责任”。

美国对石油天然气开采废水地下灌注的污染控制制定有专门的法规(UIC)。允许石油天然气开采废水地下灌注行为,并要求废水应灌注到封闭的地层,废水不得自灌注井及封闭层向外扩散、要与周边地下水隔离,控制废水地下灌注对周边地下水的污染。我国国家能源局发布有《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016),采用了上述美国UIC法规的有关要求。

综上所述,油气田合法、规范的废水地下回注,是指将废水回注到封闭的地层(一般是回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏),不向外环境扩散,不属于排放行为。但考虑到废水地下灌注可能出现选址不当、注入井套返套损、废水串混串漏等情况,本标准规定,企业废水地下回注应当采取措施防止对周边地下水的污染,不得恶化地下水水质;同时提出,应当对周边地下水环境质量的影响开展定期监测,监测频率等按《地下水质量标准》(GB/T 14848)的规定执行。

## 6.5 大气污染物排放控制

### 6.5.1 污染物控制项目选择

本标准规定了天然气净化厂硫磺回收装置SO<sub>2</sub>、采油气与油气集输处理过程挥发性有机物(以非甲烷总烃代表)排放的控制要求。

### 6.5.2 天然气净化厂硫磺回收装置大气污染物排放控制

天然气净化厂主要大气污染物为酸气中的H<sub>2</sub>S。按照国内外通行做法和技术经济现状,通过实施清洁生产,即在源头上按装置规模规定硫回收率限值,使废气中H<sub>2</sub>S得到充分的资源化(转变为硫磺产品),进而控制SO<sub>2</sub>排放。目前,天然气净化厂硫磺回收装置采取的工艺,归纳起来主要有常规克劳斯、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。本标准规定的天然气净化厂硫磺回收装置SO<sub>2</sub>排放限值见表6-2。

表 6-1 硫磺回收装置不同回收率对应 SO<sub>2</sub> 排放状况（现状）

天然气净化厂硫磺回收装置设计总规模ΣC (t/d)	硫回收率 (%)	装置进料（酸气）H <sub>2</sub> S 含量 y (mol/mol, %)	SO <sub>2</sub> 排放状况（设计值）	
			排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	单位硫磺产品产量排放量 (kg/t)
≥200	≥99.8	y < 30	800	4
		30 ≤ y < 50	960	
		50 ≤ y < 70	1100	
		y ≥ 70	1200	
<200	≥99.0	30-90	37000~68000	-
	≥99.2	y < 30	3000	16
		30 ≤ y < 50	4000	
		50 ≤ y < 70	4500	
		y ≥ 70	5000	

表 6-2 本标准规定的天然气净化厂硫磺回收装置 SO<sub>2</sub> 排放限值

硫磺回收装置总规模 (t/d)	SO <sub>2</sub> 排放浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	污染物排放监控位置
≥200	400	硫磺回收装置尾气排气筒
<200	800	

### 6.5.2.1 天然气净化厂规模的划定依据及统计要求

选择硫磺回收装置规模 200 吨/日为分界点，这是对现行排放标准的延续。目前，天然气净化厂一直按照环函（1999）48 号文件要求，仅执行 GB 16297-1996 的排放速率限值、未执行其排放浓度限值。为了能够满足上述要求，对于 200 吨/日的硫磺回收装置，就必须使用还原吸收类工艺才能满足排放速率指标要求。目前，大规模天然气净化厂 SO<sub>2</sub> 排放量占总排放量约 80%，小规模天然气净化厂 SO<sub>2</sub> 排放量占总排放量约 20%。

本标准以规模 200 吨/日为分界点，总体严于国外标准的分界（一般为 300 吨/日）。是否采取加氢还原类工艺，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，按其硫磺回收装置总规模进行界定。

### 6.5.2.2 大规模天然气净化厂（硫磺回收装置总规模在 200 吨/日及以上）限值

对于现有及新建大型厂均要求采用当前世界上最先进的“克劳斯+尾气加氢还原”工艺，硫回收率不低于 99.8%。SO<sub>2</sub> 排放浓度随着装置进料（酸气）中 H<sub>2</sub>S 含量不同而不同，在 800 毫克/立方米~1200 毫克/立方米。考虑到大规模天然气净化厂 SO<sub>2</sub> 排放量贡献值较大（目前约占 80%），应当进一步提高大规模天然气净化厂硫回收率、降低 SO<sub>2</sub> 排放浓度，参照《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015），本标准要求在目前“克劳斯+尾气加氢还原尾气”工艺的基础上，对装置进行升级（适应性）改造，包括对液硫脱气由进焚烧炉改为去克劳斯反应炉进一步回收硫、采用高效脱硫溶剂、采用级配优化组合的高效硫磺催化剂等措施，使硫回收率由 99.8%提高至 99.9%以上，不考虑进料酸气浓度，SO<sub>2</sub> 排放浓度统一执行较为严格的排放标准 400 毫克/立方米，与《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）一致。



### 6.5.2.3 小规模天然气净化厂（硫磺回收装置总规模在 200 吨/日以下）限值

考虑到小规模天然气净化厂 SO<sub>2</sub>排放量贡献值较小（目前约占 20%），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，应当对常规克劳斯装置采用延伸克劳斯类工艺进行改造，硫回收率由 90.0%提高到 99.2%，SO<sub>2</sub>排放浓度随着装置进料（酸气）中 H<sub>2</sub>S 含量不同而不同，目前实际运行值有的达到 8000 毫克/立方米。为了进一步降低 SO<sub>2</sub>排放浓度，本标准规定，还应当对其采用尾气氧化吸收或碱法脱硫等工艺进行改造，按照 90%的脱除效率计，SO<sub>2</sub>排放浓度限值确定为 800 毫克/立方米，总脱硫效率达到 98%以上。

考虑到小规模天然气净化厂运行受天然气产量（原料酸气量）的递减与波动影响较大，硫回收率、SO<sub>2</sub>实际排放浓度一般会比设计值要低，规定更严格的排放限值难以稳定达标。此外，考虑到天然气净化厂不同于炼油厂，如追求更高的硫回收率（99.9%以上），使其 SO<sub>2</sub>排放浓度也低于 400 毫克/立方米，则需要仿照大规模工厂采用尾气加氢还原类工艺，配套制氢过程。改造投资大（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%，相当于再建一套装置）、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，而 SO<sub>2</sub>排放量原本就较小（目前 18 套装置合计约 3864 吨/年），削减量更是有限，故不宜再严格其 SO<sub>2</sub>排放浓度限值。

天然气净化厂是根据含硫气藏的开发方案确立和建设的，其规模和寿命与气藏相匹配。天然气开采具有一定的生命周期，将随着气藏衰减而最终关停。国内天然气净化厂主要分布的西南地区，近年来已陆续关闭关停了 4 个净化厂 5 套硫磺回收装置。随后一段时期，因气田气质条件及处理量的变化，还将陆续关闭适应性较差的装置，倘若在这些装置上进一步投入大量资金来进行改造，经济上不合理。

### 6.5.2.4 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) 天然气净化厂大多处于偏远地区，不属于《重点区域大气污染防治“十二五”规划》（环发〔2012〕130号）和《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22号）重点控制区，且天然气开发具有“地上服从于地下”的特点。

2) 本标准对天然气净化厂硫回收率的要求已达到国际先进水平。

### 6.5.2.5 天然气净化厂硫磺回收装置规模的保证及非正常和事故下的处理要求

本标准规定，硫磺回收装置的能力配置应当保证在原料天然气最大硫含量及天然气净化装置最大负荷情况下，能完全处理产生的酸气。在开停工及事故状态下，必须对酸气中 H<sub>2</sub>S 等毒性物质进行处理，即要求任何时候酸气进入火炬都应能点燃并充分燃烧。

## 6.5.3 挥发性有机物（烃类废气）排放控制

### 6.5.3.1 规定污染防治措施

按照《油气集输设计规范》（GB50350-2005）、《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）、《油田地面工程设计节能技术规范》（SY/T6420-2008）、《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，对油气集输与处理、油品储存和装载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、边远小油田等集输系统密闭率还难以达到 100%，工艺流程密闭要求应当根据油田（区块）气油比、开采条件、交通状况、密闭后的经济效益等区别对待。

(2) 对采油井套管气应尽可能回收利用，以避免烃类废气放空。低渗透低产油田、稠油油田、边远小油气田等套管气量很少，且不间断性出现，很难采取工艺措施进行回收利用。不能统一要求全部回收套管气。

(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  $C_1\sim C_4$  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， $C_5$  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 GB 50350 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，会增大投资、增加能耗、升高成本，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/T6420-2008）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/T6420-2008）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，也可不再进行原油稳定。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) 《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/T6420-2008）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 10000 立方米的稳定原油储罐宜选用浮顶罐；2 号稳定轻烃常压储存时，应选用内浮顶罐。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。未稳定原油中含有大量挥发性组分，若采用浮顶罐，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，同时考虑到油气田目前小容量油罐较多、油藏存在枯竭退役问题，以及与现行国家设计标准的衔接问题，本标准对储存真实蒸汽压  $\geq 5.2\text{kPa}$ （参照《石

油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015))的稳定原油和净化原油储罐,现有的单罐容量大于或等于 10000 立方米的拱顶罐要求改造为浮顶罐,新建储罐均全部强制要求采用浮顶罐。同时,本标准增加了对外浮顶和内浮顶储罐密封的要求。

(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型罐或卧式罐,以最大限度地降低油气损耗、减少烃类气体的挥发逸散。

(7) 油气田油气集输一般均采用密闭流程,采出液采用管道集输。仅有很少量的边远油井(无集输管网覆盖),采出液现场分离出的原油采用汽车拉运的方式。本标准规定原油装车应采用液下装载方式,避免喷溅式装车造成大量的油气逸散。

(8) 油气田联合站(其中包含污水处理场)距离城市一般很远,且我国陆上油田采出液含水率普遍很高(多数在 90%以上)。污水经处理后绝大部分(90%以上)回注地层,回注处理一般均采用罐等密闭式设备,以控制污水含氧量,防止腐蚀回注设备及产生粘泥堵塞油藏,逸散油气量较小,此过程中石油类已基本得到去除;外排处理敞开式的设施主要为生化池,因其进水含油量已很低,VOCs 排放量很小,故未对污水处理设施废气提出控制要求。

(9) 天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃装车应采用密闭方式,密闭装车鹤管的气相管道应当与储罐的气相管道连接。

#### 6.5.3.2 规定企业边界无组织排放监控浓度限值

按照现行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)中对新建企业的要求、参照《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)选取限值,要求油气田主要工艺站场(油气接转站、油气集中处理站、储油库)边界非甲烷总烃任何 1 小时平均浓度不得超过 4.0 毫克/立方米。

## 6.6 污染物监测要求

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。

# 7 主要国家(地区)及国际组织相关标准及排放控制水平对比分析

## 7.1 水污染物排放控制

### 7.1.1 世界银行组织标准

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 7-1。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<sub>5</sub> 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 7-1 世行组织《陆上油气开发 HSE 导则》水污染物排放限值

单位: mg/L(除 pH 外)

项目	世行组织	GB 8978-1996	
		新源一级	新源二级
pH	6~9	6~9	6~9
石油类/总烃	10 (总烃)	5 (石油类)	10 (石油类)
BOD <sub>5</sub>	25	20	30
COD	125	100	150
SS	35	70	150
苯酚 (挥发酚)	0.5	0.3	0.4
硫化物	1	1.0	1.0
重金属 (总)	5	—	—

### 7.1.2 美国标准

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 7-2。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 7-2 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。				

### 7.1.3 加拿大标准

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 毫克/升, 且不允许直接排入任何水道。

### 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，生态环境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，则与国外标准相比更为严格。

表 7-3 本废水污染物排放标准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		GB 8978-1996		中国陕西省 DB61/308-2003	世界银行 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
				新源	新源					
1	pH 值	6~9	6~9	6~9	6~9		6~9	6~9		
2	悬浮物 (SS)	70	50	150	70		35			
3	化学需氧量 (COD)	100	60	150	100	150	125			
4	生化需氧量 (BOD <sub>5</sub> )	30	20	30	20		25			
5	石油类	8.0	5.0	10	5	8	10	10	42/72	29/48
6	挥发酚	0.5	0.3	0.5	0.5		0.5			
7	硫化物	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0			
8	氨氮	20	15	25	15					
9	总氮	45	35							
10	总磷	3	1							
11	总有机碳	30	20	30	20					

## 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，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。

### 7.2.1 美国排放标准

对于天然气净化厂，据 EPA 颁布的陆上天然气净化厂 Claus 装置废气排放标准（表 7-4、表 7-5），按 Claus 装置进料酸气中潜在硫的量，即装置规模 X（L 吨/日，以硫计），以及酸气中 H<sub>2</sub>S 浓度 Y（摩尔 %，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回收率指标(%)

Y, 酸气中 H <sub>2</sub> 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 <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> 或 99.8 中取低值		
20≤Y<50	79.0	88.51X <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> 或 97.9 中取低值		97.9
10≤Y<20	79.0	88.51X <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> 或 93.5 中取低值	93.5	93.5
Y<10	79.0	79.0	79.0	79.0

表 7-5 美国 EPA 制定的连续生产期内最低硫回收率指标(%)

Y, 酸气中 H <sub>2</sub> 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 <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> 或 99.8 中取低值		
20≤Y<50	74.0	85.35X <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> 或 97.5 中取低值		97.5
10≤Y<20	74.0	85.35X <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> 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（表 7-6、表 7-7）。阿尔伯达省 10 吨/日~50 吨/日硫收率为 96.2%，50 吨/日~2000 吨/日硫收率为 98.5%~98.8%。B·C 省小于 2 吨/日无硫收率的要求，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 5 吨/日。

表 7-6 加拿大制定的最低硫回收率标准

装置能力 C,t/d	C≤5	5<C≤10	10<C≤50	50<C≤2000	C>2000
最低硫收率, %	70	90	96.5	98.5~99.0	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**
$C \leq 2$	-	-
$2 < C \leq 10$	-	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

德国硫回收装置废气排放标准 (表 7-8) 是在西欧、北欧国家有代表性的标准。

表 7-8 德国对 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, %	$> 97$	$\geq 98$	$\geq 99.5$

### 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) 硫回收率指标的对比列于表 7-9。

表 7-9 本天然气净化厂排放标准与国外标准的对比

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
$C \leq 5$	$\geq 99.8$	70	70	— (0~2)	$> 97$	按装置进料酸气浓度和装置规模划分, 最高不超过 99.8%
$5 < C \leq 10$		90	90	89.7 (2~10)		
$10 < C \leq 20$		96.5	96.2	95.9		
$20 < C \leq 50$		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		
$C \geq 200$		$\geq 99.9$	98.5~99	98.5~98.8	98.2~98.5	



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标准； $50 < C < 200$  时，德国硫收率为 99.5%，而本标准为 99.8%，严于德国标准。

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  $C \leq 200$  时，本标准 99.8% 的指标高于美国 EPA 最高 97.5% 的指标及“ $85.35X^{0.0101}Y^{0.0125}$  或 99.8 中取低值”的要求； $C > 200$  时，美国 EPA 最高为 99.8%，本标准 99.9% 的限值要严于美国标准。

从以上分析比较可见，本标准确定的硫回收率指标限值严于美国、加拿大与德国的指标，即达到国际先进水平。此外，国外工业化国家标准以单套装置规模进行考量，而本标准以整个天然气净化厂为单元进行考量，即若净化厂各装置合计规模大于等于 200 吨/日，整厂就需要达到 99.9% 以上的硫回收率，则本标准还要严于国外标准。

本标准减  $SO_2$  排放浓度限值（400 毫克/立方米、800 毫克/立方米）比现行中国《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）规定的新建企业 960 毫克/立方米限值严格。

## 8 实施本标准的环境效益及经济技术分析

### 8.1 实施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，减轻对环境的影响。按全国陆上原油产量 1.7 亿吨/年，综合含水率平均 90%、回注率平均 90% 计，废水排放量近 1.4 亿吨/年；按达到现行排放标准计，主要污染物石油类排放总量为 1400 吨/年、COD 排放总量为 2.1 万吨/年。实施本标准，按一般区域新建企业达标排放计，主要污染物石油类、COD 和氨氮排放总量可分别削减 20.0%、33.3% 和 20.0%，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	8	1120	280	20.0
2	COD	150	21000	100	14000	7000	33.3
3	氨氮	25	3500	20	2800	700	20.0

#### 8.1.2 技术经济分析

在技术方面，在“隔油—混凝沉降、混凝气浮”等工艺后，可通过补充或进一步强化生物处理（包括厌氧和好氧生物处理）、生化后处理（过滤、吸附）、高级氧化等手段来实现油气

田污水排放达标。目前我国本行业污水处理投资费用约为 4800 元/(吨/日), 处理运行费用约为 4.2 元/吨废水。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 亿吨/年计, 需要增加污水处理投资约 7.4 亿元, 年运行费用由 5.9 亿元增加至 8.0 亿元。

## 8.2 实施大气污染物排放标准的环境效益及技术经济分析

本标准根据天然气行业的特殊性, 同时考虑了技术发展和经济条件而制定, 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。

应当指出, 我国天然气净化厂现有硫磺回收装置基本上是按照国外工业化国家标准进行设计的。按照本标准的要求, 我国天然气净化厂现有 39 套硫磺回收装置均需进行升级改造, SO<sub>2</sub> 排放量将由目前的 16820 吨/年减至 7138 吨/年, 削减 9682 吨/年, 削减率 57%。其中:

(1) 对于大规模天然气净化厂, 23 套采用“克劳斯+尾气加氢还原”的装置均需要进行适应性改造, 包括对液硫脱气由进焚烧炉改为去克劳斯反应炉进一步回收硫、采用高效脱硫溶剂、采用级配优化组合的高效硫磺催化剂等措施, 改造投资约 4 亿元; 硫回收率可由 99.8% 提高至 99.9% 以上, SO<sub>2</sub> 排放浓度由 800 毫克/立方米~1200 毫克/立方米降至 400 毫克/立方米以下, 削减 SO<sub>2</sub> 排放量 6485 吨/年。

(2) 对于小规模天然气净化厂, 16 套采用常规克劳斯和延伸克劳斯工艺的装置均需要进行新增尾气处理装置(氧化吸收或碱法)改造, 改造投资约 10.62 亿元; 硫回收率可分别由 90.0%、99.2% 均提高至 99.8% 以上, SO<sub>2</sub> 排放浓度分别由 37000 毫克/立方米~68000 毫克/立方米、6000 毫克/立方米~8000 毫克/立方米均降至 800 毫克/立方米以下, 削减 SO<sub>2</sub> 排放量 3197 吨/年。装置折旧按 15 年计, 削减单位 SO<sub>2</sub> 的运行成本在 2.2 万元/吨以上。

同时应该注意到, 我国天然气开采工业正处于快速发展阶段, 该标准的实施会促使硫磺回收装置采用更先进的工艺进行建设, 对促进行业技术进步和 SO<sub>2</sub> 减排有较大意义。

## 9 标准征求意见及意见处理情况

2014 年 9 月 17 日, 原环境保护部发布《关于征求<石油化学工业污染物排放标准>(征求意见稿)等两项国家环境保护标准意见的函》(环办函〔2014〕1181 号), 对本标准进行了第一次公开征求意见。征求意见单位 72 个, 其中回复单位 41 家, 未回复 31 家。回复意见单位中, 无意见单位 29 家, 提出修改完善建议的 12 家。征集到 44 条意见, 其中, 采纳和部分采纳 29 条, 占 66%; 未采纳 15 条, 占 34%。

原环境保护部水环境管理司于 2017 年 10 月在北京主持召开了《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(二次征求意见稿)技术审查会。来自原环境保护部相关司局, 以及环保部评估中心、科研单位、设计单位、高校、企业等的专家参加了会议。会议审查通过了《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(二次征求意见稿), 标准编制单位根据审查意见修改完善形成本稿。