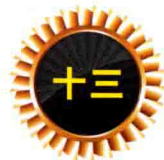


国外油气勘探开发新进展丛书

GUOWAIYOUQIKANTANKAIFAXINJINZHANCONGSHU



GAS SWEETENING AND PROCESSING FIELD MANUAL

天然气脱硫与处理手册

[美] Maurice Stewart Ken Arnold 著

赵章明 王展旭 唐海 译

国外探

石油工业出版社

国外油气勘探开发新进展丛书（十三）

天然气脱硫与处理手册

[美] Maurice Stewart Ken Arnold 著

赵章明 王展旭 唐海 译



石油工业出版社

内 容 提 要

本手册系统介绍了天然气脱硫与处理工艺的原理、特点、流程、选择方法及注意事项，并在此基础上给出了海绵铁工艺、胺工艺的设计流程及设计范例。

本手册可供从事天然气脱硫与处理的工程技术人员、管理人员参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

天然气脱硫与处理手册 / (美) 莫里斯·斯图尔特 (Maurice Stewart), (美) 肯·阿诺德 (Ken Arnold) 著; 赵章明, 王展旭, 唐海译. — 北京: 石油工业出版社, 2017. 1

(国外油气勘探开发新进展丛书: 十三)

书名原文: Gas Sweetening and Processing Field Manual

ISBN 978 - 7 - 5183 - 1645 - 8

I. 天…

II. ①莫… ②肯… ③赵… ④王… ⑤唐…

III. ①气体脱硫 - 手册 ②天然气处理 - 手册

IV. TE644 - 62

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 296600 号

Gas Sweetening and Processing Field Manual

Maurice Stewart, Ken Arnold

ISBN: 978 - 1 - 85617 - 982 - 9

Copyright © 2011 by Elsevier. All rights reserved.

Authorized Simplified Chinese translation edition published by Elsevier (Singapore)

Pte Ltd and Petroleum Industry Press. Copyright © 2016 by Elsevier (Singapore) Pte Ltd. All rights reserved.

Published in China by Petroleum Industry Press under special arrangement with Elsevier (Singapore) Pte Ltd. This edition is authorized for sale in China only, excluding Hong

Kong, Macau and Taiwan. Unauthorized export of this edition is a violation of the

Copyright Act. Violation of this Law is subject to Civil and Criminal Penalties.

本书简体中文版由 Elsevier (Singapore) Pte Ltd. 授予石油工业出版社有限公司在中国大陆地区 (不包括香港、澳门以及台湾地区) 出版与发行。未经许可之出口, 视为违反著作权法, 将受法律之制裁。

本书封底贴有 Elsevier 防伪标签, 无标签者不得销售。

北京市版权局著作权合同登记号: 01 - 2015 - 6816

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号楼 100011)

网 址: www. petropub. com

编辑部: (010) 64523738 图书营销中心: (010) 64523633

经 销: 全国新华书店

印 刷: 北京中石油彩色印刷有限责任公司

2017 年 1 月第 1 版 2017 年 1 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 6.75

字数: 170 千字

定价: 70.00 元

(如出现印装质量问题, 我社图书营销中心负责调换)

版权所有, 翻印必究

《国外油气勘探开发新进展丛书（十三）》

编 委 会

主 任：赵政璋

副 主 任：赵文智 张卫国

编 委：（按姓氏笔画排序）

刘德来 杨 帆 单彤文 周家尧

赵章明 侯玉芳 贾 旭 曹砚峰

章卫兵

序

为了及时学习国外油气勘探开发新理论、新技术和新工艺，推动中国石油上游业务技术进步，本着先进、实用、有效的原则，中国石油勘探与生产分公司和石油工业出版社组织多方力量，对国外著名出版社和知名学者最新出版的、代表最先进理论和技术水平的著作进行了引进，并翻译和出版。

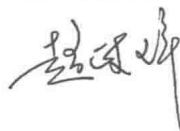
从2001年起，在跟踪国外油气勘探、开发最新理论新技术发展和最新出版动态基础上，从生产需求出发，通过优中选优已经翻译出版了11辑60多本专著。在这套系列丛书中，有些代表了某一专业的最先进理论和技术水平，有些非常具有实用性，也是生产中所亟需。这些译著发行后，得到了企业和科研院校广大科研管理人员与师生的欢迎，并在实用中发挥了重要作用，达到了促进生产、更新知识、提高业务水平的目的。部分石油单位统一购买并配发到了相关的技术人员手中。同时中国石油天然气集团公司也筛选了部分适合基层员工学习参考的图书，列入“千万图书下基层，百万员工品书香”书目，配发到中国石油所属的4万余个基层队站。该套系列丛书也获得了我国出版界的认可，三次获得了中国出版工作者协会的“引进版科技类优秀图书奖”，形成了规模品牌，产生了很好的社会效益。

2016年在前12辑出版的基础上，经过多次调研、筛选，又推选出了国外最新出版的6本专著，即《油气藏勘探与评价》《石油工程手册——可持续生产》《完井设计》《海洋结构物设计、建造与维护》《液化天然气手册》《天然气脱硫与处理手册》，以飨读者。

在本套丛书的引进、翻译和出版过程中，中国石油勘探与生产分公司和石油工业出版社组织了一批著名专家、教授和有丰富实践经验的工程技术人员担任翻译和审校工作，使得该套丛书能以较高的质量和效率翻译出版，并和广大读者见面。

希望该套丛书在相关企业、科研单位、院校的生产 and 科研中发挥应有的作用。

中国石油天然气集团公司副总经理



译者前言

《天然气脱硫与处理手册》是由天然气脱硫与处理方面的专家 Maurice Stewart 和 Ken Arnold 所著，并由著名出版商 Elsevier 于 2011 年出版发行。

本书由三部分组成。第一部分天然气脱硫，讲述的天然气脱硫工艺，包括固体床处理工艺、化学溶剂处理工艺、物理溶剂处理工艺、直接转换处理工艺、蒸馏处理工艺和气体渗透处理工艺。同时给出了海绵铁工艺和胺处理工艺的详细设计步骤。第二部分天然气处理，讲述了天然气凝液回收工艺、工艺选择方法和分馏处理工艺。第三部分附录提供了两个实施案例。全书由赵章明、王展旭和唐海三人共同翻译。

在翻译过程中，对原著中出现的几处错误，在查阅了相关资料的前提下，进行了修改和更正。若读者在阅读过程中存在疑问，可发邮件至如下邮箱：597418653@qq.com。作为译者，愿意给予必要的解答或与读者相互探讨，共同求得问题的正解，并在再版的过程中加以修改和更正。

译者

2016 年 5 月

目 录

1 天然气脱硫	(1)
1.1 天然气处理	(1)
1.1.1 简介	(1)
1.1.2 处理过程	(1)
1.1.3 脱除油和天然气凝液	(2)
1.1.4 脱水	(2)
1.1.5 甘醇脱水	(2)
1.1.6 固体干燥剂脱水	(3)
1.1.7 天然气凝液分离	(3)
1.1.8 天然气凝液提取	(3)
1.1.9 天然气凝液分馏	(4)
1.1.10 脱除硫和 CO ₂	(4)
1.1.11 脱硫装置	(4)
1.2 酸性气体注意事项	(5)
1.2.1 酸性气体	(5)
1.2.2 酸气	(6)
1.2.3 脱硫气	(6)
1.2.4 销售合同限制了酸性气体含量	(6)
1.2.5 分压	(6)
1.2.6 NACEMR 0175	(6)
1.3 脱硫工艺	(7)
1.4 固体床工艺	(10)
1.4.1 工艺简述	(10)
1.4.2 海绵铁工艺	(10)
1.4.3 Sulfa-Treat 工艺	(12)
1.4.4 分子筛工艺	(12)
1.4.5 氧化锌工艺	(13)
1.5 化学溶剂处理工艺	(13)
1.5.1 工艺简述	(13)
1.5.2 胺处理工艺	(13)
1.5.3 热碳酸钾工艺	(17)
1.5.4 专有碳酸盐处理工艺	(19)
1.5.5 特殊化学溶剂批处理工艺	(19)

1.6	物理溶剂处理工艺	(20)
1.6.1	工艺简述	(20)
1.6.2	Fluor Solvent 工艺	(21)
1.6.3	Sulfinol [®] 工艺	(21)
1.6.4	Selexol [®] 工艺	(22)
1.6.5	Rectisol 工艺	(22)
1.7	直接转换处理工艺	(22)
1.7.1	工艺简述	(22)
1.7.2	Stretford 工艺	(23)
1.7.3	IFP 工艺	(24)
1.7.4	LO-CAT [®] 工艺	(24)
1.7.5	Sulferox [®] 工艺	(25)
1.7.6	克劳斯 (Claus) 工艺	(25)
1.7.7	尾气处理工艺	(27)
1.7.8	Sulfa-Check 工艺	(27)
1.8	蒸馏处理工艺——Ryan-Holmes 工艺	(27)
1.8.1	简要论述	(27)
1.8.2	工艺描述	(27)
1.9	气体渗透处理工艺	(28)
1.9.1	膜	(28)
1.9.2	设计注意事项	(32)
1.9.3	膜预处理	(37)
1.9.4	膜系统优点	(39)
1.10	工艺选择	(41)
1.10.1	原料气分析	(41)
1.10.2	一般注意事项	(41)
1.10.3	脱除 H ₂ S 以满足管输技术规范要求 (4×10^{-6})	(41)
1.10.4	选择图	(42)
1.11	设计流程	(44)
1.11.1	海绵铁工艺	(44)
1.11.2	胺处理工艺	(47)
1.12	设计实例 (油田单位)	(57)
1.12.1	例题 1: 海绵铁工艺	(57)
1.12.2	例题 2: 胺处理工艺 (DEA)	(59)
1.13	设计实例 (国际单位制单位)	(67)
1.13.1	例题 1: 海绵铁工艺	(67)
1.13.2	例题 2: 胺处理工艺 (DEA)	(69)
	参考文献	(75)

2 天然气处理	(76)
2.1 天然气凝液回收注意事项	(76)
2.2 天然气凝液组分价值	(76)
2.2.1 乙烷和 C ₂₊ 组分液化	(76)
2.2.2 “原油峰值”	(77)
2.3 气体处理术语	(77)
2.4 液体回收工艺	(77)
2.4.1 吸收/贫油工艺	(78)
2.4.2 机械制冷	(79)
2.4.3 焦耳—汤姆逊 (J-T) 膨胀	(80)
2.4.4 低温 (透平膨胀机) 装置	(81)
2.5 工艺选择	(82)
2.6 分馏	(82)
2.7 设计注意事项	(83)
附 录	(84)
附录 A 膜/胺混合 Grissik 天然气处理厂, 印度尼西亚苏门答腊岛: 案例研究	(84)
附录 B Judge Digby 天然气处理厂通过更换溶剂提高处理能力: 案例研究	(92)

1 天然气脱硫

1.1 天然气处理

1.1.1 简介

消费者使用的天然气明显不同于井口天然气。在许多方面，与原油的处理过程相比，天然气供给最终消费者使用之前的处理过程更简单，但二者的重要性不分伯仲。消费者使用的天然气几乎完全由甲烷组成。井口天然气的主要成分虽然为甲烷，但其中也包含了一些需要被除去的杂质（如水蒸气、 H_2S 、 CO_2 、氦气、氮气和其他化合物）。

未处理天然气来自油井、气井和凝析气井。

来自油井的天然气称为“伴生气”。

天然气来自于地层条件下已与油呈分离状态的天然气（称为“游离气”），或溶解在油中的天然气（称为“溶解气”）。来自气井和凝析气井的含油量极少或完全不含油的天然气，称为“非伴生天然气”。

无论是来自气井的未处理天然气，还是来自凝析气井的伴有半液态天然气凝液的未处理天然气（也称为游离气），都与其他伴生烃 [例如，乙烷、丙烷、丁烷、异丁烷和 C_{5+} （天然汽油）]^① 和杂质（水蒸气、 H_2S 、 CO_2 、氦、氮和其他化合物）一起以混合物的形式存在。

1.1.2 处理过程

来自井口未处理天然气中分离出的不同烃组分和杂质组成的天然气称为“符合管输技术规范”的干气。管道公司规定了进入管道的天然气组分。

天然气净化处理，即脱除被称为“废品”的杂质和伴生烃 [如：乙烷、丙烷、丁烷、异丁烷和 C_{5+} （天然汽油）]。一些必要的处理过程可以在井口或井口附近（现场处理）进行。天然气的完全处理在天然气处理厂进行，天然气处理厂通常位于天然气产区。经井口或井口附近现场处理后的天然气通过集气管网输送到天然气处理厂。

集气管网由小直径低压管道组成。一套复杂的集气系统包括几千英里的管道，通过这些管道将天然气处理厂与至少 100 口井连接在一起。除在井口和天然气处理厂进行处理外，也可使用管道气抽提装置进行一些后期处理。处理装置位于主管道系统。除去符合管输技术规范天然气中的少量天然气凝液。使天然气符合管输技术规范的处理过程涉及除去各种杂质的四个主要过程，即：脱除油和天然气凝液；脱水；天然气凝液分离；脱除硫和 CO_2 。

除了上述四个主要处理过程，通常还会在井口或接近井口的位置安装加热器和洗涤器。洗涤器用于除去砂和其他大颗粒杂质。加热器确保气体温度不低于水合物形成温度。当气体

^① 伴生烃称为“天然气凝液”（NGLs），是非常有价值的天然气副产品，可单独销售，并有多种不同的用途，如提高油井采收率，炼厂和/或石化厂的原料，能源。

温度下降时，存在形成水合物的趋势。水合物呈固体或半固体形状，类似于像冰一样的晶体。水合物聚集会导致阀和集气系统堵塞。可使用间接燃烧加热器，水合物抑制剂，脱水和低温处理装置来消除水合物堵塞现象。

1.1.3 脱除油和天然气凝液

为了处理和运输伴生的溶解气，必须将溶解在油中的天然气分离出来，通常利用安装在井口或井口附近的设备来完成。

从天然气中分离油的实用工艺所涉及的设备差别很大。对于不同地区来说，干气管输技术规范基本一致。来自不同地区的未处理天然气也许组分和分离要求不同。在某些情况下，天然气在油藏压力下以溶解气的形式存在。在天然气和原油的生产过程中，仅仅由于压力的下降，溶解在油中的天然气可能从油中分离出来（类似于打开一瓶汽水，汽水中溶解的 CO_2 释放出来一样）。油气分离是相当容易的，分离后的油和天然气还需进一步处理。油气分离使用常规分离器，采用重力分离原理分离重质液体（油和水）和轻质流体（天然气）。某些情况下的油气分离，需采用特殊处理设备，如低温分离器（LTX）。低温分离器用于含轻质油或天然气凝液的高压气井。这类分离器利用压力的变化来完成湿天然气的冷却过程，同时完成油和天然气凝液的分离。湿气进入分离器，通过换热器后温度略微下降。然后气体流经高压液体“挡板式气液分离器”，除去可能进入低温分离器的液体。最后，气体通过一个节流装置进入低温分离器，节流装置使气体膨胀的过程类似于气体进入分离器时的膨胀过程。气体的迅速膨胀导致分离器内的温度降低。脱除液体后，干气再次流经换热器，与湿气进行热交换，使其温度升高。通过改变分离器内不同位置的压力，使其温度的改变成为可能，从而使油和部分水从湿气中冷凝出来。这个基本的压力—温度关系是可逆的，因而可以从液态油流中提取天然气。

1.1.4 脱水

除了从湿气流中分离油和一些天然气凝液外，还有必要除去大部分的伴生水。天然气中的大部分液体，随天然气一起产出的游离水，可通过位于井口或井口附近的简单分离方法加以除去。存在于天然气中的水蒸气需要更复杂的处理过程加以除去。这种处理方法包括天然气“脱水”，天然气脱水通常涉及吸附和吸收两种处理方法中的一种。当用脱水剂脱除水蒸气时或当水蒸气在固体表面冷凝并聚集时，会发生吸附现象。

1.1.5 甘醇脱水

吸收脱水的例子是甘醇脱水。液体干燥剂用于吸收气流中的水蒸气。在此过程中的主要脱水剂是甘醇，甘醇对水具有化学亲和性。当甘醇与含水天然气流接触时，甘醇吸收天然气中的水蒸气。甘醇脱水使用甘醇溶液，溶剂通常是二甘醇（DEG）或三甘醇（TEG），甘醇通过接触塔与湿气流接触，吸收湿气流中的水分。一旦甘醇吸收湿气流中的水分，甘醇颗粒的质量增加，随即下沉到接触塔底部，再从接触塔底部排出。脱除大部分水分的天然气从接触塔顶部排出。

从天然气中吸收了全部水分的甘醇溶液，再通过专门的加热炉来将甘醇溶液中的水分蒸发掉。当加热至水的沸点温度 212°F (100°C) 时，与甘醇的沸点 400°F (204°C) 相比，还相差 188°F (104°C)。二者之间的沸点差使得从甘醇溶液中除去水比较容易，脱水后的甘醇可重新使用。在这个过程中，一个新的创新点是加入了闪蒸罐分离器—冷凝器。

由于甘醇溶液吸收了湿气中的水分，因而湿气中的甲烷和其他化合物偶尔也会少量出现在甘醇溶液中。

在过去，甲烷只是采用简单方法——经再沸器放空处理。除了损失掉部分天然气外，甲烷放空还会造成空气污染，产生温室效应。为了减少甲烷和其他化合物的损失，在甘醇溶液进入锅炉之前，利用闪蒸罐分离器—冷凝器除去这些化合物。闪蒸罐分离器由降低甘醇溶液压力，允许甲烷和其他烃类汽化或闪蒸的设备组成。然后，甘醇溶液输送至再沸器，再沸器也可配备空气或水冷却的冷凝器，捕获可能残留在甘醇溶液中的各种有机化合物。实际上，这些系统可回收烧掉甲烷的90%~99%。

1.1.6 固体干燥剂脱水

固体干燥剂脱水是一种主要的天然气脱水方法，通常采用两个或以上的吸附塔来对天然气进行脱水处理，塔内填充有固体干燥剂（有代表性的干燥剂是活性氧化铝、硅胶和分子筛）。湿天然气从塔顶部进入，再从塔底部流出。当湿气体通过颗粒状的干燥剂时，水被吸附到这些干燥剂颗粒的表面。通过整个干燥剂固体床，几乎所有的水分都被吸附在干燥剂颗粒的表面，留下干气从塔底部排出。

固体干燥剂脱水通常比甘醇脱水更有效，且常用。通常用于要求气体非常干燥的地方，如低温膨胀、液化石油气和液化天然气装置的上游位置。

这类脱水系统作为一种沿天然气管道安装的“跨接系统”，特别适合用于压力非常高、气量大的处理场合，且通常位于压缩机站的管道下游。

基于这一事实，即在使用一定时间（一般为8h）后，吸附塔内的干燥剂会出现水饱和现象，因此，需要两个或两个以上的吸附塔。为了实现干燥剂的“再生”，采用高温加热器将气体加热到非常高的温度。经高温加热器加热后的气体通过饱和干燥剂床蒸发掉干燥剂吸附的水分，干燥后的吸附塔可再次投入使用。

1.1.7 天然气凝液分离

直接产自井口的天然气通常含有较多的天然气凝液。在大多数情况下，经分离后的天然气凝液具有更高的价值，因此将其从气流中分离出来是一种经济的选择。天然气凝液的脱除通常是在位于相对中心位置的天然气处理厂进行，并使用与天然气脱水类似的技术。天然气中天然气凝液的处理有两个基本步骤：首先，必须将天然气凝液从天然气中分离出来；其次，天然气凝液必须能分离成单一组分。

1.1.8 天然气凝液提取

从天然气流中除去天然气凝液的两项主要技术是吸收法和低温膨胀处理工艺。这两项处理技术获取的天然气凝液产量约占总天然气凝液产量的90%。

1.1.8.1 吸收法

用于天然气凝液提取的吸收方法与脱水吸收过程非常类似。二者的主要区别在于，吸收法使用吸收油，而非甘醇。吸收油与天然气凝液之间的“亲和力”类似于甘醇与水之间的亲和力。通过天然气凝液与吸收油接触的方式来完成吸收过程。当天然气通过吸收塔时，天然气与能吸收大量天然气凝液的吸收油接触。富含天然气凝液的富油出现在吸收塔底部。它是一种混合物，包括吸收油、丙烷、丁烷、戊烷及更重的烃组分。

富油被送入贫油蒸馏塔，并被加热到天然气凝液沸点温度以上，但低于油沸点。这个过

程可回收约 75% 的丁烷、85% ~ 90% 的戊烷和较重的烃组分。这个基本的吸收过程可通过改进来提高其吸收效率,或以特定的天然气凝液提取为目的。

冷冻油吸收法:贫油通过制冷冷却,丙烷回收率可以提高到 90%,同时天然气流中的乙烷提取率可达 40%。使用此种方法,其他较重的天然气凝液提取率可接近 100%。

1.1.8.2 低温膨胀处理工艺

低温膨胀处理工艺也可用于提取天然气中的天然气凝液。吸收法几乎可以提取所有较重的天然气凝液,但很难从天然气流中回收较轻的烃组分,如乙烷。

在某些情况下,通过采用简单的处理方法使较轻的天然气凝液留在天然气流中是一种经济的选择。若提取乙烷和其他较轻的烃组分是经济可行的,则采用低温膨胀处理工艺可获得高回收率。低温膨胀处理工艺可将气流的温度降至 -120°F 左右。

有若干种不同的方法可将气流温度降至 -120°F 左右。最有效的方法之一是采用透平膨胀机工艺。使用外部制冷剂来冷却天然气流,透平膨胀机可快速增大深冷气体的体积,天然气流温度显著下降,导致乙烷和其他烃类从气流中冷凝出来,而甲烷仍维持气态。

该工艺可回收 90% ~ 95% 的乙烷。当天然气流膨胀并进入再次压缩的气态甲烷中,可实现部分释放能量的转换,从而节省了乙烷提取的能耗成本。

从天然气中提取天然气凝液,可获得清洁、纯净的天然气,以及有价值的天然气凝液。

1.1.9 天然气凝液分馏

一旦天然气凝液从天然气流中除去,则必须将其分离为有用的单一组分。必须对由不同的天然气凝液组成的混合物进行分离处理,分离成单一组分。用来完成这一任务的过程称为分馏。分馏以天然气凝液中烃组分的沸点差异为基础,这发生在烃逐级蒸发阶段。

实际上,分馏塔的名称会说明其目的,通常按其分馏出的烃组分来命名。整个分馏过程被分解成不同的过程单元,从除去较轻的天然气凝液开始。分馏塔的使用顺序为脱乙烷塔(此过程单元从天然气凝液中分离出乙烷)、脱丙烷塔(此过程单元从天然气凝液中分离出丙烷)、脱丁烷塔(此过程单元从天然气凝液中分离出丁烷,天然气凝液留下戊烷和更重的烃组分)和丁烷分离塔或脱异丁烷塔(此过程单元分离出异丁烷和正丁烷)。

采用从最轻烃组分到最重烃组分的分离处理过程,就可能既合理又容易地分离出不同的天然气凝液。

1.1.10 脱除硫和 CO_2

除了脱除水、油和天然气凝液外,气体处理最重要的设备之一是脱除硫和 CO_2 的设备。来自某些井的天然气中含有大量的硫和 CO_2 。硫以 H_2S 形式存在于天然气中, H_2S 含量超过 $5.7\text{mg}/\text{m}^3$ 的天然气通常称为酸气。酸气是不良气体,因为吸入硫化物是非常有害的,甚至是有毒的,也可能具有极强的腐蚀性。存在于气流中的硫,可以提取出来单独销售。美国硫磺产量的 15% 产自天然气处理厂。

1.1.11 脱硫装置

从天然气中除去 H_2S 和 CO_2 的过程称为“天然气脱硫”。主要脱硫工艺类似于甘醇脱水工艺和天然气凝液吸收工艺。使用胺溶液除去 H_2S 和 CO_2 ,简称为“胺处理工艺”,用于大多数陆上天然气的脱硫处理。含 H_2S 和/或 CO_2 的气体通入胺液脱硫塔。胺液对 CO_2 和 H_2S

具有亲和力，吸收 CO_2 和 H_2S 的过程类似于甘醇的脱水过程。所用的两种主要胺液分别为一乙醇胺（MEA）和二乙醇胺（DEA）。二者以液体的形式存在，并从流过它的天然气中吸收 CO_2 和 H_2S 。处理后的气体中几乎不含 CO_2 和 H_2S 。

如同天然气凝液提取和甘醇脱水一样，所用的胺液是可以再生的（例如，除去所吸收的硫），因而可重复使用。虽然许多脱硫装置采用胺吸收工艺，但使用如海绵铁这样的固体干燥剂和气体渗透处理工艺，也是可能的。若还原成单质硫，则提取出的硫可以在市场上出售。单质硫是金黄色的粉末状物质，并且可以在靠近天然气处理厂的木桩上看到。为了回收脱硫装置的单质硫，必须进一步处理来自脱硫装置的含硫排出物。

用于回收硫的工艺称为克劳斯工艺，利用热反应和催化反应来从 H_2S 溶液中提取化学硫。克劳斯法通常能回收天然气中脱除硫量的 97%。一旦天然气处理完成，且可以销售，它必须从生产天然气的地方输送至需要它的地方。

在这一节的其余部分将详细讨论用于含 CO_2 和 H_2S 天然气的脱硫工艺。

1.2 酸性气体注意事项

CO_2 、 H_2S 和其他硫化物，如硫醇，称为酸性气体，要求从天然气中完全或部分脱除，以满足合同技术规范要求。

1.2.1 酸性气体

H_2S 与水结合生成硫酸， CO_2 与水结合生成碳酸，两者都是不良酸液，其原因在于：引起腐蚀；降低天然气的热值和销售价格； H_2S 有毒，甚至可能是致命的。表 1.1 给出了空气中不同的 H_2S 含量所引起的生理效应。

表 1.1 空气中 H_2S 浓度的影响

H ₂ S 在空气中的浓度				生理效应
% (体积分数)	10 ⁻⁶ (体积分数)	gr ^① /100ft ³	mg/m ³ ^②	
0.00013	0.13	0.008	0.18	H ₂ S 浓度为 0.13×10^{-6} 时，可明显感觉到一种难闻的气味；H ₂ S 浓度达到 4.6×10^{-6} 时，这种感觉相当明显。随着浓度的增加，嗅觉出现疲劳感，不再能通过气味来辨别 H ₂ S 的存在与否
0.002	20	1.26	28.83	联邦职业安全与健康管理局（OSHA）标准允许的可接受上限浓度
0.005	50	3.15	72.07	如果无其他明显的暴露现象发生，则 0.005%（体积分数）是可接受的最大峰值浓度，它高于 OSHA 标准允许的可接受上限浓度，每 8h 不超过一次，且每次不能超过 10min
0.01	100	6.30	144.14	3~15min 后出现咳嗽，眼睛受到刺激，失去嗅觉。15~30min 后出现呼吸改变、眼睛痛感和昏睡现象，1h 后出现喉咙发炎现象。长时间暴露会导致这些症状逐渐加重

续表

H ₂ S 在空气中的浓度				生理效应
% (体积分数)	10 ⁻⁶ (体积分数)	gr ^① /100ft ³	mg/m ³ ^②	
0.02	200	12.59	288.06	很快失去嗅觉, 灼伤眼睛和喉咙
0.05	500	31.49	720.49	头晕, 失去判断力和平衡感。几分钟后出现呼吸问题。受害者需要及时进行人工呼吸
0.07	700	44.08	1008.55	很快出现无意识状态。呼吸停止, 如果不及及时抢救, 会导致死亡。需进行人工呼吸
0.10 +	1000 +	62.98	1440.98 +	立即出现无意识状态。除非及时抢救, 并进行人工呼吸, 否则会导致永久性的脑损伤或死亡

①gr 为 grain (格令) 的简写, 1gr = 64.799mg。

②基于 1% 的 H₂S = 629.77gr/100ft³ [14.696psia 和 59°F 或 101.325kPa 和 15°C 的条件下]。

1.2.2 酸气

定义为含 H₂S 和其他硫化物的天然气。

1.2.3 脱硫气

定义为不含 H₂S 和其他硫化物的天然气。

1.2.4 销售合同限制了酸性气体含量

管输条件 CO₂ 含量为 2% ~ 4%, 液化天然气厂 CO₂ 含量为 0.002%。CO₂ 降低天然气热值, 且具有腐蚀性。

H₂S 含量为 0.25gr (硫) / 100ft³, 约为 0.0004%, 液化天然气厂 H₂S 含量为 0.0002%, H₂S 有毒, 且具有腐蚀性 (参考 NACE MR 0175)。

1.2.5 分压

作为天然气是否需要处理的控制指标, 分压定义为系统总压与气体摩尔分数的乘积。

当 CO₂ 与水一起出现, 且分压大于 30psia (207kPa) 时, 表明存在 CO₂ 腐蚀; 当分压低于 15psia (103kPa) 时, 表明 CO₂ 腐蚀通常不是问题, 虽然也可能要求采取防腐措施。影响 CO₂ 腐蚀的因素是那些直接与溶解度有关的参数, 即温度、压力和水的组分。压力增加, 溶解度增大。温度升高, 溶解度下降。

H₂S 可引起某些金属出现因氢脆导致的硫化物应力开裂。H₂S 分压大于 0.05psia (0.34kPa) 时, 则需要采取必要的防腐措施。

1.2.6 NACE MR 0175

图 1.1 (a) 和图 1.1 (b) 分别是酸性气体系统和酸性多相流系统中, 由 H₂S 分压 (绝压) 与系统总压 (绝压) 所划定的硫化物应力开裂区域, 即防硫化物应力开裂特种冶金材料的选择区域。

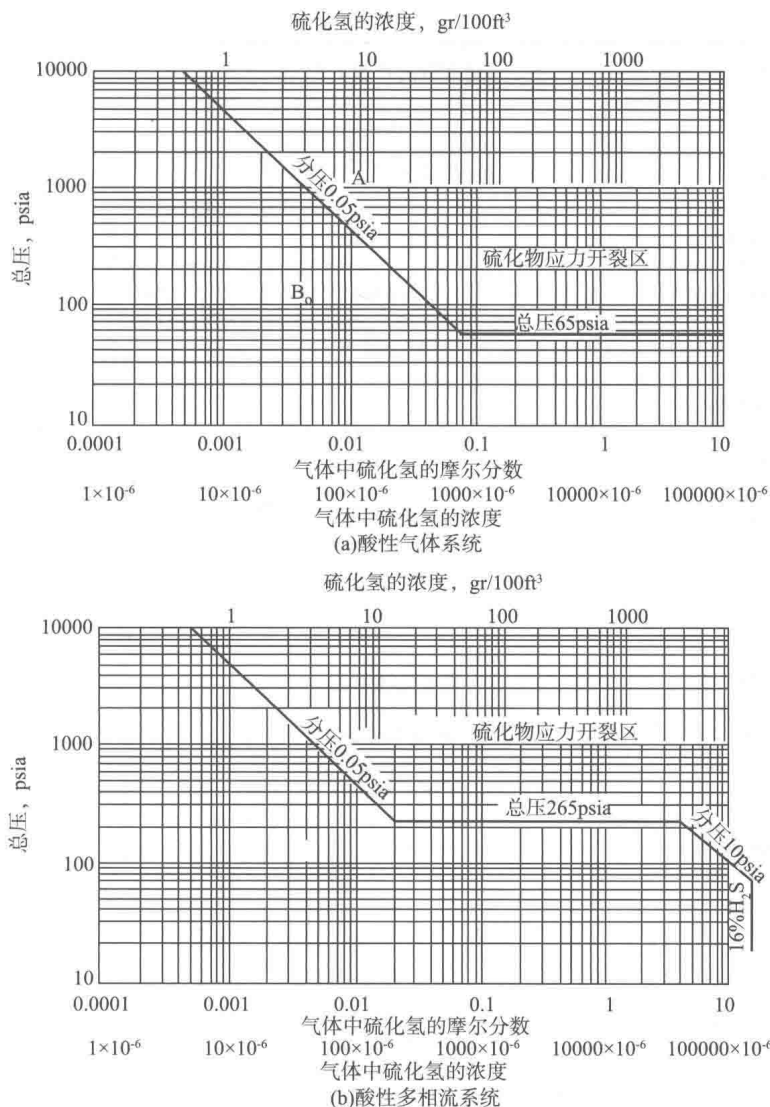


图 1.1 酸性气体系统和酸性多相流系统中由 H₂S 分压（绝压）与系统总压（绝压）所划定的硫化物应力开裂区域

1.3 脱硫工艺

基于各种化学和物理原理，开发出了用于酸性气体脱除和气体脱硫的许多方法。表 1.2 列出了用于从天然气组分中分离酸性气体的工艺方法。虽然不全面，但表中仍列出了许多常用的、有效的、商业化的工艺方法。表 1.3 列出了通过各种方法脱除的酸性气体名称。表 1.4 列出了酸性气体脱除工艺处理能力。

表 1.2 酸性气体脱除工艺

化学溶剂处理工艺	物理溶剂处理工艺	直接交换处理工艺
MEA	Selexol®	海绵铁
DEA	Rectisol	Stretford

续表

化学溶剂处理工艺	物理溶剂处理工艺	直接交换处理工艺
TEA	Purisol	Unisulf
MDEA	Spasolv	Takahax
DIPA/Shell ADIP [®]	碳酸丙烯酯	LO - CAT [®]
DGA/Fluor Econamine [®]	Estasolven	Lacy - Keller
Proprietary amine	Alkazid	Townsend
Benfield (热碳酸盐)		Sulfint
Catacarb (热碳酸盐)		
Giammarco - Vetrocoke (热碳酸盐)		
Diamox		
Dravo/Still		
特殊溶剂处理工艺	蒸馏处理工艺	气体渗透处理工艺
Sulfinol [®]	Ryan Holmes	膜
Amisol	Cryofrac	分子筛
FlexsorbPS		
Selefining		
Ucarsol LE711		
Optisol		
氧化锌		
Sulfa - Check		
Slurrisweet		
Chemsweet		
Merox		

表 1.3 酸性气体脱除工艺选择

工艺	脱除气体				
	CO ₂	H ₂ S	RHS (硫醇)	COS (氧硫化碳)	CS ₂
固体床					
海绵铁		×			
Sulfa - Treat		×			