



天然气工程手册

tianranqi

TIANRANGONGCHENGSHOUCE

81.748073
176
2:1

天然气工程手册

(下)

四川石油管理局 编

81.748073

石油工业出版社

内 容 提 要

本手册主要介绍天然气开采、加工和储运过程中解决现场工程技术问题所需的基本知识、资料、图表、公式和数据。全书分上、下两册出版。上册包括绪论、天然气性质、天然气开采、天然气矿场集输等内容；下册包括天然气净化、天然气储运、含硫天然气的腐蚀与防腐、天然气的综合利用等内容。本手册的读者对象是各油气田的工程技术干部和管理干部，也可作为有关设计科研人员及高等院校和中等专业学校师生的参考资料。

天然气工程手册

(下)

四川石油管理局 编

石油工业出版社出版

(北京安定门外外馆东后街甲26号)

轻工出版社印刷厂排版

北京顺义燕华营印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

787×1092毫米 16开本 42 1/4 印张 106 千字 印1—6,500

1984年10月北京第1版 1984年10月北京第1次印刷

书号: 15037·2455 精装定价: 8.00元

目 录

第五章 天然气脱水	1
第一节 溶剂吸收法脱水	2
一、用甘醇做溶剂的天然气脱水装置	3
(一) 甘醇类化合物的主要物理性质	4
(二) 甘醇脱水装置的工艺流程	14
(三) 三甘醇脱水装置吸收塔的工艺计算	16
(四) 三甘醇脱水装置溶液再生系统的计算	24
(五) 装置运转和操作中存在的问题	34
(六) 酸性天然气的三甘醇脱水过程	35
(七) 甘醇—乙醇胺脱水脱硫流程	36
二、用氯化钙水溶液做溶剂的天然气脱水工艺	37
第二节 固体吸附法脱水	38
一、吸附的基本过程	39
二、天然气工业常用的吸附剂	42
(一) 活性铝土矿 (Activated Bauxite)	44
(二) 活性氧化铝 (Activated Alumina)	44
(三) 硅胶 (Silica Gel)	44
(四) 分子筛	45
(五) 复式固体吸附剂	49
三、吸附法天然气脱水工艺流程	49
四、吸附法脱水装置工艺计算	51
(一) 依据	52
(二) 吸附塔 (器) 的设计	57
(三) 吸附剂再生和冷却过程中的工艺计算	61
(四) 气体通过吸附床的压降计算	66
第三节 其它吸附法净化天然气过程	69
一、吸附法脱除天然气中的水汽和含硫化合物	69
二、吸附法脱除天然气中水汽并回收重烃类	73
(一) 烃类的吸附过程	74
(二) 吸附剂的再生和烃液体的回收	77
(三) 关于装置设计的说明	78
三、多塔吸附净化天然气流程	79
第六章 天然气脱硫及硫磺回收	82
第一节 脱硫装置	82
一、脱硫方法分类	82
二、化学吸收法 (用醇胺类化合物做溶剂的化学吸收法)	86
(一) 吸收用溶剂	86
(二) 过程的化学反应	87
(三) 醇胺溶液的基本物化数据	92

(四) 过程溶液的选择	118
(五) 工艺流程	120
(六) 设计与操作	121
三、物理吸收法	153
(一) 多乙二醇醚法	153
(二) 砒胺法	169
四、直接氧化法	194
(一) 铁碱法	194
(二) 蒽醌法	195
五、干法脱硫过程	201
第二节 硫磺回收装置	203
一、硫磺回收的意义	203
二、元素硫和硫化氢制硫过程中的含硫化合物	205
三、硫磺回收过程的工艺流程	212
(一) 工艺流程的选择	212
(二) 过程气的再热方式	216
四、硫磺回收过程中的化学反应和化学平衡	216
(一) 硫磺回收过程中的化学反应	216
(二) 硫化氢制硫的化学平衡	219
五、影响硫磺回收率的因素	220
六、酸气质量对硫磺回收装置的影响	224
七、硫磺回收催化剂	225
(一) 硫磺回收催化剂的组成	226
(二) 硫磺回收催化剂的类型	226
(三) 硫磺回收催化剂的活性衰退和再生措施	229
八、液硫的处理和成型	233
(一) 液硫脱气	233
(二) 液硫输送	238
(三) 硫磺成型	239
第三节 克劳斯装置的尾气处理	240
一、还原-吸收法	245
(一) 斯科特法尾气净化工艺	245
(二) 比文法尾气净化工艺	252
二、克劳斯-波耳法尾气净化工艺 (IFP法)	253
三、冷床吸附 (CBA) 法和萨弗林法	260
四、魏尔曼-洛德法	264
五、化学吸收处理法	265
六、尾气的灼烧	267
第七章 天然气储运	272
第一节 输气管道的工艺计算	274
一、输气管道水力计算基本公式的导出	274
二、输气管道的水力摩阻系数	275
三、管道的局部阻力系数和压力损失	279
四、关于管道通过能力的实用计算式	283

(一) 魏玛斯公式	283
(二) 全苏气体科学研究所公式	283
(三) 潘汉德公式	284
五、管道线路高程变化对通过能力的影响	285
六、输气管道的压力分布, 平均压力和均压时间	287
七、输气管道的温度分布, 平均温度和总传热系数	288
八、管系的水力计算	291
九、管道的贮气能力	296
第二节 输气管道的管材和强度计算	299
一、输气管道材质的基本要求	300
(一) 管材的强度	300
(二) 管材的韧性	300
(三) 可焊性	300
二、管子的外形规格	301
(一) 管子的直径与壁厚	301
(二) 管子的长度	302
(三) 管子的不圆度和端面平整度	302
三、输气管道的强度计算	302
(一) 管子壁厚计算公式	302
(二) 输气管道的应力计算	308
(三) 输气管道的强度校核	309
第三节 天然气的管道增压输送与压缩机站	310
一、增压输送管道压缩机站的压比、布局 and 最佳参数分析	311
(一) 增压输送时的压比 ε	311
(二) 压缩机站的布局	312
(三) 输气管道最佳参数分析	313
二、压缩机站的主要设备	316
(一) 压缩机和原动机	316
(二) 天然气的冷却装置	319
三、压缩机站的辅助设备	320
(一) 空气滤清机	320
(二) 压缩机的润滑系统	320
(三) 离心式压缩机的轴密封系统	321
(四) 压缩机站的油冷却系统	321
四、往复式压缩机站	323
(一) 往复式压缩机站的工艺流程	323
(二) 几种用于输气管道的往复式压缩机组	323
(三) 往复式压缩机及管汇中的气体脉冲	328
五、离心式压缩机站	329
(一) 离心式压缩机站的工艺流程	329
(二) 离心式压缩机	332
(三) 离心式压缩机的防喘振装置	338
六、离心式压缩机与管道的联合工作	339
(一) 压缩机站的特性	342

(二) 管道特性和压缩机站与管道的联合工作点	342
(三) 离心式压缩机的调节方法	342
第四节 输气管道的主要工艺设施	344
一、管道分水器	344
(一) 输气管道中饱和水的凝析过程和凝析量的计算	344
(二) 分水器的布局	346
(三) 分水器的类型及特征	348
二、气体除尘器	351
(一) 湿式除尘器 (涤尘器)	351
(二) 球形涤尘器	355
(三) 多管旋风除尘器	355
(四) 气体过滤器	357
三、清管器和清管工艺	360
(一) 清管器的分类和特性	360
(二) 清管器探测仪器	366
(三) 清管器收发装置	367
(四) 清管器的发送和接收	368
(五) 清管的几项工艺参数	371
(六) 清管工艺制度的几点原则	372
(七) 输气管道内壁光洁度对输送因素的影响	372
(八) 管道内壁清理和内涂工艺简介	376
四、输气管线的干线切断阀	373
(一) 干线切断阀及其驱动方式的类型	376
(二) 球阀拨叉滑块驱动机构的特性	380
(三) 球阀密封结构的型式	283
(四) 输气管道干线阀门的紧急关闭系统	385
(五) 输气管道阀门标准	392
(六) 干线切断阀的安装	393
五、输气管道的调压计量站和配气站	395
第五节 输气管道的生产管理	396
一、输气管道生产管理的一般原则	396
二、输气管道生产管理的几项基本技术指标	396
三、管输天然气的气质标准	398
四、输气管道的压力试验和吹扫	398
五、输气管道线路部分的主要管理对象	402
六、输气管道线路部分的维护管理措施	404
七、输气管道的维修工作	406
第六节 天然气液化、贮存和再气化过程	413
一、天然气液化工艺过程	413
(一) 不需机械功的天然气液化过程	414
(二) 消耗机械功的天然气液化过程	415
(三) 低温气体再液化过程	419
二、液化天然气的贮运	420
(一) 液化天然气贮罐	420

(二) 液化天然气的运输	424
三、液化天然气的再气化	427
四、设计和操作要点	430
(一) 低温过程对材质的要求	432
(二) 热交换器	432
(三) 绝热材料	432
(四) 其它设计和操作中应注意的问题	434
第八章 腐蚀与防蚀	435
第一节 腐蚀分类及影响因素	435
一、金属腐蚀分类	436
二、金属的化学腐蚀	438
三、金属的电化学腐蚀	438
四、硫化氢腐蚀	440
(一) 硫化氢的腐蚀机理	440
(二) 硫化氢腐蚀的特点	440
(三) 影响硫化氢腐蚀的因素	441
五、二氧化碳腐蚀	448
六、氧腐蚀	450
第二节 气田开发设备的腐蚀概况和测试方法	452
一、采气设备的腐蚀	452
二、集输管线腐蚀	453
三、脱硫及硫磺回收设备腐蚀	459
四、甘醇脱水装置的腐蚀	463
五、现场腐蚀测试方法	465
六、生产装置腐蚀监控方法	465
(一) 工业挂片	466
(二) 电阻探针	467
(三) 测氢针	469
(四) 测径规	470
(五) 声发射	471
(六) 铁含量的测定	472
七、腐蚀率单位换算	473
八、设备-破坏记录	473
第三节 防蚀设计和工艺防蚀	475
一、腐蚀裕量的选择	475
二、安全系数	476
三、防止残留水分腐蚀的结构	476
四、避免异种金属的接触腐蚀	479
五、焊接	481
六、腐蚀介质的脱除	482
七、钻探设备工艺防蚀措施	483
八、集输管线工艺防蚀措施	484
九、脱硫及硫磺回收装置工艺防蚀措施	485
十、甘醇脱水装置的工艺性防蚀	486

第四节 耐蚀材质的选择	487
一、耐蚀材质选择的原则	487
二、常用金属材质的耐蚀情况	487
三、对用于含硫油气田的碳钢及低合金钢的要求	487
四、评定材料抗硫性能的试验方法	490
五、常用抗硫材料	508
六、防硫采气井口、阀门及主要零部件选材	513
七、集气站、脱硫及硫磺回收装置设备选材	514
八、抗硫仪表选材	518
第五节 缓蚀剂保护	519
一、缓蚀剂	519
二、缓蚀剂作用原理	520
三、缓蚀剂的评定	522
四、天然气采输及净化厂用缓蚀剂	523
(一) 含硫气井用缓蚀剂	523
(二) 输气管线用缓蚀剂	524
(三) 天然气脱硫厂用缓蚀剂	524
(四) 甘醇脱水装置用缓蚀剂	525
(五) 油气井酸化缓蚀剂的使用	527
(六) 酸洗缓蚀剂的应用	527
第六节 防蚀涂层	530
一、涂层防蚀的优点及涂料的选用原则	530
二、防蚀涂料的品种及性能	537
三、涂层的施工	537
四、埋地管线外壁防蚀涂层	537
五、地面(或管沟内)管线及设备的防蚀涂层	539
六、输气管线内壁涂层	539
第七节 阴极保护	542
一、阴极保护的原理	542
二、阴极保护判断标准	548
三、长输管线的外加电源阴极保护	549
(一) 阴极保护站接线图	549
(二) 长输管道的阴极保护站设计	550
(三) 阴极保护站的设备	552
(四) 增长保护范围的措施	558
(五) 阴极保护站管理	558
四、牺牲阳极保护	560
(一) 常用牺牲阳极	560
(二) 决定输气管道牺牲阳极间距及数量	563
(三) 管线采用牺牲阳极保护时应注意的几个问题	566
五、阴极保护方法的选择	566
六、杂散电流与干扰腐蚀	566
第九章 天然气的综合利用	572
第一节 天然气做燃料的应用	573

一、天然气的燃烧特性	573
二、用天然气做燃料的燃烧器	577
三、天然气的供应方式	581
四、天然气燃料的应用	584
(一) 家庭或商业用	584
(二) 在冶金工业中的应用	586
(三) 在水泥工业中的应用	588
(四) 在玻璃工业中的应用	589
(五) 天然气用做发电厂燃料	590
(六) 天然气用做燃气轮机燃料	591
(七) 其它方面的应用	593
第二节 天然气提氮	594
一、氮气的性质和用途	594
二、氮的生产	594
(一) 天然气低温冷凝法提氮	595
(二) 薄膜提氮	597
(三) 氮资源保护	598
第三节 天然气制造炭黑	598
一、炭黑的性质	598
二、炭黑的用途	598
三、炭黑的生产工艺	600
(一) 炭黑的生产方法概述	600
(二) 天然气槽法炭黑生产工艺	603
(三) 天然气半补强炉法炭黑生产工艺	604
(四) 炭黑的加工处理	606
第四节 以天然气为原料的无机和有机合成工业	606
一、合成氨	610
(一) 流程和说明	613
(二) 主要原材料及消耗指标	616
二、天然气制甲醇	616
(一) 合成甲醇的制备原理	617
(二) 合成甲醇的生产	618
三、天然气制乙炔及乙炔二次加工的主要产品	621
(一) 制备原理	622
(二) 生产流程图及说明	624
(三) 主要原材料消耗	625
(四) 由乙炔合成的主要产品	625
四、天然气制甲醛	627
(一) 制备原理	629
(二) 生产流程和说明	629
(三) 主要原材料消耗	630
五、甲烷氯化产品的生产和利用	630
(一) 甲烷的氯化反应	630
(二) 甲烷氯化物生产方法	632

(三) 天然气氯化产品的性质和用途	638
六、天然气合成氢氰酸	640
(一) 主要生产方法概述	640
(二) 安氏法合成氢氰酸生产过程	641
(三) 主要原材料消耗	642
七、天然气硝化制硝基甲烷	642
(一) 硝基甲烷的生产	643
(二) 主要原材料消耗	644
附录	646
一、单位换算	646
1. 单位换算因子	646
2. 温度换算公式	647
3. 天然气体积单位换算表	647
4. 天然气比重 S (空气 $S=1$)、分子量及在基准条件下的重度换算表	648
5. 硫化氢浓度单位换算表	649
(1) H_2S 体积百分数 (%) 和克 H_2S /标米 ³	649
(2) H_2S 百万分之一体积 (ppm) 和毫克 H_2S /标米 ³	650
(3) 谷 H_2S /100 英尺 ³ 和毫克 H_2S /标米 ³	650
6. 二氧化碳体积百分浓度 (%) 和克 CO_2 /标米 ³ 换算	651
二、烷烃混合物的热焓和汽-液平衡常数	652
1. 烷烃混合物的热焓	652
2. 汽-液平衡常数 K 值 (公制单位)	657
三、天然气工业中有害物质的排放标准	663
1. 主要有害气体排放标准	663
2. 居住区大气中主要有害气体最高允许浓度	663
3. 车间空气中有害气体的最高允许浓度	664
4. 工业“废水”最高允许排放标准	664
主要参考书	665

第五章 天然气脱水

自地层中采出的天然气及脱硫后的净化天然气中，一般都含有饱和量的水蒸汽（简称水汽），水汽是天然气中有害无益的组分。天然气中水汽的存在，减小了输气管道对其它有效组分的输送能力，降低了天然气的热值；并且，当输气管道压力和环境温度变化时，可能引起水汽从天然气流中析出，形成液态水、冰、或天然气的固体水化物，这些物质的存在会增加输气压降，减小输气管线通过能力，严重时还会堵塞阀门和管线，影响平稳供气。在输送含有酸性组分的天然气时，液态水的存在还会加速酸性组分（ H_2S ， CO_2 等）对管壁、阀件的腐蚀，减少管线的使用寿命。因此，在一般情况下，天然气必须进行脱水处理，达到规定的含水汽量指标后，才允许进入输气干线。

目前各国对管输天然气中含水汽量指标要求不一，有“绝对含水汽量”及“露点温度”两种表示方法。绝对含水汽量指单位体积天然气中含有的水汽的重量，单位为毫克/标米³或毫克/基米³。天然气的露点温度，是指在一定的压力下，天然气中水蒸汽开始冷凝结露的温度，用℃表示。为了表示天然气管输过程中，由于温度降低从天然气中凝析出水的倾向，用露点温度表示天然气的含水汽量更为方便。一般情况下管输天然气的露点温度应该比输气管沿线最低环境温底低5~15℃。表5-1为各国天然气含水汽量指标。

表 5-1

各国天然气含水汽量指标

国 名	西 德	荷 兰	伊 朗	苏 联	美 国	法 国
天然气含水汽量 毫克水/标米 ³ 天然气	80	47	64		95~125	58
露点温度，℃	小于0	在70大气压 下为-8		南、中部：-5~-15 北部：-30~-35		-5
备 注				在50大气压下		

可用于天然气工业的脱水方法有多种，现在还不能判定哪种方法最佳，往往视具体情况而定。因而从事此项工作的技术人员应尽可能地熟悉各种主要的天然气脱水方法，并根据具体情况，对各种可能采用的方法进行技术和经济指标的对比，选出最佳的天然气脱水工艺。

目前可用于天然气的脱水方法有溶剂吸收法，固体吸附法，直接冷却法和化学反应法等。由图2-70可见，随着天然气压力升高，温度降低，天然气中饱和含水汽量也降低，因此，被水汽饱和的天然气可通过直接冷却至低温的方法，也可先将天然气增压，再将天然气冷却至低温的方法脱水。天然气脱水时冷却达到的温度必须低于管输天然气要求的水露点温度，否则用冷却脱水法不能防止天然气中水汽在输气管中凝析和积聚。因此当天然气田压力不足，使用冷却法脱水后的天然气达不到管输天然气的水露点要求，而增压或由外部引入冷源又不经济时，则需采用其它脱水工艺。低温脱水工艺在第四章中已述及，此处不再重复。

用化学试剂脱水在天然气工业中用得极少，某些化学试剂和天然气中的水汽发生化学反

应，生成的产物具有非常低的蒸汽压，可使气体得到较完全地脱水；这类化学试剂吸水后再生是很困难的，因此使用化学干燥剂脱水的方法在工业上难以实现，这个方法主要用于实验室中测定气体的含水汽量。本章主要介绍溶剂吸收和固体吸附的脱水方法。

第一节 溶剂吸收法脱水

溶剂吸收法是目前天然气工业中使用较为普遍的脱水方法。用作脱水吸收剂的物质应对天然气有高的脱水深度，对化学反应和热作用稳定，容易再生，蒸汽压低，粘度小，对天然气和烃液体具有较低溶解度，发泡和乳化倾向小，对设备无腐蚀性等性质，同时还应价格低廉，容易得到。天然气的脱水深度一般用露点降表示，露点降即为天然气脱水吸收塔操作温度（对于吸附法则为吸附塔操作温度）与脱水后干气露点温度之差，此值可用做评价脱水吸收溶剂（或脱水吸附剂）脱水效率的参数。

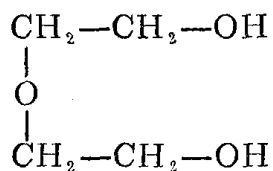
常用的脱水吸收剂有甘醇化合物和金属氯化物盐溶液（主要是氯化钙水溶液）两大类，各种吸收剂主要优缺点见表5-2。

表 5-2 不同脱水溶剂的比较

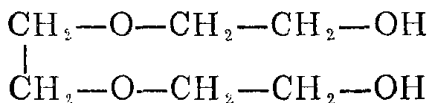
脱水溶剂	优点	缺点
氯化钙水溶液	便宜 补充量小	与油会形成乳化液；能产生电化学腐蚀； 露点降较低 与硫化氢会形成沉淀
氯化锂水溶液	对水有高的容量 腐蚀性较小 不易水解 露点降可达22~36℃	价格较贵 化学纯氯化锂产品中存在的杂质对设备有腐蚀性
甘醇胺溶液 (10~30%一乙醇胺， 60~85%二甘醇，5~ 10%水)	可同时脱除水、CO ₂ 和H ₂ S；甘醇能降低 醇胺溶液发泡倾向 在一个装置中同时实现脱水和脱硫	携带损失量较三甘醇大 需要较高的再生温度，这样会产生严重腐蚀 露点降小于三甘醇脱水装置，从实用性 看，此过程仅限于酸性天然气脱水
二甘醇水溶液	浓溶液不会固化 天然气中有硫、氧和CO ₂ 存在时，在一般 操作温度下溶液是稳定的 高的吸湿性	携带损失比三甘醇大 溶剂容易再生，但用一般方法再生的二甘 醇水溶液浓度不超过95% 露点降小于三甘醇溶液，当贫液浓度为 95~96%(重)时，露点降约为28℃ 投资高
三甘醇水溶液	浓溶液不会固化 天然气中有硫、氧、CO ₂ 存在时，在一般 操作温度下是稳定的 有高的吸湿性 容易再生，用一般再生方法可得到98.7% 浓度的三甘醇水溶液 蒸汽压低，携带损失量小，有高露点降， 三甘醇浓度为93~99%(重)时，露点降可 达33~42℃	投资高 当有轻质烃液体存在时会有一定程度的发 泡倾向，有时需要加入消泡剂

一、用甘醇做溶剂的天然气脱水装置

天然气和油田气吸收法脱水装置中，用得最广泛的吸收溶剂是甘醇类化合物，常用的甘醇类化合物有二甘醇和三甘醇，其性质见表4-14，分子结构如下：



二甘醇



三甘醇

自1936年第一套用二甘醇做吸收剂的天然气脱水装置建成投产后，至1957年9月，仅美国和加拿大就有甘醇脱水装置5000余套。早期投产的甘醇脱水装置多用二甘醇水溶液作吸收剂。由于三甘醇热稳定性较好，对于相同重量百分浓度的甘醇溶液，三甘醇可获得较大露点降。因此，当需要获得较大的露点降时，三甘醇是最常使用的脱水溶剂；但是，由于三甘醇溶液粘度较大，故吸收塔操作温度不宜低于10℃。在天然气矿场处理过程中，甘醇化合物，特别是乙二醇和二甘醇还可用作防冻剂。在低温分离装置中甘醇防冻剂被水稀释后，可用蒸馏法再生，因而仍需建立甘醇溶液的回收和再生系统，此系统和甘醇脱水装置溶液的回收再生系统基本类似，可参照后者进行设计计算，其不同点是，作为防冻剂时再生后的甘醇的溶液浓度可以较低，一般不超过90%。因此溶液可在较低温度下再生。为了保证脱水深度，天然气脱水装置要求再生后甘醇溶液有较高的浓度，甚至超过常压再生可能达到的甘醇贫液浓度，因此有时需采用在真空下进行溶液再生，或用惰性气体汽提提浓甘醇贫液。

甘醇溶液的浓度一般用甘醇的重量百分数表示，在工艺计算中需用甘醇溶液的分子分数浓度时，可按下式进行换算。

$$W_g = \frac{M_g \times m_g}{M_g m_g + 18m_H} \times 100 \quad (5-1)$$

式中：W_g——甘醇水溶液中甘醇的重量百分浓度，%；

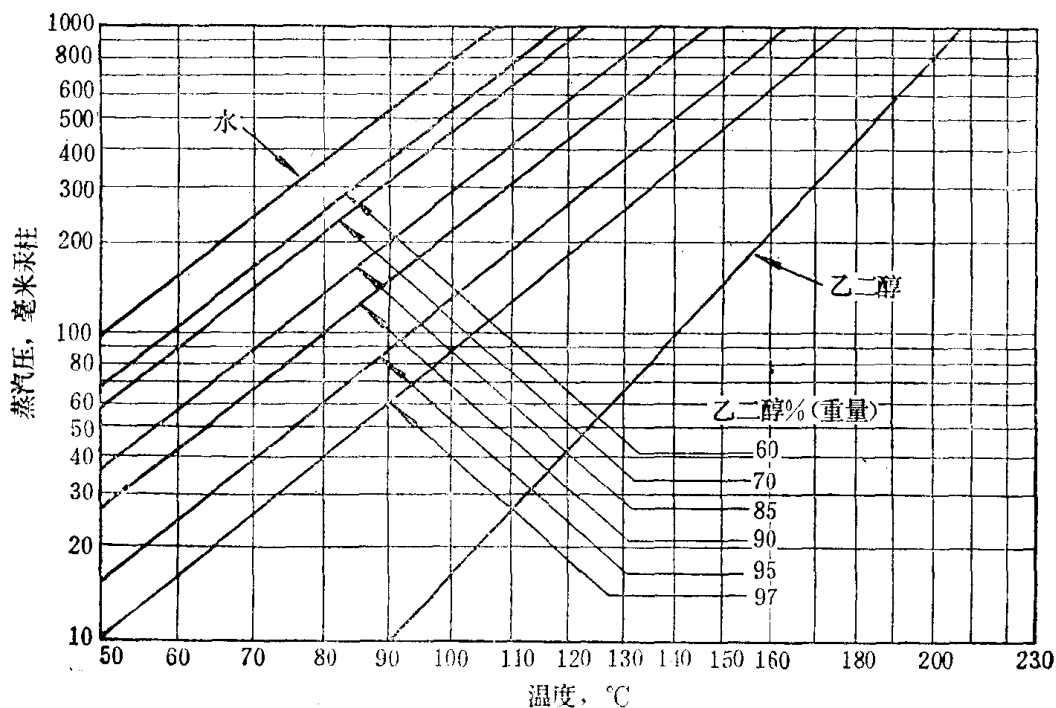


图 5-1 乙二醇水溶液的蒸汽压

M_g ——甘醇的分子量;

m_g ——甘醇的分子数;

m_H ——水的分子数。

下面介绍的是三甘醇脱水装置的工艺流程和主要工艺计算方法, 同时将乙二醇和二甘醇的有关性质和数据并列列出, 做为设计防冻剂再生系统时的参考。

(一) 甘醇类化合物的主要物理性质

1. 蒸汽压 (图5-1~5-3)

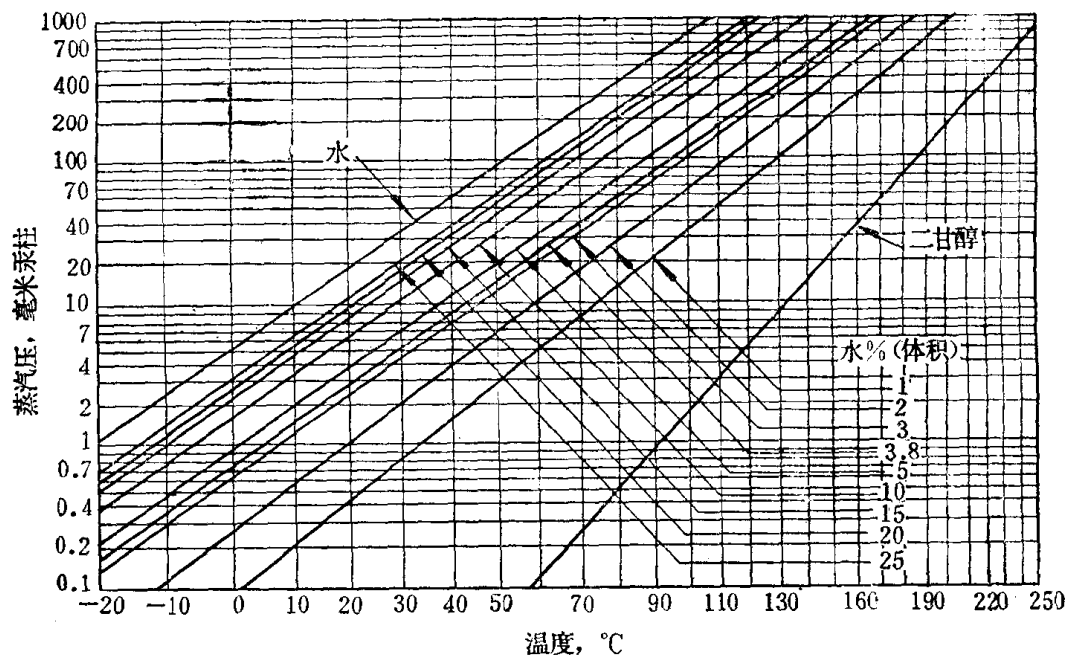


图 5-2 二甘醇水溶液蒸汽压

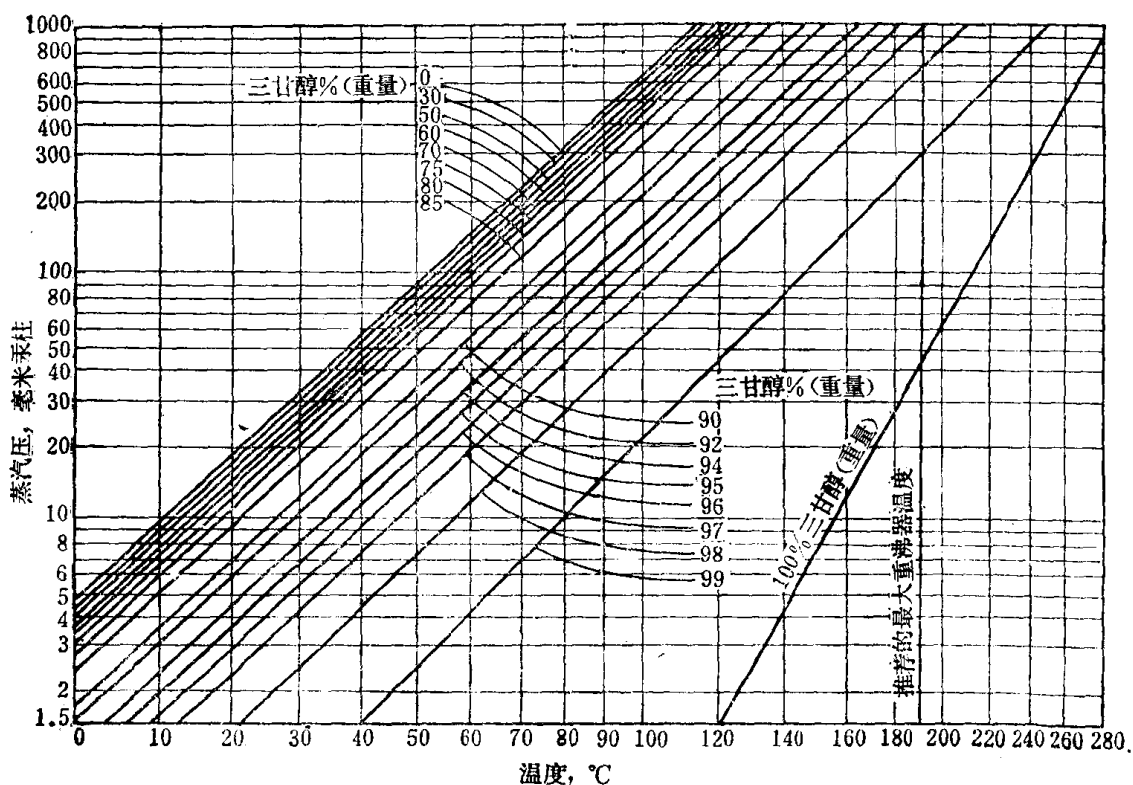


图 5-3 三甘醇水溶液的蒸汽压

2. 密度 (图5-4~5-6)

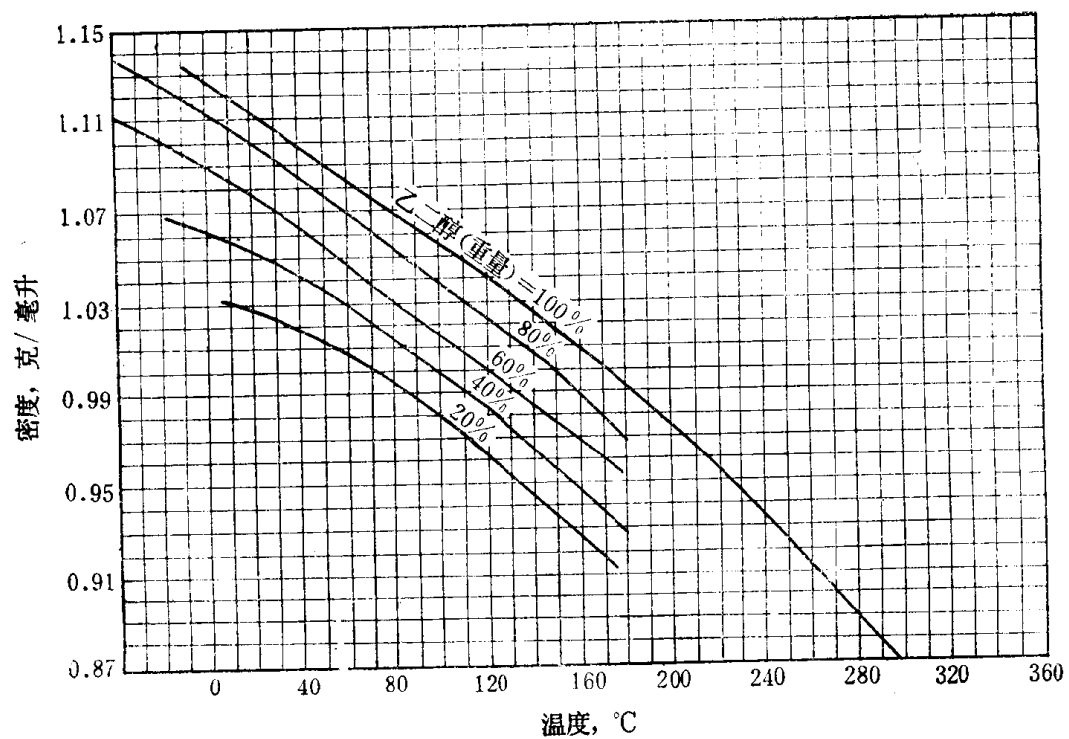


图 5-4 乙二醇水溶液的密度

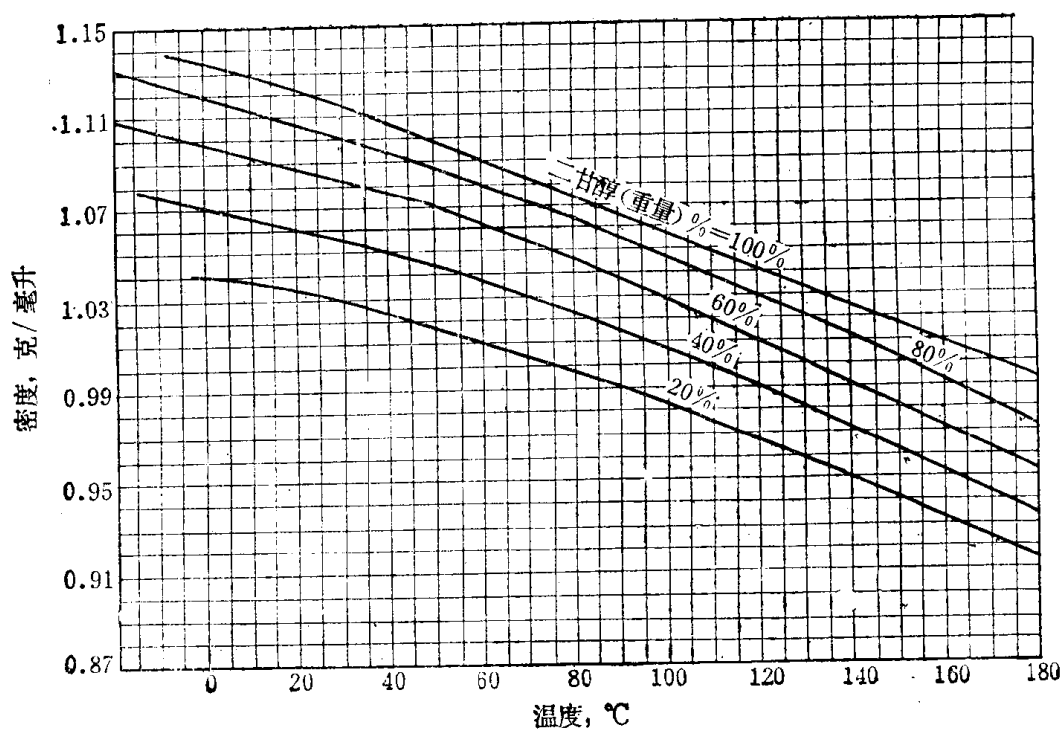


图 5-5 二甘醇水溶液的密度

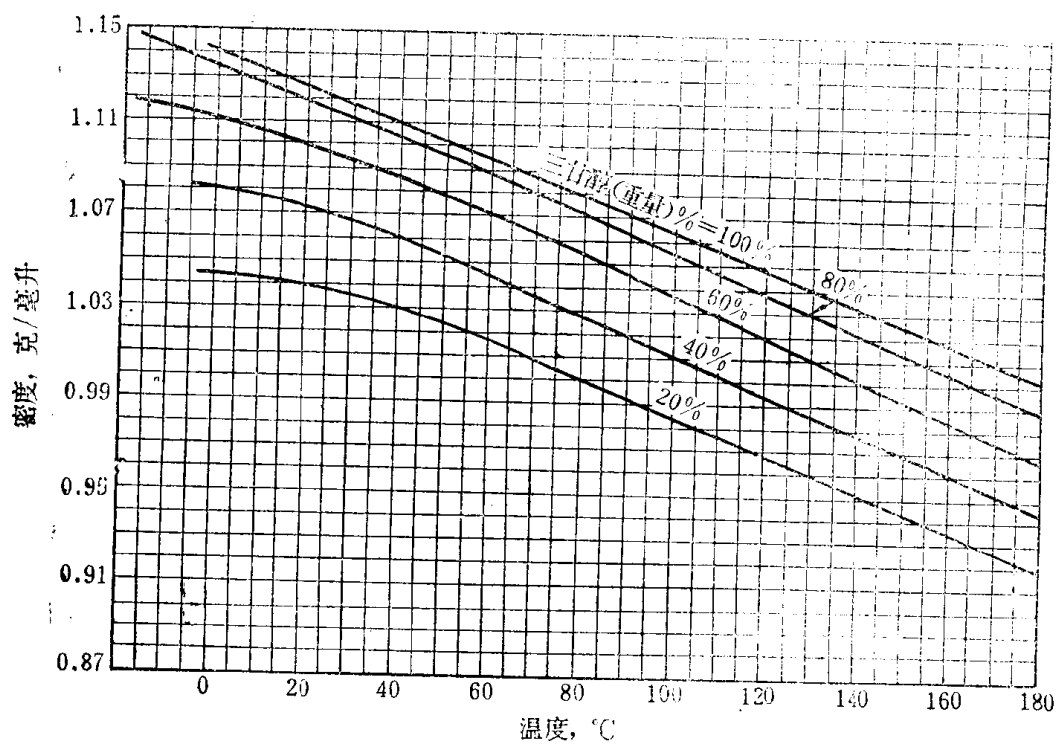


图 5-6 三甘醇水溶液的密度

3. 粘度

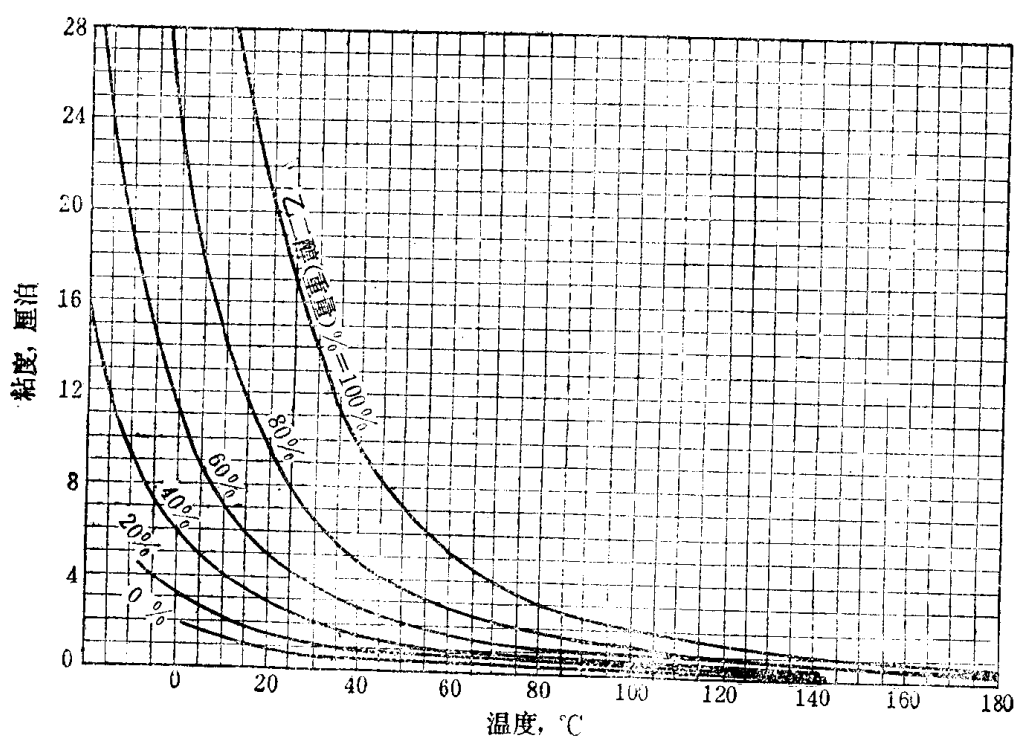


图 5-7 乙二醇水溶液的粘度