

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB 50349 – 2015

气田集输设计规范

Code for design of gas gathering and transportation
system in gas field

2015 – 12 – 03 发布

2016 – 08 – 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

气田集输设计规范

Code for design of gas gathering and transportation
system in gas field

GB 50349 - 2015

主编部门：中国石油天然气集团公司

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2 0 1 6 年 8 月 1 日

中国计划出版社

2015 北 京

中华人民共和国国家标准

气田集输设计规范

GB 50349-2015



中国计划出版社出版

网址: www.jhpress.com

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 3 层

邮政编码: 100038 电话: (010) 63906433 (发行部)

新华书店北京发行所发行

北京市科星印刷有限责任公司印刷

850mm×1168mm 1/32 5 印张 127 千字

2016 年 6 月第 1 版 2016 年 6 月第 1 次印刷



统一书号: 1580242·902

定价: 30.00 元

版权所有 侵权必究

侵权举报电话: (010) 63906404

如有印装质量问题, 请寄本社出版部调换

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 988 号

住房城乡建设部关于发布国家标准 《气田集输设计规范》的公告

现批准《气田集输设计规范》为国家标准,编号为 GB 50349—2015,自 2016 年 8 月 1 日起实施。其中,第 4.7.1、4.7.2、4.7.12、9.1.6、10.2.2 条为强制性条文,必须严格执行。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2015 年 12 月 3 日

前 言

根据住房和城乡建设部《关于印发〈2012 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2012〕5 号)的要求,规范编制组经广泛调查研究,认真总结多年的气田集输工程设计经验,吸收近年来全国各气田集输工程技术研究成果和生产管理经验,参考国内、国外相关标准,并在广泛征求意见的基础上,制订本规范。

本规范是由《油气集输设计规范》GB 50350—2005 拆分为《油田油气集输设计规范》和《气田集输设计规范》而制订的,本规范只针对气田集输的内容进行编制。

本规范共分 11 章和 11 个附录,主要内容包括:总则、术语、基本规定、集气工艺、处理工艺、气田水转输与处理、集输管道、防腐与绝热、仪表与自动控制、站场总图、公用工程及配套设施等。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文,必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由石油工程建设专业标准化委员会负责日常管理,由中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见和建议,请寄送中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司(地址:四川省成都市高新区升华路 6 号 CPE 大厦,邮政编码:610041)。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司

参 编 单 位:大庆油田工程有限公司

中油辽河工程有限公司

西安长庆科技工程有限责任公司

主要起草人:汤晓勇 边云燕 余 洋 马艳琳 肖秋涛

何蓉云	毛 敏	罗张东	李天雷	刘海禄
黄永忠	杨成贵	唐 林	雷 莹	薛文奇
杨成刚	陈雨晖	李延春	刘文伟	刘子兵
李桂杰	李 爽	高海明	吴知谦	
主要审查人:章申远	张效羽	杨莉娜	邹应勇	范永昭
李 静	陈雪松	葛劲风	石少敏	于 林
李延金	赵 莉	许治寿	王小林	

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(6)
4	集气工艺	(8)
4.1	一般规定	(8)
4.2	集气流程	(9)
4.3	气液分离	(9)
4.4	气井产量及天然气输量计量	(12)
4.5	水合物防止	(13)
4.6	天然气增压	(15)
4.7	安全截断与泄放	(16)
5	处理工艺	(19)
5.1	天然气净化	(19)
5.2	天然气凝液回收	(19)
5.3	天然气凝液储存	(20)
5.4	天然气凝液装卸	(22)
6	气田水转输与处理	(24)
6.1	气田水转输	(24)
6.2	气田水处理	(24)
6.3	气田水回注	(25)
7	集输管道	(27)
7.1	一般规定	(27)
7.2	天然气集输管道	(29)
7.3	天然气凝液和液化石油气输送管道	(31)

7.4	管道敷设及线路附属物	(34)
7.5	管道材料	(35)
7.6	管道组成件	(36)
8	防腐与绝热	(40)
8.1	内腐蚀控制	(40)
8.2	外腐蚀控制	(41)
8.3	绝热及伴热	(42)
9	仪表与自动控制	(44)
9.1	一般规定	(44)
9.2	仪表选型及检测控制点设置	(45)
9.3	计算机控制系统	(46)
10	站场总图	(47)
10.1	站址选择	(47)
10.2	站场防洪及排涝	(48)
10.3	站场总平面及竖向布置	(49)
10.4	站场管道综合布置	(50)
11	公用工程及配套设施	(53)
11.1	通信	(53)
11.2	供配电	(54)
11.3	给排水	(57)
11.4	消防	(58)
11.5	供热	(58)
11.6	暖通空调	(59)
11.7	建筑与结构	(61)
11.8	道路	(64)
附录 A	气体空间占有的空间面积分率 K_2 和高度分率 K_3 的关系	(66)
附录 B	液滴在气体中的阻力系数计算列线图	(67)
附录 C	埋地沥青绝缘天然气集输管道总传热系数 K	

选用表	(68)
附录 D 油气混输的压降计算公式	(69)
附录 E 埋地沥青绝缘液化石油气、天然气凝液管道 总传热系数 K 选用表	(75)
附录 F 埋地硬质聚氨酯泡沫塑料保温天然气凝液管道 总传热系数 K 选用表	(76)
附录 G 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小 水平间距	(77)
附录 H 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的 最小间距	(78)
附录 J 通信电缆管道和直埋电缆与地下管道或建(构) 筑物的最小间距	(79)
附录 K 通信架空线路与其他设备或建(构)筑物的 最小间距	(81)
附录 L 站场内建筑物的通风方式及换气次数	(84)
本规范用词说明	(86)
引用标准名录	(87)
附:条文说明	(93)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(6)
4	Gas gathering technology	(8)
4.1	General requirements	(8)
4.2	Gas gathering process	(9)
4.3	Gas and liquid separation	(9)
4.4	Gas well production and gas metering	(12)
4.5	Gas hydrate prevention	(13)
4.6	Gas boost	(15)
4.7	Safety shutdown and relief	(16)
5	Gas process technology	(19)
5.1	Gas conditioning	(19)
5.2	Gas condensate recovery	(19)
5.3	Gas condensate storage	(20)
5.4	Gas condensate loading and unloading	(22)
6	Produced water transfer and treatment	(24)
6.1	Produced water transfer	(24)
6.2	Produced water treatment	(24)
6.3	Produced water reinjection	(25)
7	Gathering and transportation pipelines	(27)
7.1	General requirements	(27)
7.2	Gas gathering and transportation pipelines	(29)
7.3	Natural gas condensate and liquefied petroleum gases (LPG) pipelines	(31)

7.4	Pipeline installation and pipeline accessories	(34)
7.5	Pipeline materials	(35)
7.6	Pipeline components	(36)
8	Corrosion control and insulation	(40)
8.1	Internal corrosion control	(40)
8.2	External corrosion control	(41)
8.3	Insulation and heat tracing	(42)
9	Instrumentation and automatic control	(44)
9.1	General requirements	(44)
9.2	Instrument selection and detection control point setting	(45)
9.3	Computer control system	(46)
10	Plot plan	(47)
10.1	Site selection	(47)
10.2	Flood immunity and drainage	(48)
10.3	General layout and grading plan	(49)
10.4	General arrangement of piping	(50)
11	Utilities and auxiliary facilities	(53)
11.1	Communication	(53)
11.2	Power supply and distribution	(54)
11.3	Water supply and drainage	(57)
11.4	Fire fighting	(58)
11.5	Heat supply	(58)
11.6	HVAC	(59)
11.7	Architecture and structure	(61)
11.8	Roads	(64)
Appendix A	The relationship sheet between area ratio K_2 and height ratio K_3 for the gas space to the whole space proportion	(66)
Appendix B	Calculation nomogram of drag coefficient for	

	liquid droplets in the gas	(67)
Appendix C	Overall heat transfer coefficient <i>K</i> selection table for the buried asphalt insulated gas gathering pipeline	(68)
Appendix D	Pressure drop calculation formula for multiphase pipeline	(69)
Appendix E	Overall heat transfer coefficient <i>K</i> selection table for the buried asphalt insulated NGL and LPG pipeline	(75)
Appendix F	Overall heat transfer coefficient <i>K</i> selection table for the buried rigid polyurethane foam insulated NGL pipeline	(76)
Appendix G	The minimum horizontal spacing between overhead piping and building and structure within station	(77)
Appendix H	The minimum parallel spacing between buried piping and cable, building or structure within station	(78)
Appendix J	The minimum distance between communication cable pipe and underground cables to buried pipelines and other buildings or structures	(79)
Appendix K	The minimum distance between overhead communication lines to other equipments and buildings or structures	(81)
Appendix L	The ventilation mode and air change rate of structure in station	(84)
	Explanation of wording in this code	(86)
	List of quoted standards	(87)
	Addition: Explanation of provisions	(93)

1 总 则

1.0.1 为在气田集输工程设计中贯彻执行国家现行的有关法规和方针政策,统一技术要求,保证设计质量,提高设计水平,以使工程达到技术先进、经济合理、安全可靠、节能环保,运行、管理及维护方便,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于陆上气田、滩海陆采气田和海上气田陆岸终端集输工程设计。

1.0.3 气田集输工程设计除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 气田集输 gas gathering and transportation

在气田内,将气井采出的井产物汇集、处理和输送的全过程。

2.0.2 滩海陆采气田 shallow water coastal gas field

距岸较近、有路堤与岸边相连,并采用陆地气田开发方式的滩海气田。

2.0.3 凝析气田 condensate gas field

井产物在地层中高温高压条件下呈单一气相状态,当压力下降到露点线以下时,会出现反凝析现象,这种类型的气田称为凝析气田。

2.0.4 低渗透气田 low-permeability gas field

依据储层物性划分,储层有效渗透率为 $0.1\text{mD} \sim 5\text{mD}$ 的气田。

2.0.5 井产物 well stream

从生产井产出的液态、气态、固态的烃和非烃混合物。

2.0.6 原料气 raw natural gas

从生产井采出未经处理的天然气。

2.0.7 含硫酸性天然气 sour gas

硫化氢分压大于或等于 0.0003MPa (绝)的含有水和硫化氢的天然气。

2.0.8 天然气水合物 gas hydrates

在一定的温度和压力下,天然气中的甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、二氧化碳等和水形成的冰雪状晶体,也称可燃冰。

2.0.9 气田水 produced water

气田中分离出来的地层水及相应天然气厂、站、库排出的生产

污水。

2.0.10 天然气凝液 natural gas liquid

从天然气中回收的且未经稳定处理的液态烃类混合物的总称。一般包括乙烷、液化石油气和稳定轻烃成分,也称为混合轻烃。

2.0.11 净化天然气 purified natural gas

经脱除硫化氢、二氧化碳、水分、液烃或其他有害杂质后符合产品标准的天然气。

2.0.12 液化石油气 liquefied petroleum gas(LPG)

在常温常压下为气态,经压缩或冷却后为液态的 C₃、C₄ 及其混和物。

2.0.13 稳定轻烃 natural gasoline

从天然气凝液中提取的,以戊烷及更重的烃类为主要成分的液态石油产品,其终沸点不高于 190℃,在规定的蒸气压下,允许含有少量丁烷,也称天然汽油。

2.0.14 站场 station

各种功能站的总称,包括其占有的场地、设施等。

2.0.15 井场 well site

气、油、水井生产设施的场所。

2.0.16 集气站 gas gathering station

对气田产天然气进行收集、调压、分离、计量等作业的站。

2.0.17 增压站 compressor station

用压缩机对天然气增压的站。

2.0.18 气田污水处理站 gas field sewage treatment station

对气田污水进行收集和净化(或综合利用)的站场。

2.0.19 气田水转输站 gas water transfer station

气田水输送系统中,把气田水集中在一起进行转运的站场。

2.0.20 采气管道 flow line

自井口装置节流阀至一级气液分离器的天然气输送管道。

2.0.21 集气管道 gathering line

气田内部自一级气液分离器至天然气处理厂/净化厂之间的天然气输送管道。

2.0.22 线路截断阀(室) pipeline block valve

在天然气输送管道沿线设置的用于将管道分段的阀门及其配套设施的总称。

2.0.23 设计压力 design pressure

在相应设计温度下,用以确定容器或管道计算壁厚及其元件尺寸的压力值。该压力为容器或管道的内部压力时,称设计内压力;为外部压力时,称设计外压力。

2.0.24 操作压力 operating pressure

在稳定操作条件下,一个系统内介质的压力。

2.0.25 最大操作压力 maximum operating pressure (MOP)

在正常操作条件下,管道系统中最大实际操作压力。

2.0.26 井下节流 downhole choke

将节流气嘴安装于井下油管内,实现井筒内节流降压的一种工艺措施。

2.0.27 常温分离 ambient temperature separation

天然气在水合物形成温度以上进行气液分离的过程。

2.0.28 低温分离 low temperature separation

天然气在水合物形成温度以下进行气液分离的过程。

2.0.29 湿气输送 wet gas transportation

没有经过脱水处理的含有游离水的天然气输送工艺。

2.0.30 干气输送 dry gas transportation

指经过脱水处理后,在整个输送过程中天然气温度始终保持在水露点之上状态的输送工艺。

2.0.31 气液混输 gas-liquid mixed flow

将天然气及所携带的油、水等液体在同一管道中输送的方式。

2.0.32 气液分输 single phase flow

天然气分离后产生的气体、液体分别采用不同管道进行输送的方式。

2.0.33 天然气处理 gas processing plant, natural gas treatment

对天然气进行脱硫、脱二氧化碳、产品分馏、硫磺回收、尾气处理、烃水露点控制、凝液回收、凝析油稳定的工艺过程。

2.0.34 天然气脱水 natural gas dehydration

采用吸附、吸收或制冷等方法,脱除天然气中的水蒸气,使其水露点符合规定的过程。

2.0.35 清管设施 pigging facility

为清除管内凝聚物和沉积物或进行在线检测的全套设备。其中包括清管器、清管器收发装置、清管指示器及清管器跟踪器等。

2.0.36 段塞流捕集器 slug catcher

用于捕集多相流管道流出的液塞,为来液量波动提供缓冲容积,并为下游处理设备提供稳定的气体和液体流量的气液分离设备。

2.0.37 橇装设备 skid-mounted equipment

在工厂将设备、管线、控制仪表及电气系统等集合在一个共同的底座上的装置。

2.0.38 紧急截断系统 emergency shutdown system

在不可恢复事故发生前能够迅速安全有效地关闭全厂(站)或独立单元的一种系统。

2.0.39 紧急放空系统 emergency blowdown system

在不可恢复事故发生前能够安全有效地将全厂(站)或独立单元的可燃气体迅速泄放的系统。

2.0.40 管道组成件 pipe assembly

弯头、弯管、三通、异径接头等管道连接件和法兰、阀门及其组合件、绝缘法兰、绝缘接头、清管器收发筒、汇管等管道专用部件的统称。

3 基本规定

3.0.1 气田集输工程设计应按照批准的气田开发方案和设计委托书或设计合同规定的内容、范围和要求进行。

3.0.2 气田集输工程设计应与气藏工程、钻井工程、采气工程紧密结合,根据气田开发分阶段的具体要求,统一论证,综合优化,总体规划,分期实施。

3.0.3 气田集输工程总体布局应根据气藏构造形态、生产井分布、天然气处理要求、产品流向及自然条件等情况,并应统筹考虑气田水处理、给排水及消防、供配电、通信、道路等工程,经技术经济对比确定。各种管道、电力线、通信线等宜与道路平行敷设,形成线路走廊带。

3.0.4 工艺流程应根据气藏工程和采气工程方案、油气物理性质及化学组成、产品方案、地面自然条件等因素,通过技术经济对比确定,并应符合下列规定:

- 1 应采用密闭工艺流程;
- 2 应充分收集与利用气井产出物,生产符合产品标准的天然气、液化石油气、稳定轻烃等产品;
- 3 应合理利用气井流体的压力能,优化设计集输半径;
- 4 应合理利用热能,做好设备和管道保温;
- 5 应优化工艺流程,选用高效节能设备;
- 6 应分析预测腐蚀状况,优化选择系统材料及配套的防腐方案;
- 7 应采取合理措施,防止形成天然气水合物。

3.0.5 气田集输工程分期建设的规模应根据开发方案提供的 20 年以上的开发指标预测资料确定。

- 3.0.6** 实施滚动勘探开发的气田,工程分期和设备配置应对近期和远期相互衔接,应简化工艺流程,宜采用橇装设备。
- 3.0.7** 沙漠、戈壁地区气田集输工程设计应适合沙漠、戈壁地区恶劣的环境条件。站场、线路应采取有效的防沙措施。应充分利用沙漠地区的太阳能、风力等天然资源,并进行综合规划、有效利用。
- 3.0.8** 滩海陆采气田的开发建设应充分依托陆上气田现有设施,应简化滩海陆采平台的生产及配套设施。
- 3.0.9** 天然气中硫化氢含量大于或等于 5%(体积分数)的气田集输工程设计还应符合现行行业标准《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612 的有关规定。
- 3.0.10** 凝析气田集输工程设计还应符合现行行业标准《凝析气田地面工程设计规范》SY/T 0605 的有关规定。
- 3.0.11** 商品天然气应符合现行国家标准《天然气》GB 17820 中的分类及其技术指标要求。
- 3.0.12** 天然气流量应按标准参比条件(温度 293.15K,压力 101.325kPa)下的体积计量。
- 3.0.13** 气田集输工程设计应符合安全、职业健康、环境保护与节能的要求。

4 集气工艺

4.1 一般规定

4.1.1 气田集输总工艺流程应根据天然气气质、气井产量、压力、温度和气田构造形态、驱动类型、井网布置、开采年限、逐年产量、产品方案及自然条件等因素,以提高气田开发的整体经济效益为目标,综合分析确定。

4.1.2 气田站场布局应符合下列规定:

1 在气田开发井网布置的基础上,结合地形及气田生产可依托条件统一规划布置各类站场,站场位置应符合集输工程总流程和产品流向的要求,并应方便生产管理;

2 当气区内天然气含硫量差别较大,需要采取不同净化工艺时,可建分散的净化站,宜与井场或集气站合建。

4.1.3 集输系统的建设规模应根据气田开发方案和设计委托书或设计合同规定的年最大集气量确定。每口气井年生产天数应按330d计算。采气管道的设计能力应根据气井的最大日产量确定。集气管道的设计能力应按其所辖采气管道日采气量的总和乘以1.2的系数确定。

4.1.4 集气管网的压力应根据气田压力、压力递减速度、天然气处理工艺和商品气外输首站压力的要求综合平衡确定。

4.1.5 集气管网布置形式应根据集气工艺、气田构造形态、井位部署、厂站位置、产品流向及地形条件确定,可采用枝状管网、辐射-枝状组合管网或辐射-环形组合的管网形式。同一气区或同一气田内,宜设一套管网。当天然气气质和压力差别较大,设一套管网不经济时,可分设管网。

4.1.6 当气井井口压力降低,天然气不能进入原有集气管网时,

气田低压气的集输可采取下列方式：

- 1 改造原有系统,降低集输过程压力损失;
- 2 新建低压气集输系统;
- 3 将低压气增压后进入气田集气管网外输。

4.1.7 在增压开采阶段,对于井口压力、衰减幅度、衰减时间基本相同时,宜采用集中增压方式。对于井口压力、衰减幅度、衰减时间相差较大时,宜采用分散增压方式。

4.2 集 气 流 程

4.2.1 气田集气宜采用多井集气、湿气输送、集中处理的工艺流程。

4.2.2 凝析气集输宜采用气液混输工艺流程。

4.2.3 低渗透气田宜采用井下节流、井间串接、湿气增压的集输工艺流程。

4.2.4 含硫化氢气田或含二氧化碳气田宜采用湿气加注缓蚀剂的集输流程,对硫化氢或二氧化碳腐蚀严重的酸性气田,集气管道也可采用干气输送方式或采用耐蚀合金管材的湿气输送方式。

4.2.5 对于井产物含液量大、管道沿线高差大的采集气系统,宜采用气液分输方式。

4.3 气 液 分 离

4.3.1 天然气的分离器宜设在集气站内。气井产液量大、距集气站较远时,分离器宜设置在井场。

4.3.2 天然气凝液分离工艺应根据天然气凝液含量、天然气压力和产品方案等因素综合分析确定,可采用常温分离、常温多级分离或低温分离工艺。

4.3.3 气液分离宜采用重力分离器。重力分离器形式应符合下列规定：

- 1 液量较少,要求液体在分离器内的停留时间较短时,宜选

用立式重力分离器；

2 液量较多,要求液体在分离器内的停留时间较长时,宜选用卧式重力分离器；

3 气、油、水同时存在,并需分别进行分离时,宜选用三相卧式分离器。

4.3.4 站内计量分离器和生产分离器的数量应符合下列规定：

1 连续计量的气井,每井应设 1 台计量分离器且兼作生产分离器之用；

2 周期性计量的气井,计量分离器的数量应根据周期计量的气井数、气井产量、计量周期和每次计量的持续时间确定。生产分离器的数量应根据气井产量及分离器通过的能力确定。

4.3.5 重力分离器的设计应符合现行行业标准《油气分离器规范》SY/T 0515 的有关规定。

4.3.6 立式重力分离器的直径可按下式计算：

$$D = 0.350 \times 10^{-3} \sqrt{\frac{q_v T Z}{P W_o K_1}} \quad (4.3.6)$$

式中： D ——分离器内径(m)；

q_v ——标准参比条件下气体流量(m³/h)；

T ——操作温度(K)；

Z ——气体压缩因子；

P ——操作压力(绝)(MPa)；

W_o ——液滴沉降速度(m/s),按本规范公式(4.3.8-1)计算；

K_1 ——立式分离器修正系数,宜取 $K_1=0.8$ 。

4.3.7 卧式重力分离器的直径可按下式计算：

$$D = 0.350 \times 10^{-3} \sqrt{\frac{K_3 q_v T Z}{K_2 K_4 P W_o}} \quad (4.3.7)$$

式中： K_2 ——气体空间占有的空间面积分率,按本规范附录 A 取值；

K_3 ——气体空间占有的高度分率,按本规范附录 A 取值；

K_4 ——长径比。当操作压力 P (绝压) $\leq 1.8\text{MPa}$ 时, K_4 取 3.0; $1.8\text{MPa} < P \leq 3.5\text{MPa}$ 时, K_4 取 4.0; $P > 3.5\text{MPa}$ 时, K_4 取 5.0。

4.3.8 液滴在分离器中的沉降速度可按下列公式计算:

$$W_o = \sqrt{\frac{4gd_L(\rho_L - \rho_G)}{3\rho_G f}} \quad (4.3.8-1)$$

$$f \cdot (Re^2) = \frac{4gd_L^3(\rho_L - \rho_G)\rho_G}{3\mu_G^2} \quad (4.3.8-2)$$

式中: W_o ——液滴在分离器中的沉降速度(m/s);

g ——重力加速度, $g = 9.81\text{m/s}^2$;

d_L ——液滴直径, 取 $60 \times 10^{-6}\text{m} \sim 100 \times 10^{-6}\text{m}$;

ρ_L ——液体的密度(kg/m^3);

ρ_G ——气体在操作条件下的密度(kg/m^3);

f ——阻力系数, 按本规范公式(4.3.8-2)计算 $f \cdot (Re^2)$, 再查本规范附录 B 得出 f 值;

μ_G ——气体在操作条件下的黏度($\text{Pa} \cdot \text{s}$)。

4.3.9 分离器内通过丝网捕雾器的设计速度宜取丝网最大允许速度的 75%。气体通过丝网最大允许速度可按下式计算:

$$v_{\max} = K_{SB} \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G}} \quad (4.3.9)$$

式中: v_{\max} ——气体通过丝网最大允许速度(m/s);

K_{SB} ——桑得斯-布朗(Souders-Brown)系数, K_{SB} 可按现行行业标准《丝网除沫器》HG/T 21618 选取。

4.3.10 湿气输送的集气系统应分析各种操作工况下段塞流的影响, 并应采取措施控制或捕集段塞流。管道终端设有段塞流捕集器时, 段塞流捕集器形式应根据工艺流程、储液体积和场地面积等因素综合分析确定, 可采用容积式、多管式和环管存储式三种形式。在压力高、液塞体积大的场合宜采用多管式段塞流捕集器。

4.4 气井产量及天然气输量计量

4.4.1 井产物经分离器分离后的天然气、水及天然气凝液应分别计量。

4.4.2 气井产出的水和天然气凝液的计量准确度应根据生产需求确定,允许偏差应为 $\pm 10\%$ 。

4.4.3 属于下列情况之一的气井,宜采用连续计量:

- 1 产气量在气田总产量中起重要作用的气井;
- 2 对气田的某一气藏有代表性的气井;
- 3 气藏边水、底水活跃的气井;
- 4 产量不稳定的气井。

4.4.4 采用周期性轮换计量的气井,其计量周期应根据井场井口数量和计量的路数决定,宜为 5d~10d,每次计量的持续时间不应少于 24h。轮换计量器具的配置应能覆盖每路气井的流量范围。

4.4.5 站内的生产用气和生活用气应分别计量。

4.4.6 天然气输量计量可划分为一、二、三级,并应符合下列规定:

- 1 一级计量应用于气田外输气的贸易交接计量;
- 2 二级计量应用于气田内部集气过程的生产计量;
- 3 三级计量应用于气田内部生产和生活计量。

4.4.7 天然气输量计量系统准确度的要求应根据计量等级确定:一级计量系统准确度根据天然气的输量范围不应低于表 4.4.7 的规定,二级计量系统的允许偏差应为 $\pm 5.0\%$,三级计量系统的允许偏差应为 $\pm 7.0\%$ 。

表 4.4.7 一级计量系统的准确度等级

标准参比条件下的体积输量 $q_{nv}(\text{m}^3/\text{h})$	$q_{nv} \leq 1000$	$1000 < q_{nv} \leq 10000$	$10000 < q_{nv} \leq 100000$	$q_{nv} > 100000$
准确度等级	C 级(3%)	B 级(2%)	B(2%)或 A(1%)	A 级(1%)

4.4.8 天然气一级计量系统的流量计及配套仪表应按现行国家

标准《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603 的规定配置,配套仪表的准确度应按表 4.4.8 确定。天然气二级计量系统配套仪表的准确度可按表 4.4.8 中 B 级确定,天然气三级计量系统配套仪表的准确度可按表 4.4.8 中 C 级确定。

表 4.4.8 计量系统配套仪表准确度

测 量 参 数	计量系统最大允许误差		
	A 级	B 级	C 级
温度	0.5℃(注)	0.5℃	1.0℃
压力	0.2%	0.5%	1.0%
密度	0.35%	0.7%	1.0%
压缩因子	0.3%	0.3%	0.5%
在线发热量	0.5%	1.0%	1.0%
离线或赋值发热量	0.6%	1.25%	2.0%
工作条件下体积流量	0.7%	1.2%	1.5%
计量结果	1.0%	2.0%	3.0%

注:当使用超声流量计并计划开展使用中检验时,温度测量不确定度应优于 0.3℃。

4.4.9 天然气计量系统采用标准孔板节流装置时,其设计应符合现行国家标准《用安装在圆形截面管道中的差压装置测量满管流体流量 第 2 部分:孔板》GB/T 2624.2 的有关规定。对于气的计量,尚应按现行国家标准《用标准孔板流量计测量天然气流量》GB/T 21446 的规定进行。

4.4.10 采用气体超声流量计测量天然气流量时,其设计应符合现行国家标准《用气体超声流量计测量天然气流量》GB/T 18604 的规定。

4.4.11 含液量较小的气井,在满足开发生产动态分析要求的前提下,可采用不分离计量方式,宜选用孔板流量计用于计量。

4.5 水合物防止

4.5.1 天然气集输温度应高于水合物形成温度 3℃ 以上。天然

气水合物的防止,可采用天然气加热、保温、向天然气中加入抑制剂或脱水等措施。

4.5.2 采用燃气加热法防止天然气水合物时,应符合下列规定:

1 宜采用真空加热炉或常压水套炉,可不设备用加热炉;

2 水套加热炉热水温度宜低于当地水沸点 $5^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$,补给水悬浮物的含量不应超过 20mg/L ;真空加热炉补给水硬度不应超过 0.6mmol/L ;

3 燃气加热炉燃料气中硫化氢含量不应高于现行国家标准《天然气》GB 17820 三类气质要求。

4.5.3 当天然气的加热负荷小于 100kW 或无燃料气时,宜采用电加热器或者电加热炉加热天然气。

4.5.4 采用抑制剂防止天然气水合物时,可采用乙二醇、甲醇。储存量应按使用量、供货周期及运输情况确定。

4.5.5 采用乙二醇时宜进行回收再循环使用。再生循环系统应符合下列规定:

1 乙二醇富液再生宜采用常压工艺,乙二醇的再生温度范围应为 $110^{\circ}\text{C}\sim 120^{\circ}\text{C}$;

2 乙二醇富液再生采取间歇操作时,应设 2 个缓冲罐,每个罐的有效容量不应少于间歇时间内富液的进料量;

3 乙二醇富液再生装置应设有 pH 值调节剂的添加设施;循环乙二醇的 pH 值应保持在 $7.3\sim 8.5$ 的范围,pH 值调节剂宜采用一乙醇胺;

4 乙二醇循环系统应设低位罐回收设备排出的乙二醇。

4.5.6 采用甲醇时,含甲醇污水的处置应满足环保及职业卫生要求,必要时应进行回收循环使用。甲醇富液再生宜采用蒸汽汽提、塔顶气灼烧的工艺。

4.5.7 对于低渗透气田,水合物的防止宜采用井下节流措施或低压运行方式。

4.6 天然气增压

4.6.1 天然气增压的压缩机应能适应气体组成、进气压力、进气温度和进气量的波动范围。在满足工艺条件下,压缩机选型应符合下列要求:

1 下述情况宜选用往复式压缩机:

- 1) 气流不稳定或气量较小的天然气增压;
- 2) 高压注气和高压气举;
- 3) 要求压比较大的天然气增压。

2 当气源比较稳定,且气量较大时,宜选用离心式压缩机。

3 当气量较小、进气压力比较平稳时,可选用螺杆式压缩机。

当气质较贫时,可选用喷油螺杆式压缩机。

4.6.2 压缩机的驱动机可采用电动机或燃气机。电力系统可靠时,宜采用电动机驱动;在无电或电力不足的地方,往复式压缩机宜采用燃气发动机驱动,离心式压缩机宜采用分轴燃气轮机驱动,余热宜利用。

4.6.3 压缩机组宜选用撬装形式。

4.6.4 多台机组并联时,备用机组的设置应结合峰值运行时间、设备检修周期及投资的经济性,综合分析确定。

4.6.5 进出压缩机的天然气应满足压缩机本身及下游系统对气质条件的要求,应清除机械杂质和凝液。压缩机入口分离器应设液位高限报警及超高限停机装置。对有油润滑的压缩机,当下游设施对工艺气中润滑油含量有限制时,应在出口设置润滑油分离设施。

4.6.6 压缩机宜露天布置或半露天布置。在寒冷、多风沙区域或厂区噪声受限制时,压缩机可布置在封闭式厂房内。当采用室内布置时,厂房应根据压缩机机型、外形尺寸、设备检修方式等进行布置,且应满足操作及检修要求。

4.6.7 厂房的高度应根据压缩机机组本身的高度和起重设备的

高度确定,并应保证起吊物最低点距固定部件留有 0.5m 的间距。

4.6.8 室内布置的活动式整装机组不宜设固定的起吊设备,应留有机组进出通道。

4.6.9 室内和半露天安装的固定式压缩机,起重设备配备应符合下列规定:

1 当最大检修部件起重量大于或等于 10t 时,宜配置电动防爆桥式或梁式起重设备;

2 当最大检修部件起重量小于 10t,而大于或等于 3t 时,宜设手动梁式起重设备;

3 当最大检修部件起重量小于 3t 时,可设移动式起重设备。

4.6.10 压缩机工艺气系统设计应符合下列规定:

1 压缩机进口应设压力高、低限报警及越限停机装置;

2 压缩机各级出口管道应安装全启封闭式安全阀;

3 压缩机进出口之间应设循环回路;

4 离心式压缩机应配套设置防喘振控制系统;

5 应采取防振、防脉动及温差补偿措施。

4.6.11 压缩后的天然气需要冷却时,宜采用空冷。

4.7 安全截断与泄放

4.7.1 气井井口应设置井口高低压紧急截断阀。

4.7.2 进、出站场的天然气管道上应设置截断阀,并应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的规定。

4.7.3 集输站场宜在进站截断阀之前和出站截断阀之后设置线路管道泄压放空设施。

4.7.4 集输站场应设置放空立管,需要时还可设放散管,放空的气体应安全排入大气。含硫酸性天然气放空宜引入火炬系统燃烧后排放。

4.7.5 单台容器可在危险空间(容器和管道上)设置 1 个或 1 组泄放装置。在计算泄放装置的泄放量时,应包括容器间的连接管

道。下列情况可视为单台容器：

1 与压力源相连接、本身不产生压力的容器，且该容器的设计压力达到压力源的压力；

2 多台压力容器的设计压力相同，且中间无阀门隔断时。

4.7.6 火灾情况下对容器进行超压保护的安全阀，其泄放量可按现行国家标准《压力容器》GB 150.1～GB 150.4 的有关规定进行计算。

4.7.7 集输站场放空系统处理能力应通过对紧急放空、安全泄放及检修放空综合分析确定。

4.7.8 对于站场工艺系统在火灾情况下的紧急放空，降压速率宜按照 15 分钟内将系统压力降至 0.69MPa 或设计压力的 50%（二者取较小值）确定。

4.7.9 存在超压的管道、设备或容器，应设置安全泄放装置或压力控制设施。

4.7.10 除无法安装安全泄放装置且控制仪表或联锁装置的可靠性不低于安全泄放装置的情形外，自动控制仪表或联锁装置不应代替安全泄放装置作为系统的超压保护措施。

4.7.11 安全泄放装置应靠近压力源，应能够防止系统或其中的任一部分发生超压事故。

4.7.12 安全阀的定压应小于或等于受压管道、设备和容器的设计压力，定压值(P_0)应根据最大操作压力(P)确定，并应符合下列规定：

1 当 $P \leq 1.8\text{MPa}$ 时，安全阀定压(P_0)应按下列式计算：

$$P_0 = P + 0.18\text{MPa} \quad (4.7.12-1)$$

2 当 $1.8\text{MPa} < P \leq 7.5\text{MPa}$ 时，安全阀定压(P_0)应按下列式计算：

$$P_0 = 1.1P \quad (4.7.12-2)$$

3 当 $P > 7.5\text{MPa}$ 时，安全阀定压(P_0)应按下列式计算：

$$P_0 = (1.05 \sim 1.1)P \quad (4.7.12-3)$$

4.7.13 安全阀进、出口管道直径应按下列要求计算：

1 安全阀与压力管道之间的连接管和管件的通孔，其截面积不应小于安全阀的进口截面积；安全阀入口管道的压降应小于安全阀定压的 3%；

2 单个安全阀阀后的泄放管直径，应按背压不大于该阀定压的 10% 确定，但不应小于安全阀的出口直径；

3 连接多个安全阀的泄放管直径，应按可能同时动作的安全阀同时泄放时产生的背压不大于其中任何一个安全阀定压的 10% 确定。

4.7.14 集输站场湿天然气宜选用全启式封闭弹簧安全阀。

4.7.15 站内需要检修一组(套)设备时，应设与其他组(套)设备隔开的截断阀和检修放空阀。

4.7.16 放空阀后管道内气体流速不应大于按下列公式计算的气体声速：

$$v_c = 91.20(KT/M)^{0.5} \quad (4.7.16-1)$$

$$K = C_p/C_v \quad (4.7.16-2)$$

式中： v_c ——气体的声速或临界流速(m/s)；

K ——气体的绝热指数；

C_p 、 C_v ——定压热容、定容热容[J/(g·K)]；

T ——气体温度(K)；

M ——气体分子量。

4.7.17 集输站场放空系统的设计应符合国家现行标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 和《卸压和减压系统指南》SY/T 10043 的有关规定。

4.7.18 泄放装置出口管道应分析介质放空降压产生骤冷对材料低温脆裂的影响。

5 处 理 工 艺

5.1 天 然 气 净 化

5.1.1 天然气脱水工艺应根据气田开发方案、集输压力、气质组成、气源状况、地区条件、脱水深度经技术经济比较后确定。

5.1.2 商品天然气的水露点、烃露点应符合现行国家标准《天然气》GB 17820 的有关规定。

5.1.3 天然气脱水装置的设计应符合现行行业标准《天然气脱水设计规范》SY/T 0076 的有关规定。

5.1.4 天然气脱水装置脱出的污水应收集后集中处理,并应符合本规范第 6.2 节的规定。

5.1.5 天然气中硫化氢、二氧化碳及总硫的含量不符合现行国家标准《天然气》GB 17820 的要求时,应按现行行业标准《天然气净化厂设计规范》SY/T 0011 的规定进行处理。

5.2 天 然 气 凝 液 回 收

5.2.1 当天然气组成中丙烷及更重的烃类组分较多时,宜进行天然气凝液的回收。

5.2.2 天然气凝液回收的工艺方法应根据天然气的气量、组成、压力、产品规格及收率等因素,经技术经济比较后确定。

5.2.3 天然气凝液回收装置宜集中设置。天然气凝液回收装置的设计能力应与所辖油气田或区块的产气量相适应,允许波动范围应取 60%~120%,装置年累计设计开工时数应按 8000h 计算。

5.2.4 采用低温分离的天然气凝液回收装置,天然气水露点应至少比最低制冷温度低 5℃。

5.2.5 天然气凝液回收装置的收率应通过技术经济分析确定。

以回收乙烷及更重烃类为主的装置,乙烷收率宜为 50%~85%。
以回收丙烷及更重烃类为主的装置,丙烷收率宜为 70%~90%。

5.2.6 装置的原料气组成应具有足够的代表性和适当的波动范围,并应根据天然气冬、夏季组成变化的差异,结合天然气开发过程中的原料气组成变化趋势,确定合适的上限和下限。

5.2.7 天然气凝液回收装置的进料总管应设有紧急截断阀。紧急截断阀前应设置越装置旁路或放空阀和安全阀。

5.2.8 经凝液回收后的净化天然气应符合现行国家标准《天然气》GB 17820 的规定,进入输气管道的天然气尚应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定。

5.2.9 天然气凝液及其产品应符合下列规定:

1 液化石油气应符合现行国家标准《液化石油气》GB 11174 的有关规定;

2 稳定轻烃应符合现行国家标准《稳定轻烃》GB 9053 的有关规定;

3 天然气凝液及其他产品的技术要求应符合设计委托书或设计合同的要求。

5.2.10 天然气凝液回收装置的设计应符合现行行业标准《天然气凝液回收设计规范》SY/T 0077 的有关规定。

5.2.11 天然气凝液回收装置产生的污水应收集后集中处理,并应符合本规范第 6.2 节中的规定。

5.3 天然气凝液储存

5.3.1 天然气凝液及其产品应密闭储存。天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃的储罐应选用钢制压力球型罐或卧式罐;2 号稳定轻烃常压储存时,应选用钢制浮顶罐或金属制浮舱式内浮顶罐。当采用氮封时,可采用固定顶钢罐。

5.3.2 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃的生产作业罐和储罐的容积应根据运输方式和距离,按设计产品产量计算,储存天数宜

符合下列要求：

- 1 生产作业罐宜为 1d；
- 2 管道输送的外销产品储罐宜为 3d；
- 3 公路运输的外销产品储罐(包括瓶装液化石油气)，运输距离小于或等于 100km 时宜为 3d~5d，运输距离大于 100km 时宜为 5d~7d。

5.3.3 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃储罐的装量系数应符合下列规定：

- 1 球型罐或卧式罐宜取 0.9；
- 2 当内浮顶罐容积等于或大于 1000m³时，宜取 0.9；
- 3 当内浮顶罐容积小于 1000m³时，宜取 0.85。

5.3.4 天然气凝液及其产品的储罐不宜少于 2 个。

5.3.5 天然气凝液及其产品的储罐设计压力应符合下列规定：

1 液化石油气储罐规定温度下的工作压力应按现行行业标准《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004 的相关规定确定；

2 对于天然气凝液和稳定轻烃储罐，应按不低于 50℃ 的饱和蒸汽压确定。对于天然气凝液储罐，可按保冷后达到的最高工作温度下的实际饱和蒸汽压确定。当无实际组分数据时，可采用计算组成数据计算饱和蒸汽压。分析组分波动的影响，应采用出现的最轻计算组分计算饱和蒸汽压。

5.3.6 天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃进入储罐的温度不宜超过 40℃，2 号稳定轻烃进入储罐的温度不宜超过 38℃。

5.3.7 天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃储罐应设液位、温度和压力检测，以及高液位报警装置。单罐容积大于或等于 50m³ 的储罐，其液相出口管道上宜设置远程操纵的自动关断阀，液相进口管道应设止回阀。

5.3.8 天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃储罐应设安全阀。单罐容积大于或等于 100m³ 的储罐应设置 2 个或 2 个以上安全阀，每个安全阀的泄放量应按全量放空计算。

5.3.9 天然气凝液、液化石油气储罐进出口阀门和管件压力等级应大于或等于 2.5MPa,阀门应选用液化气专用钢阀门。稳定轻烃储罐进出口阀门和管件压力等级应大于或等于 1.6 MPa,阀门应选用钢阀门。

5.3.10 2 号稳定轻烃储罐附件和仪表的设置应符合现行行业标准《石油化工储运系统罐区设计规范》SH/T 3007 的有关规定。

5.3.11 天然气凝液及液化石油气储罐宜采用有防冻措施的二次脱水系统,污水应收集后集中处理。

5.3.12 全压力式储罐应采取防止液化烃泄漏的注水措施。

5.3.13 凡在生产中有可能形成封闭液体的管段应设置安全阀。

5.3.14 天然气凝液管道在装有安全阀、放空阀的地方应采取防振措施。

5.3.15 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃罐区的安全防火要求应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

5.4 天然气凝液装卸

5.4.1 天然气凝液及其产品的装卸鹤管应符合下列规定:

1 应选用液体装卸臂,装卸臂的设计应符合现行行业标准《液体装卸臂工程技术要求》HG/T 21608 的规定;

2 汽车槽车装卸鹤管可选用配立柱的汽车槽车底部装卸臂,装卸臂与装车管道连接接口中心高度距汽车装卸区地面不应小于 0.45m;

3 天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃应采用密闭装车,密闭装车鹤管的气相管道应与储罐的气相管道连接。

5.4.2 天然气凝液及其产品汽车装卸鹤管数量可按下列公式计算:

$$N = \frac{mK}{Tt\rho F} \quad (5.4.2-1)$$

$$F = \frac{\pi}{4} D^2 v \times 3600 \quad (5.4.2-2)$$

式中： N ——装卸所需鹤管台数(台)；

m ——装卸物料量(t/a)；

K ——运输不均匀系数，按统计资料采用，当无统计资料时，
宜取 $K=1.4$ ；

T ——工作天数，宜取 330 d/a；

t ——汽车槽车作业时间，宜取 8 h/d~12h/d；

ρ ——装卸车时液体介质的密度(t/m³)；

F ——每台装卸鹤管灌装能力(m³/h)；

D ——装卸鹤管内径(m)；

v ——装车流速(m/s)，不应大于 4.5m/s。

5.4.3 天然气凝液及其产品装车台的鹤位处宜设定量装车系统，也可设超装报警或联锁关断。

5.4.4 天然气凝液及其产品的汽车装卸鹤管宜配置拉断阀，拉断阀应在装卸鹤管进行作业超出规定的范围时，自动紧急断开，且不应损坏鹤管、槽车及其他装卸设施。

5.4.5 天然气凝液及其产品的装车泵出口汇管应设有至储罐的回流管线。

5.4.6 天然气凝液及其产品铁路装车设施的设计应符合现行行业标准《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》SH/T 3107 的有关规定。

5.4.7 天然气凝液及其产品装卸设施设计尚应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 中的有关规定。

6 气田水转输与处理

6.1 气田水转输

6.1.1 气田水输送方式应根据气田水量、水质、区域地质条件、气候条件综合分析后确定,宜采取管道输送或罐车拉运方式。

6.1.2 气田水输送管道、气田水转输站、气田水罐车输送路线宜避开人口稠密区。

6.1.3 气田水输送管道线路走向应符合气田(区块)总体规划的要求,与气、电、水、路协调确定。

6.1.4 气田水输送管道宜采用埋地敷设。金属管道穿越三级及以上公路、非金属管道穿越公路时,应设保护套管。

6.1.5 长距离气田水输送管道应进行水锤分析计算,并应根据分析计算结果设置安全防护措施。

6.1.6 气田水转输站宜与天然气集输站场合建。气田水转输泵宜设备用泵。

6.1.7 气田水输送应根据输送介质、温度、距离等情况,按现行行业标准《油田水结垢趋势预测》SY/T 0600 的方法进行结垢趋势预测,并应采取防垢措施;在进入管道输送前,应清除机械杂质。

6.1.8 气田水输送管道宜采用非金属管。当采用钢管时,管道的材质及设计壁厚应根据输送压力、介质的腐蚀性计算确定。

6.1.9 罐车拉运时,气田水罐车应符合现行国家标准《道路运输液体危险货物罐式车辆》GB 18564 的有关规定。

6.2 气田水处理

6.2.1 气田内各站场产生的气田水宜集中处理。

6.2.2 处理后的气田水有条件时应回注,回注水质应符合所选回

注井的注入水水质指标要求。具有经济效益时,采出水宜进行综合利用。当无回注条件或综合利用价值时,处理后的污水可蒸发或排放,直接外排时应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 及环评批复文件的有关规定。

6.2.3 气田水处理工艺应根据气田水水量、水质情况,结合最终处置要求综合分析确定,宜符合下列规定:

- 1 回注处置时,宜采用沉淀、过滤的流程;
- 2 蒸发处置时,宜采用沉降、除油、过滤的流程;
- 3 外排处置时,宜采用脱盐、气浮、生化、沉淀、过滤、消毒的流程。

6.2.4 含硫化氢气田水应采用密闭收集、密闭处理工艺,对气田水宜脱气处理,脱出的硫化氢气体应安全处置。

6.2.5 多座气田水储罐共用一条气封气干管调压时,每座罐的支管上应设截断阀和阻火器。含硫化氢气田水储罐以正压形式气封密闭储存时,宜采用净化天然气。

6.2.6 含硫化氢气田水尾气管道设置应符合下列规定:

- 1 与火炬或焚烧炉相连接的尾气管道应设阻火装置;
- 2 尾气管道应采用耐腐蚀材质,或采取有效的防腐蚀措施;
- 3 尾气管道应在低点设置排除积液的设施。

6.2.7 当原料气含有液态烃时,容器及设备排出的含油污水在进入后续污水处理环节前应进行除油处理。

6.3 气田水回注

6.3.1 气田水回注站的位置应满足气田总体规划的要求,站址宜靠近回注井。

6.3.2 回注井选择应符合现行行业标准《气田水回注方法》SY/T 6596 的有关规定。井口设计应满足注水、洗井、取样、测试及井下作业的操作要求。寒冷地区的井口应采取防冻措施。

6.3.3 气田水回注水质指标、注水压力和回注水量应根据回注井

的井下地质条件,通过试注确定。

6.3.4 回注泵选型应符合高效节能、长周期平稳运转的要求,宜采用往复式或离心式注水泵。回注泵应设置备用泵。

6.3.5 回注泵的额定排出压力应根据回注井口注水压力、回注管线水头损失和回注井口与回注泵之间的地形高差计算确定。

6.3.6 回注泵进水管道上应设置过滤器。

6.3.7 回注泵房内泵组布置、管路安装、安全泄压设施、起重设备、防噪措施的设计宜按现行国家标准《油田注水工程设计规范》GB 50391 的有关规定执行。

6.3.8 回注管道的设计压力应按回注泵额定排出压力的 1.05 倍~1.10 倍确定。金属回注管道设计宜按现行国家标准《油田注水工程设计规范》GB 50391 的有关规定执行。

6.3.9 回注水水质有腐蚀性时,应对金属管道进行腐蚀监测,并采取相应的防腐措施。

7 集输管道

7.1 一般规定

7.1.1 集输管道选线应符合下列规定：

1 宜取直,不得破坏沿线建、构筑物,少占耕地,并应满足工程安全、环境影响评价报告要求；

2 宜与其他气田生产管道、道路、供配电线路、通信线路组成走廊带；

3 埋设深度接近的管道宜同沟敷设；

4 管道之间、埋地管道与埋地电缆及架空供电线路平行敷设时,间距除应满足施工与维修要求外,还应符合现行国家标准《钢制管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447 的有关规定；

5 宜避开低洼积水地带、局部盐碱带及其他腐蚀性强的地带和工程地质不良地段。

7.1.2 集输管道的设计压力应根据最大操作压力分析确定。

7.1.3 集输管道直管段的钢管壁厚应按下式计算,钢管壁厚应按计算壁厚向上圆整至标准壁厚选取。

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s F \phi_t} + C \quad (7.1.3)$$

式中： δ ——钢管计算壁厚(mm)；

P ——设计压力(MPa)；

D ——管道外径(mm)；

σ_s ——钢管最低屈服强度(MPa)；

F ——设计系数,取值应符合本规范第 7.2.5 条和第 7.3.9 条的规定；

ϕ ——钢管焊缝系数。当选用无缝钢管时, ϕ 取值 1.0。当

选用钢管符合现行国家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711 的规定时, ϕ 取值 1.0;

t ——温度折减系数。对于碳钢及低合金管道材料, 当设计温度小于 120℃ 时, t 取值 1.0; 对于耐蚀合金管道材料, 应根据材料强度随温度升高的折减情况确定;

C ——管道腐蚀裕量, 取值符合本规范第 7.2.5 条的规定。

7.1.4 集输管道沿线任意点的流体温度应按下式计算:

$$t_x = t_0 + (t_1 - t_0)e^{-ax} \quad (7.1.4)$$

式中: t_x ——管道沿线任意点的流体温度(℃);

t_0 ——管外环境温度(℃), 埋地管道取管中心深度地温;

t_1 ——管道计算段起点的流体温度(℃);

a ——系数, 按本规范式(7.2.2-1)、式(7.3.6)计算;

e ——自然对数底数, 取值为 2.718;

x ——管道计算段起点至沿线任意点的长度, 用于天然气凝液及液化石油气输送管道计算时单位为“m”, 用于集气管道计算时单位为“km”。

7.1.5 管道强度计算应符合下列规定:

1 埋地管道强度设计应根据管段所处地区等级, 以及所承受的可变荷载和永久荷载而定; 当管道通过地震动峰值加速度大于或等于 0.05g 至小于或等于 0.40g 的地区时, 应按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB 50470 的规定进行抗震设计;

2 埋地直管段的轴向应力与环向应力组合的当量应力应小于管道的最小屈服强度的 90%。管道组件的设计强度不应小于相连直管段的设计强度。

7.1.6 管道稳定性校核应符合下列规定:

1 管道外径与壁厚之比不应大于 100;

2 当管道埋设较深或外荷载较大时, 应按无内压状态校核其稳定性。水平直径方向的变形量不得大于管子外径的 3%, 变形

量应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的规定计算。

7.1.7 气田集输管道、天然气凝液管道宜设清管设施,含硫酸性天然气的接收装置应设置注水口。

7.1.8 含硫酸性天然气集输管道的走向应根据地区人口密度、自然条件及工程安全、环境评价综合分析确定。硫化氢含量小于5%(体积分数)的天然气集输管道不宜通过四级地区,若确需通过时,管道的强度设计系数 F 取值应为 0.3。硫化氢含量大于或等于5%(体积分数)的天然气集输管道不应通过四级地区,并应符合现行行业标准《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612 及《高含硫化氢气田集输管道安全规程》SY 6780 的有关规定。

7.1.9 集输管道穿、跨越铁路、公路、河流等工程设计应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423、《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的有关规定。

7.1.10 集输管道设计尚应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

7.2 天然气集输管道

7.2.1 天然气集输管道流量计算应符合下列规定:

1 当管道沿线的相对高差 $\Delta h \leq 200\text{m}$ 时,应按下式计算:

$$q_v = 5033.11 d^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta Z T L}} \quad (7.2.1-1)$$

式中: q_v ——管道计算流量(m^3/d);

d ——管道内径(cm);

P_1 ——管道起点压力(绝)(MPa);

P_2 ——管道终点压力(绝)(MPa);

Δ ——气体的相对密度(对空气);

Z ——气体在计算管段平均压力和平均温度下的压缩因子;

T ——气体的平均热力学温度(K);

L ——管道计算长度(km)。

2 当管道沿线的相对高差 $\Delta h > 200\text{m}$ 时,应按下列公式计算:

$$q_v = 5033.11 d^{8/3} \left\{ \frac{p_1^2 - p_2^2 (1 + a \Delta h)}{\Delta Z T L \left[1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) L_i \right]} \right\}^{0.5} \quad (7.2.1-2)$$

$$a = \frac{2g\Delta}{R_a Z T} \quad (7.2.1-3)$$

式中: Δh ——管道计算的终点对计算段起点的标高差(m);

a ——系数(m^{-1});

n ——管道沿线计算管段数,沿管道走向从起点开始,当其相对高差 $\Delta h \leq 200\text{m}$ 时作一个计算管段;

h_i ——各计算管段终点的标高(m);

h_{i-1} ——各计算管段起点的标高(m);

L_i ——各计算管段长度;

g ——重力加速度, g 取 9.81m/s^2 ;

R_a ——空气的气体常数,在标准状况下 R_a 取 $287.1\text{m}^2/(\text{s}^2 \cdot \text{K})$ 。

7.2.2 天然气集输管道沿线任意点的温度确定应符合下列规定:

1 当无节流效应时,按本规范公式(7.1.4)计算,系数 a 应按下式计算:

$$a = \frac{225.256 \times 10^6 K D}{q_v \Delta c_p} \quad (7.2.2-1)$$

式中: K ——管道中气体到土壤的总传热系数 [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$];

D ——管道外径(m);

q_v ——气体流量(m^3/d);

Δ ——气体的相对密度;

c_p ——气体的定压比热容 [$\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$]。

2 当有节流效应时,应按下式计算:

$$t_x = t_0 + (t_1 - t_0)e^{-ax} - \frac{J\Delta P_x}{ax}(1 - e^{-ax}) \quad (7.2.2-2)$$

式中：\$J\$——焦耳-汤姆逊效应系数(\$^\circ\text{C}/\text{MPa}\$)；

\$\Delta P_x\$——\$x\$ 长度管段的压降(\$\text{MPa}\$)。

7.2.3 埋地天然气集输管道总传热系数宜对有关数据进行实测后计算确定。无条件取得实测数据时，可按经验确定。埋地沥青绝缘天然气集输管道的总传热系数可按本规范附录 C 选用。

7.2.4 气液混输管道水力计算，当所输液体呈牛顿流体时，可采用本规范附录 D 所列杜克勒 II 法和贝格斯-布里尔法，也可采用经生产实践证明可行的其他方法。

7.2.5 集输管道采用钢管时，直管段壁厚应按本规范公式(7.1.3)计算，并应符合下列规定：

1 设计系数 \$F\$ 应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 中的有关规定取值。输送含硫酸性天然气的管道的设计系数 \$F\$ 应按现行行业标准《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612 的有关规定取值。

2 当管道输送含有水、硫化氢、二氧化碳、氯根离子等腐蚀介质时，管道腐蚀裕量 \$C\$ 可根据腐蚀程度及采取的防腐措施确定，其余情况可不计腐蚀裕量。

7.2.6 当集输管道采用耐蚀合金复合钢管时，基体钢材管壁厚应按本规范第 7.2.5 条的规定及本规范公式(7.1.3)计算，不应计腐蚀余量；耐腐蚀合金层壁厚应根据制管工艺、管径规格确定。

7.3 天然气凝液和液化石油气输送管道

7.3.1 液化石油气、\$20^\circ\text{C}\$ 时饱和蒸气压力大于或等于 \$0.1\text{MPa}\$ 的天然气凝液采用管道输送时，沿线任何一点的压力应高于输送温度下液化石油气、天然气凝液的饱和蒸气压。沿线各中间泵站的进站压力应比同温度下液化石油气、天然气凝液的饱和蒸气压力高 \$1\text{MPa}\$，末站进储罐前的压力应比同温度下液化石油气、天然气

凝液的饱和蒸气压力高 0.5MPa。

7.3.2 液化石油气、天然气凝液管道的设计应作水锤分析,并应根据分析结果设置相应的控制和保护措施。

7.3.3 液化石油气、天然气凝液管道任何一处的设计内压力不应小于该处的最高稳定操作压力,且不应小于管内流体的静水压力。输送液化石油气、天然气凝液管道的设计压力应根据管道系统最高工作压力确定,可按下式计算:

$$P = h + P_b \quad (7.3.3)$$

式中: P ——管道的设计压力(MPa);

h ——泵扬程(MPa),可取泵的计算扬程(h_j)的 1.05 倍~1.10倍;

P_b ——始端储罐最高工作温度下的液化石油气或天然气凝液的饱和蒸气压力(MPa)。

7.3.4 液化石油气、天然气凝液输送泵的计算扬程可按下式计算:

$$h_j = \Delta P_z + P_y + \Delta h \quad (7.3.4)$$

式中: h_j ——泵的计算扬程(MPa);

ΔP_z ——管道总阻力损失(MPa),可取管道摩阻损失(h)的 1.10倍~1.20 倍;

P_y ——管道终点余压,可取 0.5MPa;

Δh ——管道终、起点高程差引起的附加压力(MPa)。

7.3.5 液化石油气、天然气凝液管道的摩阻损失可按下列公式计算:

$$h = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (7.3.5-1)$$

$$v = \frac{4q_v}{\pi d^2} \quad (7.3.5-2)$$

式中: h ——管道沿程摩阻(液柱)(m);

L ——管道长度(m);

- d ——管道内直径(m);
 v ——管内液体流速(m/s);
 g ——重力加速度, $g=9.81\text{m/s}^2$;
 q_v ——管道内液体的体积流量(m^3/s);
 λ ——水力阻力系数,可按表 7.3.5 确定。

表 7.3.5 水力阻力系数 λ 计算公式

流 态		适 用 范 围	计 算 公 式
层 流		$Re < 2000$	$\lambda = \frac{64}{Re}$
紊 流	水力光滑区	$3000 < Re < Re_1$ $Re_1 = \frac{59.7}{\epsilon^{8/7}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.8 \lg Re - 1.53$ 当 $Re < 1 \times 10^5$ 时, $\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}$
	混合摩擦区	$Re_1 < Re < Re_2$ $Re_2 = \frac{665 - 765 \lg \epsilon}{\epsilon}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{\epsilon}{7.4} + \frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} \right)$
	阻力平方区	$Re > Re_2$	$\lambda = \frac{1}{(1.74 - 2 \lg \epsilon)^2}$

注:当 $2000 < Re < 3000$ 时,为过渡区,可按紊流水力光滑区计算。雷诺数可按下式计算:

$$Re = \frac{dv}{\nu} = \frac{4q_v}{\pi d\nu}$$

式中: Re ——雷诺数;

ν ——管内液体的运动黏度(对含水油为乳化液黏度)(m^2/s);

ϵ ——管道相对粗糙度, $\epsilon = \frac{2e}{d}$; 其中, e 为管道内壁的绝对(当量)粗糙度,直缝

钢管 e 可取 $0.054 \times 10^{-3} \text{ m}$; 无缝钢管 e 可取 $0.06 \times 10^{-3} \text{ m}$; 螺旋缝钢管直径 $DN250 \sim DN350$ 时, e 可取 $0.125 \times 10^{-3} \text{ m}$, 直径 $DN400$ 及以上时, e 可取 $0.10 \times 10^{-3} \text{ m}$ 。

7.3.6 液化石油气、天然气凝液管道内的平均流速应经技术经济比较后确定,可取 $0.8 \text{ m/s} \sim 1.4 \text{ m/s}$,最大不应超过 3.0 m/s 。

7.3.7 液化石油气、天然气凝液管道的沿程温降可按本规范式(7.1.4)计算。系数 a 应按下式计算:

$$a = \frac{K\pi D}{q_m C} \quad (7.3.7)$$

式中：K ——总传热系数[W/(m² · °C)]；

D ——管道外径(m)；

q_m ——液化石油气、天然气凝液的质量流量(kg/s)；

C ——液化石油气、天然气凝液的比热容 [J/(kg · °C)]。

7.3.8 埋地天然气凝液、液化石油气管道总传热系数应符合下列规定：

1 宜通过实测有关数据经计算确定或按相似条件下的运行经验确定；

2 无实测资料进行初步计算时，沥青绝缘管道的总传热系数可按本规范附录 E 选用；硬质聚氨酯泡沫塑料保温管道的总传热系数可按本规范附录 F 选用，其设计应符合现行国家标准《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T 50538 的有关规定。

7.3.9 液化石油气、天然气凝液管道直管段壁厚应按本规范第 7.1.3 条的规定计算，并应符合下列规定：

1 稳定轻烃、20℃时饱和蒸气压力小于 0.1MPa 的天然气凝液管道设计系数 F 除穿跨越管段应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423、《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的规定取值外，处于野外地区时应取 0.72；站内和人口稠密地区应取 0.6；

2 液化石油气、20℃时饱和蒸气压力大于或等于 0.1MPa 的天然气凝液管道的设计系数 F 应按现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253 中的液态液化石油气管道确定。

7.4 管道敷设及线路附属物

7.4.1 集输管道宜埋地敷设。位于低洼地、沼泽、季节性积水地区、沙漠和戈壁荒原地区以及山地丘陵和黄土高原梁峁交错地区等特殊地段的集输管道敷设方式，应通过经济对比确定，也可采用

管堤、地面敷设或架空敷设。

7.4.2 埋地管道的敷设深度应根据沿线地形、地面荷载、热力条件及稳定性要求综合分析确定,宜在最大冻土层以下;最小覆土层厚度应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定;输送含硫酸性天然气的埋地集输管道最小覆土层厚度不宜小于 1.0m。

7.4.3 天然气集输管道敷设不应采用切割弯头。对输送含硫酸性天然气的集输管道不应采用冷弯弯管。

7.4.4 设计压力大于或等于 2.5MPa 的天然气集输管道应设线路截断阀,线路截断阀的设置应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定执行。输送含硫酸性天然气的集输管道应设线路截断阀,其间距设置应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定,并应满足现行行业标准《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612 的有关要求,且线路截断阀应配置自动关闭装置。

7.4.5 液化石油气、20℃饱和蒸气压力大于或等于 0.1MPa 的天然气凝液管道线路截断阀的设置应按现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253 中的液态液化石油气管道确定;稳定轻烃、20℃时饱和蒸气压力小于 0.1MPa 的天然气凝液管道线路截断阀的设置应按现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253 中的输油管道确定。

7.4.6 集输管道线路锚固及线路标志应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251、《输油管道工程设计规范》GB 50253 的有关规定。

7.4.7 含硫酸性天然气集输管道及通过人口密集地区、易受第三方损坏地段的集输管道,应在管顶上方 0.5m 处连续设置警示带。

7.5 管道材料

7.5.1 天然气集输管道采用碳钢和低合金钢管时,应符合现行国

家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711、《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310、《高压化肥设备用无缝钢管》GB 6479 的有关规定；耐蚀合金管道应符合现行行业标准《耐腐蚀合金管线钢管》SY/T 6601 的有关规定；耐蚀合金复合管应符合现行行业标准《内覆或衬里耐腐蚀合金复合钢管规范》SY/T 6623 的有关规定。当管径小于 DN300、设计压力小于 4.0MPa 时，非含硫酸性天然气集输管道可采用符合现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 的钢管。

7.5.2 含硫化氢腐蚀环境下管道材料应符合国家现行标准《石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境材料》GB/T 20972 及《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和抗应力腐蚀开裂的金属材料要求》SY/T 0599 的有关规定，碳钢、低合金钢和不锈钢管道焊缝、热影响区及母材硬度均不应超过 250HV10。

7.5.3 耐蚀合金复合管应在工厂进行化学成分、结合强度、抗腐蚀性能等检验。

7.5.4 高含二氧化碳、高含氯根离子、高温等苛刻腐蚀环境下管道材料可选择碳钢、低合金钢、耐蚀合金复合管或耐蚀合金纯材。根据腐蚀环境的苛刻程度，耐蚀合金可选择奥氏体不锈钢 316L、双相不锈钢、N08825 材料。

7.5.5 耐蚀合金复合钢管应选择合理焊材及焊接方式，焊接接头的耐蚀性能不应低于耐蚀合金层，力学性能不应低于碳钢层。

7.6 管道组成件

7.6.1 管道组成件的材质选择应经技术经济比较后确定。采用的钢板、钢管和锻件应具有良好的韧性和焊接性能。

7.6.2 管道组成件应选用镇静钢，集输站场上的管道组成件用材还应采用炉外精炼工艺。

7.6.3 在北方寒冷地区，地面上的管道组成件应分析环境低温的影响。无保温设施且内部介质不流动的带压管道组成件的设计温

度,可按现行行业标准《钢制化工容器设计基础规定》HG/T 20580 确定。

7.6.4 含硫环境下管道组成件的选材应符合国家现行标准《石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境材料》GB/T 20972 及《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和抗应力腐蚀开裂的金属材料要求》SY/T 0599 的有关规定。

7.6.5 高含二氧化碳、高含氯根离子等苛刻环境下的管道组成件材料宜选用碳钢(有缓蚀剂保护的情况下)、耐蚀合金、耐蚀合金复合板、复合管或堆焊耐蚀合金。

7.6.6 管道组成件严禁使用铸铁件、螺旋焊缝钢管,宜采用锻钢、钢板、无缝钢管或直缝焊接钢管,质量应符合国家现行标准《承压设备用碳素钢和合金钢锻件》NB/T 47008、《低温承压设备用低合金钢锻件》NB/T 47009、《承压设备用不锈钢和耐热钢锻件》NB/T 47010、《锅炉和压力容器用钢板》GB 713、《高压化肥设备用无缝钢管》GB 6479、《石油天然气工业管线输送系统用钢管》GB/T 9711、《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310 的有关规定。

7.6.7 管道组成件所用钢管母管的表面缺陷及运输、施工中损伤的处理应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定。

7.6.8 当管道组成件与管道采用焊接连接时,两者材质的化学成分和力学性能应相同或相近,并应按规定进行焊接工艺评定,根据焊接工艺规程进行焊接。

7.6.9 管件宜进行热处理,可采用消除应力、正火、正火加回火、淬火加回火等方法。

7.6.10 用于酸性介质的管道组成件,在材质选用、结构设计和腐蚀裕量选取、热处理等方面应分析酸性介质腐蚀因素的影响。用于酸性介质的碳钢和低合金钢管道组成件应进行消除应力热处理和硬度检查。

7.6.11 弯管应采用中频电磁感应加热工艺制造,其质量应符合

现行行业标准《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257 的有关规定。

7.6.12 弯管的管壁厚度应按下列公式计算：

$$\delta_b = \delta m \quad (7.6.12-1)$$

$$m = \frac{4R - D}{4R - 2D} \quad (7.6.12-2)$$

式中： δ_b ——弯管的管壁计算壁厚(mm)；

δ ——与弯管所连接的同材质的直管段管壁计算壁厚(mm)；

m ——弯管的管壁厚度增大系数；

R ——弯管的曲率半径(mm)；

D ——弯管的外直径(mm)。

7.6.13 直接在主管上开孔与支管焊接或焊制三通，其开孔削弱部分的补强设计和计算可按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定执行。用于酸性介质或设计压力 P 大于或等于 6.3MPa 或设计温度低于 0℃ 的三通，不宜采用支管与主管焊接的焊制三通。

7.6.14 异径接头的结构尺寸、计算和制造应符合现行国家标准《压力容器》GB 150.1～GB 150.4 的有关规定。

7.6.15 管封头宜采用椭圆形封头或平封头，其结构尺寸、计算和制造应符合现行国家标准《压力容器》GB 150.1～GB 150.4 的有关规定。

7.6.16 清管器收发筒和气田用汇管选材和计算应按其各受压元件的强度确定，应由具有相应压力容器制造资格的工厂制造。

7.6.17 清管三通应在支管与主管交界位置设置挡条或采用其他结构，挡条长度方向与主管轴线方向一致。

7.6.18 管法兰的选用应符合现行行业标准《钢制管法兰、垫片、紧固件》HG/T 20592～20635 的规定，法兰密封面形式、垫片和紧固件应与管法兰相匹配。

7.6.19 集输管道绝缘宜采用绝缘接头或绝缘法兰。绝缘接头的检测项目应至少包含水压压力循环(疲劳)试验、水压加弯矩试验、绝缘电阻试验、电绝缘强度试验。绝缘接头或绝缘法兰的设计应符合现行行业标准《绝缘接头与绝缘法兰技术规定》SY/T 0516的有关规定。

7.6.20 阀门的选用应符合现行国家标准《工业金属管道设计规范》GB 50316的有关规定。在防火区内关键部位使用的阀门应具有耐火性能。通过清管器的阀门应选用全通径阀门。

7.6.21 管道组成件不在制造厂试压时,可在现场进行压力试验;压力试验时,不应发生泄漏、破坏和塑性变形。

8 防腐与绝热

8.1 内腐蚀控制

8.1.1 采气、集气管道输送含有水、硫化氢和(或)二氧化碳的酸性天然气时,管道内壁及相应的系统设施应采取防腐措施。

8.1.2 气田集输系统内防腐设计应对输送介质的腐蚀性进行预测和评价。需要进行内防腐时,可采取脱除腐蚀性介质、增加清管频率、控制流速及温度、注入缓蚀剂、选用抗腐蚀材质或内涂层的措施,腐蚀裕量应根据腐蚀速率和设计寿命综合分析确定。

8.1.3 集气支、干线宜设置清管设施;对有内涂层的管道,不应采取金属或研磨类型的清管器。

8.1.4 碳钢和低合金钢集输管道天然气流速宜为 $3\text{m/s}\sim 8\text{m/s}$;使用缓蚀剂时,流速上限不应影响缓蚀剂膜的稳定性。

8.1.5 缓蚀剂宜采取连续加注或涂膜处理方式,也可两种方法联合使用。

8.1.6 集输系统内腐蚀极为严重的部位,采用其他腐蚀控制方法难以实现时,宜采用耐蚀合金复合材料、内涂层、非金属材料衬里或直接采用整体耐蚀合金材料。

8.1.7 集输系统应在预期腐蚀较为严重及有代表性的位置设置在线腐蚀监测装置,并应定期取样分析,或周期性对内腐蚀状况进行检测。

8.1.8 气田集输系统内腐蚀防护设计应符合国家现行标准《钢质管道内腐蚀控制规范》GB/T 23258、《高含硫化氢气田集输管道系统内腐蚀控制要求》SY/T 0611 及《高含硫化氢气田地面集输系统在线腐蚀监测技术规范》SY/T 6970 的有关规定。

8.2 外腐蚀控制

8.2.1 气田集输管道外腐蚀控制设计应综合分析环境、安全和经济因素,采取外防腐层、阴极保护或联合防护措施。

8.2.2 外腐蚀控制设计应符合国家现行标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447、《埋地钢质管道外壁有机防腐层技术规范》SY/T 0061、《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计规范》SH/T 3022 和《化工设备、管道外防腐设计规范》HG/T 20679 的有关规定。

8.2.3 不保温集气干线应采用阴极保护,不保温采气管线和其他管线宜采用阴极保护。有保温层的管道可实施阴极保护,对实施阴极保护的保温管道,应减少对保温层完整性的破坏。

8.2.4 气田集输管道的阴极保护宜采用强制电流法。当管径小、长度短、电流需要量小、所处介质的电阻率低或不能采用强制电流法时,可采用牺牲阳极法。

8.2.5 气田集输管道的阴极保护设计应符合现行国家标准《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448 的规定,并应符合下列规定:

1 输送介质温度大于 60℃ 的管道,保护电位应为 -0.95V (铜/饱和硫酸铜参比电极)或更负;

2 输送含导电介质的管道,绝缘接头(法兰)应安装在不易积液的位置;

3 同一个阴极保护站保护的多条管道,每条管道的保护电位和保护电流宜独立可调。

8.2.6 电干扰区域内的管道防护设计应符合现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698、《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》GB/T 50991 的有关规定。

8.2.7 气田集输管道的阴极保护系统应具有完整的阴极保护参数检测装置。

8.3 绝热及伴热

8.3.1 气田集输管道应根据工艺要求和敷设环境温度条件采取经济合理的绝热措施。绝热设计应符合国家现行标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264、《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272、《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175、《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T 50538、《石油化工设备和管道绝热工程设计规范》SH/T 3010 的有关规定。

8.3.2 保温结构应由保温层和保护层组成。保冷结构应由保冷层、防潮层和保护层组成。保温层或保冷层下应设置防腐层。

8.3.3 绝热材料及其制品的主要物理性能和化学性能应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264 的有关规定。

8.3.4 绝热材料及制品的燃烧性能等级应符合下列规定：

1 被绝热设备或管道表面温度大于 100℃ 时,应采用不低于现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 中的 A 级材料；

2 被绝热设备或管道表面温度小于或等于 100℃ 时,应选择不低于现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 中的 B1 级材料；

3 甲、乙类油品储罐、容器、工艺设备和甲、乙类地面管道保温应选择不低于现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 中的 A 级材料,低温保冷应选择不低于现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 中的 B1 级材料。

8.3.5 对贮存或输送易燃、易爆物料的设备及管道,以及与其邻近的管道,保护层应采用不低于现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 中的 A 级材料。

8.3.6 管道的伴热设计应根据工艺需求、安全、节能环保等因素综合分析确定,可采取电伴热、热水伴热和蒸汽伴热方式。

8.3.7 如有下列情况之一时,应采取伴热措施:

- 1 环境温度过低,管内介质长时间不流动可能导致冻堵的管道;
- 2 介质压力下降产生低温可能导致冻堵或管壁剧冷脆裂的管道;
- 3 由于热损失不能满足工艺输送要求的管道。

8.3.8 伴热点布置比较集中、操作温度不高或不能采用高温伴热介质,且有可利用的工厂余热时,宜采用热水伴热。有可依附的工厂蒸汽系统时,也可采用蒸汽伴热。

8.3.9 热敏介质管道、窄小空间内管道、外形不规则的设备及管件、需要维持一定温度的管道,宜采用电伴热。

9 仪表与自动控制

9.1 一般规定

9.1.1 仪表及自动控制设计应满足工艺过程生产需要,确保生产运行安全稳定,并应采用先进适宜的技术,做到因地制宜、经济合理、实用可靠。

9.1.2 气田监控及调度管理系统的架构和技术水平应根据工程规模、工艺复杂程度、操作管理模式及水平、自然条件以及投资等因素综合分析确定。

9.1.3 规模较大的气田宜采用监控和数据采集(SCADA)系统。

9.1.4 仪表及控制系统的设计应符合现行国家标准《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892 和《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823 的有关规定。

9.1.5 可燃气体和有毒气体检测报警装置的设置应符合现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493 及现行行业标准《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全技术规范》SY 6503 的有关规定。

9.1.6 可燃气体和易燃液体的引压、取源管路严禁引入控制室内。

9.1.7 集输含硫酸性天然气的井场、集气站、天然气处理厂等站场,应按现行行业标准《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》SY/T 6277 的有关规定设置硫化氢泄漏检测仪。

9.1.8 仪表保温和伴热应符合下列规定:

1 被测工艺介质在环境温度下不能正常工作的测量管道、分析取样管道、自动化仪表或控制装置,应进行保温和伴热;对工艺介质为热源体或冷源体的仪表检测系统,应进行隔热或保温;

2 仪表及管道的保温和伴热设计应符合现行行业标准《石油化工仪表及管道伴热和绝热设计规范》SH/T 3126 的有关规定。

9.1.9 滩海陆采气田集输站场仪表控制系统的设计应符合现行行业标准《滩海石油工程仪表与自动控制技术规范》SY/T 0310 的有关规定。

9.2 仪表选型及检测控制点设置

9.2.1 仪表选型应安全可靠、经济合理,品种规格力求统一,并应符合下列规定:

1 执行机构的选型应根据生产及安全需要、控制功能要求、远控阀门数量、仪表供电及供风情况,结合可靠性和经济性综合分析确定;

2 直接与介质接触的仪表应符合介质的工作压力和温度的要求;对黏稠、易堵、有毒、腐蚀性强的测量介质,应选用与介质性质相适应的仪表或采取隔离措施;

3 爆炸危险环境内安装的电动仪表、电动执行机构等电气设备的防爆类型应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定,并应按场所的爆炸危险类别和范围以及爆炸混合物的级别、组别确定;

4 检测仪表的选型应满足环境条件要求或采取相应的防护措施。沙漠气田集输站场的检测仪表应具有适应温差大、防沙、防辐射等性能,或采取必要的防护措施;滩海陆采气田集输站场的检测仪表应防腐、防潮。

9.2.2 集输站场检测、控制点的设置应在满足工艺生产需求和安全要求的前提下,遵循优化、简化的原则,并应符合下列规定:

1 需要经常监视的工艺参数应设置远传和就地指示;

2 影响生产正常运行和产品质量,并需要连续控制的重要参数,应设自动调节控制;

3 超过限值会影响工艺生产正常运行的参数应设置自动

报警；

4 超过限值会引起生产事故的参数应设置自动报警和联锁保护控制；

5 需要频繁操作的阀门、机泵或设备宜设远程和就地控制。

9.2.3 现场宜设置供操作人员巡回检查和操作的就地显示仪表。

9.3 计算机控制系统

9.3.1 计算机控制系统的类型应根据气田集输系统的工艺特点、检测和控制功能、规模及发展规划等因素确定，并应符合下列规定：

1 井场、集气站、脱水站的生产过程控制宜采用可编程控制器(PLC)或远程终端装置(RTU)，天然气处理厂宜采用分散控制系统(DCS)；

2 对操作独立性强的橇装装置，宜采用 PLC 或 RTU 控制，PLC、RTU 应与站场控制系统进行数据通信。

9.3.2 可燃气体和有毒气体检测点较少的井场、集气站等站场，可燃气体和有毒气体检测报警系统可与生产过程控制系统合并设计，但其输入/输出卡件应独立设置。

9.3.3 计算机控制系统应具有下列功能：

1 数据采集、处理和存储功能；

2 手动控制和自动控制功能，能完成预定的控制策略；

3 实时数据、历史数据、动态流程图、重要数据趋势图等显示功能；

4 良好的用户界面及中文人机界面；

5 自动诊断计算机控制系统自身故障和生产过程故障，并发出区别报警的功能；

6 随机和定时打印报表功能；

7 离线组态、在线组态和在线修改控制参数。

10 站场总图

10.1 站址选择

10.1.1 站址应根据已批准的气田开发总体规划、集输管道的走向、所在地的城镇规划、交通规划以及依托条件确定。

10.1.2 站址选择应合理使用土地,应利用荒地、劣地,少占或不占耕地。

10.1.3 站址宜选择地势较平坦,地表构筑物少的地块。站址的面积应满足总平面布置要求,实施滚动开发的气田,站址应便于扩建。

10.1.4 站址选择应综合分析交通运输、水源、电源、公用设施和生活基地等依托条件。改扩建工程宜在既有站场内或其附近实施。

10.1.5 沙漠地区站址应避开风口和流动沙丘地段,并应采取防沙固沙措施。位于沙漠边缘的气田,一级、二级、三级天然气站场的站址在技术经济合理的条件下宜选在沙漠之外。

10.1.6 工艺上相互关联的油、气、水处理设施宜联合建设;生活基地宜靠近生产管理机构或城镇,与站场区之间应有方便的通勤条件。

10.1.7 站址宜位于城镇、居住区全年最小频率风向的上风侧,并不应位于窝风地段。

10.1.8 站场与周围设施的区域布置防火间距、噪声控制 and 环境保护应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183、《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087 和《工业企业设计卫生标准》GBZ 1 的有关规定。

10.1.9 站址选择应符合现行行业标准《石油天然气工程总图设

计规范》SY/T 0048 的有关规定。含硫酸性天然气井场选址应符合现行行业标准《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》AQ 2018 的有关规定,硫化氢含量大于或等于 5%(体积分数)的站场选址还应符合现行行业标准《高含硫气田集气站场安全规程》SY/T 6779 和《高含硫化氢天然气净化厂公众安全防护距离》SY/T 6781 的有关规定。

10.2 站场防洪及排涝

10.2.1 站场受洪水威胁时,应采取防洪措施。站场的防洪排涝设计应与气田防洪排涝相结合。

10.2.2 站场邻近江河、湖泊、海岸布置时,应采取防止可燃、有毒液体流入水域的措施。

10.2.3 气田集输站场的防洪设计标准应符合表 10.2.3 的规定。

表 10.2.3 气田集输站场的防洪设计标准

站场名称类别	防洪标准 [重现期(年)]
天然气处理厂、天然气净化厂	25~50
集气站、计量站、增压站	10~25
井场	5~10

10.2.4 防洪设计的洪水流量及相应的设计洪水位应按当地水文站的实测资料,并应按本规范表 10.2.3 规定的防洪设计标准推算。缺乏实测资料时,应深入调查合理确定。设计洪水位应包括壅水和风浪袭击高度。

10.2.5 站场场地的防洪设计标高应比设计洪水位高 0.5m。在淤积严重地区,还应计入淤积高度。

10.2.6 靠近山区建站时,应根据实际情况设置截洪沟,截洪沟不宜穿过场区。

10.2.7 站场地表雨水排放设计应符合现行国家标准《室外排水设计规范》GB 50014 的有关规定。

10.3 站场总平面及竖向布置

10.3.1 站场总平面及竖向布置应符合国家现行标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183、《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048、《建筑设计防火规范》GB 50016 和《工业企业总平面设计规范》GB 50187 的有关规定。

10.3.2 站场总平面布置应充分利用地形,并结合气象、工程地质、水文地质条件,合理、紧凑布置,节约用地。实施滚动勘探开发的气田应近期和远期统一规划,分期实施。

10.3.3 站场总平面布置应与工艺流程相适应,生产区和辅助生产区应根据不同生产功能和特点分别相对集中布置。

10.3.4 凡散发有害气体和易燃、易爆气体的生产设施,宜布置在人员集中或明火区的全年最小频率风向的上风侧。

10.3.5 井场总平面布置应便于修井作业。

10.3.6 站场内变电站宜布置在站场边缘,变配电室宜靠近负荷中心。

10.3.7 储罐区宜布置在站场边缘,防火堤的布置应符合现行国家标准《储罐区防火堤设计规范》GB 50351 的有关规定。

10.3.8 装卸区应布置在站场边缘,独立成区,并宜设单独的出入口。

10.3.9 站场内通道宽度应综合分析生产巡检、防火与安全间距、系统管道和绿化布置等因素合理确定。

10.3.10 站场设置围墙(栏)时,围墙(栏)应采用非燃烧材料建造,高度不宜低于 2.2m;场区内变配电站的围栏设置应符合现行国家标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060 的有关规定。

10.3.11 设有围墙(栏)的站场应设置主大门、应急门,应急门不宜与主大门处于同一侧围墙(栏)上,应布置在通往站场外地势较高处和站场全年最小频率风向的下风侧。

10.3.12 站场道路设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

10.3.13 汽车装卸场地宜采用现浇混凝土场地,场地坡度宜为 0.5%~1.0%。场地结构应满足车辆装卸、运输的要求,装卸场地应有照明设施,站外宜设停车场。

10.3.14 硫化氢含量大于或等于 5%(体积分数)的天然气站场的倒班宿舍应布置在站场外,并应符合现行行业标准《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612 的有关规定。

10.3.15 低渗透气田和沙漠戈壁地区的井场宜充分依托原有钻井场地铺装。

10.3.16 场区内雨水宜采用有组织排水。对于年降雨量小于 200mm 的干旱地区,可不设排雨水系统。

10.3.17 站场应合理确定竖向布置方式,控制挖填深度,减少土石方工程量。特殊地质条件的竖向设计应符合下列规定:

1 自重湿陷性黄土地区应有迅速排除雨水的地面坡度和排水系统,场地排水坡度不应小于 0.5%,在建筑物周围 6.0m 内不宜小于 2%;进出站场的管道敷设应采取措施防止站外水进入站场;

2 岩石地区、软土地区、地下水位高的地区不宜进行深挖方;

3 盐渍土地区,采用自然排水的场地设计坡度宜大于 0.5%,并应符合现行行业标准《盐渍土地区建筑规范》SY/T 0317 的有关规定;

4 膨胀土地区应做好场地排水,在建筑物周围 5.0m 范围内不得积水,并应符合现行国家标准《膨胀土地区建筑技术规范》GB 50112 的有关规定;

5 冻胀土地区应采取换填法、保温法、排水隔水法等防治措施。

10.4 站场管道综合布置

10.4.1 管道综合布置应与总平面及竖向布置相结合。管道的敷

设宜短捷,管道之间、管道与建(构)筑物之间应在平面和竖向上相互协调。管道布置可按走向集中布置成管带,宜平行于道路和建(构)筑物。

10.4.2 管道敷设方式应根据场区情况、输送介质特性和维护管理要求确定。站场内电缆宜架空敷设;当采用电缆沟时,应采取措施防止可燃气体沟内积聚、防止含可燃液体的污水进入沟内。

10.4.3 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距应符合本规范附录 G 的要求。

10.4.4 站内地上管道的安装应符合下列规定:

1 架空管道管底距地面不应小于 2.5m,管墩敷设的管道管底距地面不宜小于 0.3m;

2 当管带下面有泵或换热器时,管底距地面高度应满足机泵、换热设备安装和检修的要求;

3 地上管道和设备的涂色应符合现行行业标准《油气田地面管线和设备涂色规范》SY/T 0043 的有关规定。

10.4.5 架空管道跨越道路、铁路时,净空高度应符合下列规定:

1 距主要道路路面从路面中心算起不应低于 5m;

2 距铁路轨顶不应低于 5.5m;

3 距人行道路面不应低于 2.5m。

10.4.6 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的最小间距宜按本规范附录 H 确定。

10.4.7 埋地工艺管道互相交叉的垂直净距不宜小于 0.15m。管道与电缆交叉时相互间应有保护措施,垂直净距应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的有关规定。

10.4.8 蒸汽、热(回)水及其他热管道宜利用自然补偿,管道自然补偿宜与管网统一布置。当管道自然补偿不满足时,应设置补偿器,其形式可根据管道工作压力、空间位置等确定。站内热管道应在下列部位设置固定支座:

1 在罐前的适当部位;

- 2 露天安装机泵的进出口管道上；
- 3 穿越建筑物外墙时，在建筑物外的适当部位；
- 4 两组补偿器的中间部位。

10.4.9 管道综合布置设计除应符合本规范外，尚应符合国家现行标准《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 和《工业企业总平面设计规范》GB 50187 的有关规定。

11 公用工程及配套设施

11.1 通 信

11.1.1 通信系统应满足气田各生产管理部门对通信业务的需求,可设置生产调度、行政管理电话、工业电视、周界安防、会议电视、数据及图像传输、巡线及应急通信。

11.1.2 自建通信系统方式宜采用光纤通信,也可采用无线通信;租用公网运营商电路方式宜租用专线传输电路。

11.1.3 通信光缆线路敷设方式应根据气田的实际情况选用直埋或架空方式。当采用直埋敷设时,可与天然气管道同沟敷设。架空敷设时,可与电力杆同杆敷设,或自建杆路。

11.1.4 通信系统应满足监控和数据采集系统数据传输的要求,并为信息网络提供传输通道。监控和数据采集系统数据传输宜设置备用通信传输电路,备用通信可采用公网运营商电路,也可根据气田所处的地理位置及通信要求确定适宜的备用通信方式。

11.1.5 集输管道巡检和维抢修部门语音通信宜采用无线对讲机方式。

11.1.6 安装在爆炸危险环境的通信设计应执行现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058,设备选型应符合现行国家标准《爆炸性环境》GB 3836 的有关规定。

11.1.7 通信系统设计应符合下列规定:

1 通信管道设计应符合现行国家标准《通信管道与通道工程设计规范》GB 50373 的有关规定;

2 通信电源设计应符合现行行业标准《通信电源设备安装工程设计规范》YD/T 5040 的有关规定,要求交流不间断供电的通

信设备应采用 UPS 电源供电；

3 通信系统设备接地设计应符合现行国家标准《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343 的有关规定；

4 生产管理办公楼内综合布线、消防广播设计应符合现行国家标准《综合布线系统工程设计规范》GB 50311 和《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116 的有关规定。

11.1.8 通信线路穿越站场及与其他建(构)筑物的安全距离应符合本规范附录 J 和附录 K 的要求。

11.1.9 低渗透气田气井的通信方式宜采用无线通信方式,也可采用光纤等有线通信方式。

11.2 供 配 电

11.2.1 用电负荷等级应结合工艺设施的生产特点及中断供电所造成的损失和影响程度进行划分。各类站场的用电负荷等级的确定应执行现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328 的有关规定,并应符合下列规定:

1 气田集输的集气站、增压站、污水处理站,以及气田水转输站、气田水回注站宜为二级重要电力用户;高含硫气田的井场宜为二级重要电力用户;其余站场可为三级用电负荷;

2 处理天然气凝液的站场,当设计能力大于或等于 $400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,应为一级重要电力用户;当设计能力大于或等于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,应为二级重要电力用户;

3 专为净化厂或处理厂供气的集气总站或增压站,气田的监控管理和调度通信中心,其用电负荷等级应与净化厂或处理厂用电负荷等级一致;

4 消防设备的用电负荷等级及电源应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

11.2.2 各类站场用电设备负荷等级应符合表 11.2.2 的规定。

表 11.2.2 气田集输各类站场用电设备负荷等级

单 体 名 称	主要用电设备	负 荷 等 级		备 注
		一级重要 电力用户	二级重要 电力用户	
脱水	溶液循环泵、空冷器	一	二	
仪表风	空压机、干燥设备、压缩机	一	二	
管路	电伴热、截断阀	二	二	
工艺设备 用房	压缩机、计量泵、注醇泵、 通风机、安全截断阀	一	二	
气田水	回注泵、电动阀	二	二	
井场	井口控制、电加热	无	二	
控制室、 通信机房、 机柜间	自控仪表、通信设备	特别重要 负荷	一	
	恒电位仪	三	三	
锅炉房	风机、给水泵、	一	二	生活用锅炉 为三级用电 负荷
	补水泵、软化水处理设备、 加药设备	二	二	
火炬区	电点火	二	二	
水处理	水泵、橇装设备	三	三	

注：1 表中各类设备的用电负荷等级应符合现行国家标准《供配电系统设计规范》GB 50052 的有关规定。

2 与安全有关或操作有要求的电动阀可划分为特别重要负荷。

3 井场用电为三级负荷时，井口控制系统宜为二级负荷。当电加热用于抑制水合物形成时，应为二级负荷。

11.2.3 供电电源的配置应符合下列规定：

1 重要电力用户的供电电源配置应符合现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328 的有关规定；

2 供电电源宜从所在地区供电营业区的电网取得，当所在地

区电网不能满足要求时,应设置自备电源。自备电源应优先采用柴油发电,经技术经济分析后也可采用其他动力源。

11.2.4 供电电压应根据电源条件、用电负荷的分布情况、输电线路长度及电能消耗等因素综合分析确定,并应符合下列规定:

1 气田配电线路电压宜采用 10kV,对于远距离且分散的地区,也可采用 20kV 或 35kV;

2 当气田内部采用集中供电或分片集中供电时,宜以负荷相对集中的站场为中心设置主变电站,主变电站宜以 35kV、20kV、10kV 电压等级供电。

11.2.5 变压器的配置应根据电源情况、负荷性质、用电容量及经济运行方式确定,并应符合下列规定:

1 有两个电源且主要为一、二级负荷时,宜选用两台变压器,单台容量应能满足全部一、二级负荷的用电;当由低压电网或自备发电取得足够容量的低压备用电源时,可装设一台变压器;

2 仅有一个电源时,宜选用一台变压器,变压器容量应满足全部用电负荷需求,并结合气田开发方案适当预留容量。

11.2.6 低压配电系统的同一电压等级的配电级数不宜多于三级,并应符合下列规定:

1 变配电站应靠近负荷中心;

2 一级负荷应采用放射式配电;二级负荷宜采用放射式配电;当负荷容量较小时,也可采用树干式;三级负荷可采用树干式配电;

3 无功功率补偿宜集中设置,当配电变压器容量大于或等于 100kV·A 时,高压侧的功率因数不宜小于 0.95;采用气田内部电网供电时,不宜小于 0.9。

11.2.7 站场内爆炸危险区域的划分应符合现行行业标准《石油设施电气设备安装区域一级、0 区、1 区和 2 区区域划分推荐作法》SY/T 6671 的有关规定。电气设计应符合现行国家标准《爆炸危

险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定,电气设备选型应符合现行国家标准《爆炸性环境》GB 3836 的有关规定。

11.2.8 站场内建筑物的防雷分类及雷电防护措施,应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的有关规定。工艺装置内露天布置的塔、罐和容器等的防雷、防静电设计应符合国家现行标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 和《油气田及管道工程雷电防护设计规范》SY/T 6885 的有关规定。

11.2.9 滩海陆采气田供配电设计应符合现行行业标准《滩海油田油气集输设计规范》SY/T 4085 的有关规定。

11.3 给 排 水

11.3.1 气田站场给水、排水系统应充分利用已有设施,统一规划,分期实施。对于不宜分期建设的工程,可一次实施。

11.3.2 给水系统的选择,应根据站场用水对水质、水温、水压和水量的要求,结合当地水文条件及外部给水系统,经技术经济比较后确定。

11.3.3 给水设计供水量应为生产、生活、绿化及其他不可预见用水量之和,且应满足消防的有关规定。无人值守站场可不设给水、排水设施。

11.3.4 外部给水系统供水量不足时,站场内用水宜设置储水罐(箱、池)。当采用站外市政、工矿系统管道供水时,其容量不应小于站场日平均用水量。当采用水罐车供水时,站内储水罐(箱、池)的容量不应小于 5m^3 。

11.3.5 给水水质指标应符合工艺要求。当水质指标不能满足要求时,应进行水质处理。

11.3.6 生活饮用水的水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的有关规定。

11.3.7 排水系统排水体制应根据污水性质,结合气田排水体制、污水处理规划,按照有利于综合利用和环境保护的原则确定,可采

用分流制或合流制。

11.3.8 污水排入外部系统时,应满足外部系统的接收要求。直接外排污水水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的有关规定。

11.3.9 气田站场给水、排水设计应符合现行行业标准《油气厂、站、库给水排水设计规范》SY/T 0089 的有关规定。

11.4 消 防

11.4.1 消防设施设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

11.4.2 五级压气站、采出水处理站可不设消防给水设施。

11.4.3 站场内工艺装置区、建(构)筑物应配置灭火器,配置类型和数量应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的有关规定。

11.4.4 站场内的控制室、机柜间、计算机室、通讯机房宜设置气体型灭火器,生产装置区宜设置干粉型或泡沫型灭火器。

11.4.5 工艺装置区设置的灭火器规格宜按表 11.4.5 选用。

表 11.4.5 灭火器的规格

灭火器类型		干 粉 型		泡 沫 型		二 氧 化 碳	
		手提式	推车式	手提式	推车式	手提式	推车式
灭火剂	容量(L)	—	—	9	60	—	—
充装量	重量(kg)	6 或 8	20 或 50	—	—	5 或 7	30

11.5 供 热

11.5.1 站场供热装置应根据站场生产、生活用热要求以及站场公用工程条件确定,站场余热宜利用。

11.5.2 站场供热的最大热负荷应按下式计算:

$$Q_{\max} = K(K_1 Q_1 + K_2 Q_2 + K_3 Q_3 + K_4 Q_4) \quad (11.5.2)$$

式中: Q_{\max} ——最大计算热负荷(kW 或 t/h);

K ——供热站自耗及供热管网热损失系数,可取 1.05~1.20;

K_1 ——采暖热负荷同时使用系数,取 1.0;

K_2 ——通风热负荷同时使用系数,取 0.9~1.0;

K_3 ——生产热负荷同时使用系数,取 0.5~1.0;

K_4 ——生活热负荷同时使用系数,取 0.5~0.7;

Q_1 、 Q_2 、 Q_3 、 Q_4 ——依次为采暖、通风、生产及生活最大热负荷(kW 或 t/h)。

11.5.3 供热介质宜采用热水,在热水供热不能满足要求时可选用蒸汽、导热油或其他供热介质;常压锅炉供热水温宜低于当地大气压水沸点 $5^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$,且不应高于 90°C ;锅炉供热的饱和蒸汽压力应根据工艺要求确定,不宜超过 0.8MPa(表压);锅炉补给水的水质应符合现行国家标准《工业锅炉水质》GB/T 1576 的有关规定。

11.5.4 供热设备应选用高效节能产品,锅炉、导热油炉的燃料宜采用天然气,天然气燃料系统应符合下列规定:

- 1 燃料气中硫化氢含量不应高于 $350\text{mg}/\text{m}^3$;
- 2 对存在凝液的燃料气,应设置气液分离器;
- 3 当燃料气的压力过高或不稳定,不能适应燃烧器要求时,应设置稳压装置;
- 4 在燃料气管道的稳压装置之后不得连接生活或其他用气管道;
- 5 在进锅炉房或供热站燃料气主管上应设置紧急截断阀。

11.5.5 锅炉房设计应符合现行国家标准《锅炉房设计规范》GB 50041 的有关规定。导热油加热系统设计应符合现行行业标准《导热油加热炉系统规范》SY/T 0524 的有关规定。

11.6 暖通空调

11.6.1 站场内建筑物的暖通空调设计应符合现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

11.6.2 站场内各类房间的采暖室内计算温度宜符合表 11.6.2 的规定。

表 11.6.2 室内采暖计算温度

房间名称	室温(℃)
淋浴间	25~27
办公室、值班室、化验室、控制室、配电室(有人值班)、资料室、通信机房	18~20
更衣室、食堂、仪表间	18
脱水操作间、阀组间、污油泵房、化药间、加药间、汽车库(内设检修坑)、阴极保护间、维修间、盥洗室、厕所、通风机房	14~16
乙二醇泵房、天然气凝液泵房、液化石油气泵房、蓄电池室、含油污水泵房、污水提升泵房	12
天然气压缩机房、消防车库	8
空气压缩机房、供水泵房、药品室、低压配电室(无人值班)、汽车库(不设检修坑)、柴油发电机房、消防泵房、天然气调压间、材料及设备库	5

注:变压器室、高压配电室、电容器室等不采暖,低压配电室(无人值班)当室内温度过低影响电气设备和仪表正常运行时应设置采暖装置,否则可不采暖。

11.6.3 站场内采暖热媒宜采用热水,系统形式宜为同程式。对于机柜间、控制室、通信机房、配电室及其他遇水发生电气短路危险的电气、仪表设备用房和远离集中热源的独立建筑,宜采用电采暖。

11.6.4 站场内建筑物的通风方式及换气次数宜按本规范附录 L 的规定执行。散发有害气体、蒸汽、粉尘和大量余热的房间,通风方式还应符合下列规定:

1 宜采用局部排风,并应采用密闭排风设施,当生产不允许密闭时,可采用其他形式的排风罩和吸风口;

2 当局部排风不能满足要求时,应同时采用全面排风。

11.6.5 化验室通风柜的吸入速度宜为 0.4 m/s ~0.6m/s。

11.6.6 位于严寒地区的建(构)筑物,在同时设有自然通风和机械通风设施时,自然通风设施应具备可关闭的功能。条件允许时,宜设置与机械通风设施联锁的电动启闭装置。

11.6.7 位于沙漠地区的建(构)筑物,通风设施应设有防止沙尘浸入建(构)筑物的措施。

11.6.8 当放散到厂房内的有害气体比空气重,且室内放散的显热不足以形成稳定的上升气流而致使有害气体沉积在下部区域时,宜从下部区域排出总排风量的 $2/3$,上部区域排出总排风量的 $1/3$ 。

11.6.9 散发易燃易爆等有害气体的厂房,当设置可燃气体检测、报警装置时,可燃气体报警信号应联锁事故通风设备的启动。

11.6.10 可能突然放散大量有害气体或有爆炸危险气体的场所应设置事故通风,事故通风量不应小于 12 次/h。天然气压缩机厂房的事故通风量应按正常排风再附加不小于 8 次/h 的事故通风量计算。每台(组)事故排风机应分别在室内外便于操作地点设置电器开关。

11.6.11 当采用采暖通风达不到对室内温度、相对湿度等要求时,或条件不允许、不经济时,应设置空气调节。

11.6.12 控制室、机柜间等对温、湿度有要求的房间,宜设置具有温、湿度控制的空调。

11.6.13 与机柜间、控制室、通信机房、配电室及其他遇水发生电气短路危险的电气、仪表设备用房无关的水或蒸汽管道不应从上述房间通过,如果上述房间采用水或蒸汽供暖时,其房间内管道应采用焊接连接,且不得有法兰、螺纹接头、阀门等。

11.6.14 采暖、通风与空调的设置应满足防火、防爆要求,甲、乙类厂房中的空气不应循环使用。

11.7 建筑与结构

11.7.1 建(构)筑物设计应保证结构安全、可靠,还应满足抗震、防火、防爆、防腐蚀、防噪声、环保及节能的要求。

11.7.2 建(构)筑物防火、防爆设计应符合国家现行标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 和《油气田和管道工程建筑设计规范》SY/T 0021 的有关规定。

11.7.3 甲、乙类火灾危险性生产厂房的耐火等级不应低于二级，其他生产厂房不宜低于三级。

11.7.4 对有爆炸危险的甲类、乙类厂房计入泄压面积的门窗宜采用单层外开门窗。防爆与非防爆房间之间的窥视窗应采用一层固定、一层平开密闭的防爆窗。

11.7.5 仪表控制室、机柜间、UPS 间建(构)筑物耐火等级不应低于二级。仪表控制室、机柜间、UPS 间及变配电室、发电机房各功能用房宜组合为一个建筑单体。

11.7.6 中央控制室面向工艺装置区的一面不应开设外门窗。

11.7.7 散发较空气重的可燃气体及可燃蒸气的有爆炸危险的甲类、乙类厂房，地面应采用不发火花的面层。

11.7.8 有围护结构的压缩机房、发电机房及其他有噪声的厂房应采取降噪、隔声措施，应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348 的有关规定。

11.7.9 有爆炸危险的甲类、乙类厂房(仓库)宜独立设置，并宜采用敞开或半敞开式。当采用封闭式结构时，应设置泄压设施。作为泄压设施的轻质屋面板和轻质墙体的单位质量不宜超过 60kg/m^2 。厂房承重结构宜采用钢筋混凝土或钢框架、排架结构。

11.7.10 短期气田开发区块宜根据气田滚动开发情况，采用临时性或可拆装移动的建筑。

11.7.11 当甲类、乙类火灾危险性的厂房(仓库)采用轻型钢结构时，所有的建筑构件应采用非燃烧材料；除天然气压缩机厂房外，宜为单层建筑；厂房之间及与其他厂房(仓库)、民用建筑之间的防火间距应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定确定。厂房(仓库)的耐火等级与构件的耐火极限应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定确定。工艺装

置和系统单元的钢结构耐火保护应满足现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

11.7.12 室外管墩宜采用混凝土结构,管架及设备平台宜采用钢结构。室内的操作平台及小型管架宜采用钢结构。管墩、管架设计宜符合现行行业标准《石油化工管架设计规范》SH/T 3055 的有关规定。

11.7.13 火炬塔架、通信塔架、放空管应符合国家现行标准《高耸结构设计规范》GB 50135、《石油化工企业排气筒和火炬塔架设计规范》SH/T 3029 的有关规定。

11.7.14 地下水池、阀池宜采用抗渗钢筋混凝土结构,位于地下水位以上且无较高防渗要求的阀池可采用砖混结构。

11.7.15 动力机器基础设计应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》GB 50040 的有关规定。

11.7.16 立式金属储罐基础设计及地基处理应符合国家现行标准《钢制储罐地基基础设计规范》GB 50473、《石油化工钢储罐地基与基础设计规范》SH/T 3068 和《石油化工钢储罐地基处理技术规范》SH/T 3083 的有关规定。沉降分离罐等对罐底板不均匀沉降要求严格的立式金属储罐宜选用钢筋混凝土板式基础。

11.7.17 卧式容器基础、塔型设备基础、球罐基础设计应分别按现行行业标准《石油化工冷换设备和容器基础设计规范》SH/T 3058、《石油化工塔型设备基础设计规范》SH/T 3030、《石油化工球罐基础设计规范》SH/T 3062 的有关规定执行。

11.7.18 基础的防腐设计应符合现行国家标准《工业建筑防腐蚀设计规范》GB 50046 的有关规定。

11.7.19 防火堤结构设计应符合现行国家标准《储罐区防火堤设计规范》GB 50351 的有关规定。

11.7.20 建筑物的抗震设防分类应符合现行国家标准《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223 的有关规定,抗震设计应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 的有关规定。构筑物的

抗震设计应符合现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191的有关规定。

11.7.21 滩海陆采气田平台可采用砂石等实体结构平台。平台方位应根据风向、介质流向、流冰方向及安全要求确定。

11.7.22 滩海陆采平台四周防浪墙及边坡护坡的设置应符合现行行业标准《滩海斜坡式砂石人工岛结构设计与施工技术规范》SY/T 4097的有关规定。

11.7.23 滩海陆采平台上的计量站、接转站、配电间、值班间等建筑物宜采用预制装配、车箱式建筑或轻型钢结构,重量及外形尺寸应满足运输及吊装要求。

11.7.24 滩海陆采气田滩涂区域内的管架应采用浅基础钢管架或桩基础管架,电杆基础可采用浅基础。

11.8 道 路

11.8.1 气田集输站场道路的设计应满足生产管理、维修维护和消防的通车要求。场站道路应划分为主干道、次干道、支道和人行道四级。

11.8.2 进站路宜采用公路型道路,位于城市道路网规划范围内的进出站道路的设计宜按现行的城市道路设计规范执行,位于公路网规划范围内的进出站道路的设计宜按现行的公路设计规范执行。站内路宜采用城市型道路。

11.8.3 进站道路计算行车速度可为 20km/h,受地形限制的局部特殊路段可采用 15km/h。

11.8.4 交叉口路面内缘转弯半径宜为 9m~12m,一级、二级、三级气田集输站场消防车道转弯半径不得小于 15m。四级、五级站场消防车道以及消防车必经之路,其交叉口或弯道的路面内缘转弯半径不得小于 12m。站场内道路可不设超高或加宽。

11.8.5 站场内道路纵坡度不宜大于 6%,最大纵坡不应大于 8%。相邻纵坡差小于或等于 2%的站场内道路变坡点及厂房出

入口道路可不设竖曲线。

11.8.6 站场内道路的停车视距不应小于 15m,会车视距不应小于 30m。当采用停车视距时,应采取分道行驶,设立限速标志、反光镜等安全设施。

11.8.7 站场道路的路面宽度宜按表 11.8.7 选用。

表 11.8.7 路面宽度(m)

道路级别	一级、二级、三级、四级站场	五级站场
主干道	6,7,8	—
次干道	4.5,6,7	4.5
支道	4	4,3.5
人行道	1,1.5,2.5	1,1.5

注:1 主干道用于一级、二级、三级、四级气田集输站场进站道路及站内主要道路。

2 次干道用于一级、二级、三级、四级气田集输站场内各单元之间的道路及五级气田集输站场的进出站道路和站内主要道路。

3 支道用于厂房、车间出入口的道路。

11.8.8 公路型进站道路的路肩宽度宜为 0.5m、1.0m 或 1.5m,受地形限制的局部特殊路段可减为 0.25m、0.5m 或 0.75m。

11.8.9 一级、二级、三级、四级气田集输站场道路宜采用高级或次高级路面,其他站场道路可采用次高级或中级路面,消防道路宜采用砂石路面或混凝土路面。滩海陆采站场道路可采用土堤及砂石路堤等结构形式。

11.8.10 长度超过 500m 的单车道道路应设错车道,任意相邻两个错车道间应能互相通视,其间距不宜大于 300m。错车道的有效长度应为 20m,错车道路段路基全宽应为 6.5m,前后应各设长 15m 的宽度渐变段。

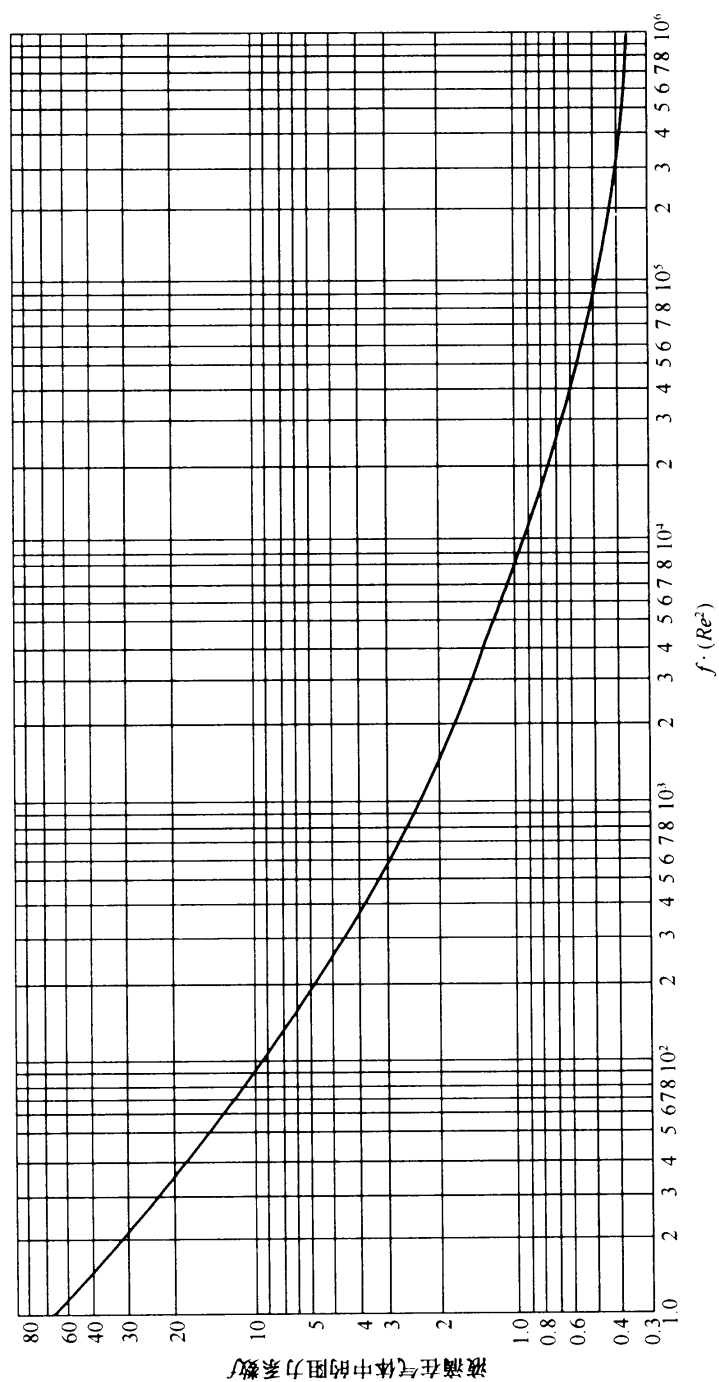
11.8.11 站场道路设计的其他要求应符合现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22、《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

附录 A 气体空间占有的空间面积分率 K_2 和高度分率 K_3 的关系

表 A 气体空间占有的空间面积分率 K_2 和高度分率 K_3 的关系

K_3	0.98	0.96	0.94	0.92	0.90	0.88	0.86
K_2	0.995	0.987	0.976	0.963	0.948	0.932	0.914
K_3	0.84	0.82	0.80	0.78	0.76	0.74	0.72
K_2	0.897	0.878	0.858	0.837	0.816	0.793	0.771
K_3	0.70	0.68	0.66	0.64	0.62	0.60	0.58
K_2	0.748	0.724	0.700	0.676	0.651	0.627	0.601
K_3	0.56	0.54	0.52	0.50	0.48	0.46	0.44
K_2	0.576	0.551	0.526	0.500	0.475	0.449	0.424

附录 B 液滴在气体中的阻力系数计算列线图



图B 液滴在气体中的阻力系数计算列线图

附录 C 埋地沥青绝缘天然气集输管道 总传热系数 K 选用表

表 C 埋地沥青绝缘天然气集输管道总传热系数 K [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$]

管道公称 直径(mm)	土壤潮湿程度			
	稍湿	中等湿度	潮湿	水田及地下水中
50	5.81	6.62	7.55	8.14
65	5.23	5.81	6.62	7.21
80	4.88	5.58	6.16	6.74
100	4.41	5.11	5.69	6.28
150	3.60	4.18	4.76	5.23
200	3.02	3.48	4.07	4.65
250	2.67	3.14	3.60	4.07
300	2.20	2.55	2.90	3.25
400	1.86	2.09	2.44	1.79

注:表中所列总传热系数以钢管外表面为基准传热面。

附录 D 油气混输的压降计算公式

D. 0. 1 当采用杜克勒II法时,油气混输的压降计算应符合下列规定:

1 油气混输管道的压降可按下式计算:

$$\Delta p = \lambda_m \frac{\rho_m v_m^2 L}{10^3 \times 2d} \quad (\text{D. 0. 1-1})$$

式中: Δp ——油气混输管道压降(MPa);

λ_m ——混输阻力系数,见式(D. 0. 1-2);

ρ_m ——气液混合物的平均密度 (kg/m^3),见式(D. 0. 1-6);

v_m ——气液混合物平均流速(m/s),见式(D. 0. 1-7);

L ——管道长度 (km);

d ——管道内径(m)。

2 混输阻力系数可按下列公式计算:

$$\lambda_m = \Phi \left(0.0056 + \frac{0.5}{Re_m^{0.32}} \right) \quad (\text{D. 0. 1-2})$$

$$Re_m = \frac{d v_m \rho_m}{\mu_m} \quad (\text{D. 0. 1-3})$$

式中: Φ ——混输阻力系数与液相阻力系数的比值,可由无滑脱时的含液率 R_L 查图 D. 0. 1-1 确定;

Re_m ——混输雷诺数;

μ_m ——气液混合物的动力黏度($\text{Pa} \cdot \text{s}$),按式(D. 0. 1-4)、式(D. 0. 1-5)计算。

3 气液混合物的动力黏度可按下列公式计算:

$$\mu_m = \mu_L R_L + \mu_g (1 - R_L) \quad (\text{D. 0. 1-4})$$

$$R_L = q_L / q_m \quad (\text{D. 0. 1-5})$$

式中: μ_L 、 μ_g ——液相、气相的动力黏度($\text{Pa} \cdot \text{s}$);

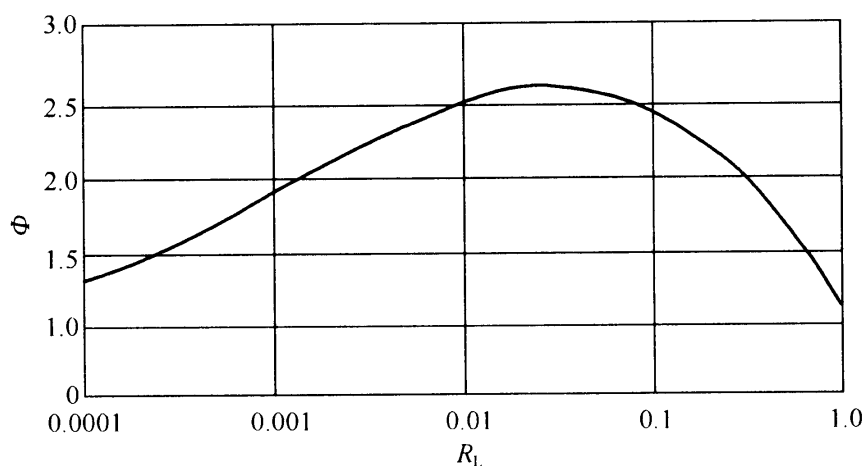


图 D. 0. 1-1 $\Phi - R_L$ 关系曲线

R_L ——体积含液率；

q_L ——液相的体积流量(m^3/s)；

q_m ——气液混合物的体积流量(m^3/s)。

4 气液混合物的平均密度可按下式计算：

$$\rho_m = \rho_L \frac{R_L^2}{H_L} + \rho_g \frac{(1 - R_L)^2}{1 - H_L} \quad (\text{D. 0. 1-6})$$

式中： ρ_L 、 ρ_g ——液相、气相的密度(kg/m^3)；

R_L ——体积含液率；

H_L ——截面含液率，即考虑气液相滑脱时的含液率，可根据 R_L 和 Re_m 查图 D. 0. 1-2 确定。

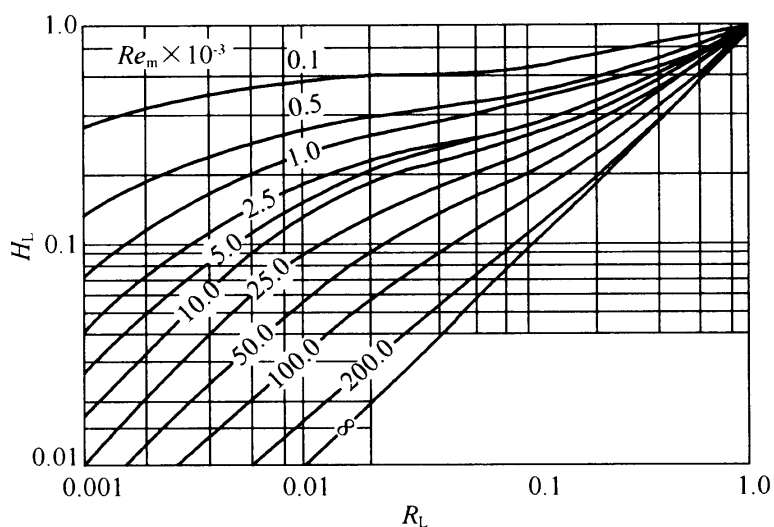


图 D. 0. 1-2 $R_L - H_L$ 关系曲线

5 气液混合物的平均流速可按下式计算：

$$v_m = \frac{4q_m}{\pi d^2} \quad (\text{D. 0. 1-7})$$

式中： q_m ——气液混合物的体积流量(m^3/s)；

d ——管道内径(m)。

D. 0. 2 当采用贝格斯-布里尔法时，油气混输的压降计算应符合下列规定：

1 油气混输管道的压降可按下式计算：

$$\Delta p = \frac{[H_L \rho_L + (1 - H_L) \rho_g] g \sin \theta + \lambda_m \frac{2v_m G_m}{\pi d^3} L}{1 - \frac{[H_L \rho_L + (1 - H_L) \rho_g] v_m v_{sg}}{\bar{p}}} \quad (\text{D. 0. 2-1})$$

式中： Δp ——混输管道压降(Pa)；

H_L ——截面含液率，无因次，其值可按流态(分离流、过渡流、间歇流和分散流)由计算确定，按本条第 2 款计算；

g ——重力加速度， $g=9.81\text{m/s}^2$ ；

θ ——管道倾角，度或弧度(流体上坡 θ 为正，下坡 θ 为负，水平管 $\theta=0$)；

λ_m ——混输摩阻系数，可根据无滑脱水力摩阻系数 λ_0 、含液率 H_L 、无滑脱含液率 R_L ，经计算确定，按本条第 4 款计算；

G_m ——气液混合物质量流量(kg/s)；

v_{sg} ——气相折算流速(m/s)；

\bar{p} ——管道内介质的平均绝对压力(Pa)。

式中其他符号意义与本规范式(C. 0. 1-1)中相同。

2 截面含液率 H_L 计算应符合下列规定：

1) 水平管分离流、间歇流、分散流的截面含液率可按下式计算：

$$H_L(0) = \frac{aR_L^b}{cFr} \quad (\text{D. 0. 2-2})$$

式中： $H_L(0)$ ——水平管截面含液率；

R_L ——体积含液率；

Fr ——弗劳德准数，按式(D. 0. 2-11)计算。

系数 a 、 b 、 c 取决于流型，按表 D. 0. 2-1 取值。

表 D. 0. 2-1 a 、 b 、 c 与流型的关系

流 型	a	b	c
分离流	0. 980	0. 4868	0. 0868
间歇流	0. 845	0. 5351	0. 0173
分散流	1. 065	0. 5824	0. 0609

2) 水平管过渡流的截面含液率 $H_L(0)_T$ 可按下列公式计算：

$$H_L(0)_T = AH_L(0)_S + BH_L(0)_I \quad (\text{D. 0. 2-3})$$

$$A = \frac{L_3 - Fr}{L_3 - L_2} \quad (\text{D. 0. 2-4})$$

$$B = 1 - A \quad (\text{D. 0. 2-5})$$

式中：下标 T、S、I 分别表示过渡流、分离流和间歇流， L_2 、 L_3 按表 D. 0. 2-3 中所列计算式计算。

3) 对于倾斜管截面含液率 $H_L(\theta)$ 可按下列公式计算：

$$H_L(\theta) = \phi H_L(0) \quad (\text{D. 0. 2-6})$$

$$\phi = 1 + c \left[\sin(1.8\theta) - \frac{1}{3} \sin^3(1.8\theta) \right] \quad (\text{D. 0. 2-7})$$

$$c = (1 - R_L) \ln(dR_L^e N_{LW}^f Fr^h) \quad (\text{D. 0. 2-8})$$

式中： $H_L(\theta)$ ——倾角为 θ 的管路截面含液率。

d 、 e 、 f 、 h 是与流型有关的系数，见表 D. 0. 2-2。

表 D. 0. 2-2 与流型有关的其他系数

流型	d	e	f	h
上坡分离流	0. 011	- 3. 768	3. 539	- 1. 614
上坡间歇流	2. 96	0. 305	- 0. 4473	0. 0978
上坡分散流	$c=0, \psi=1$			
下坡多型流	4. 70	- 0. 3692	0. 1244	- 0. 5056

$$N_{LW} = v_{sl} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{0.25} \quad (D. 0. 2-9)$$

式中： v_{sl} ——液相折算速度(m/s)；

σ ——液相表面张力(N/m)。

对于 $\theta=90^\circ$ 的垂直管路：

$$\psi=1+0.3c \quad (D. 0. 2-10)$$

3 两相管路流型判别准则应符合表 D. 0. 2-3 的规定。

表 D. 0. 2-3 两相管路流型判别准则

流型	判别准则		L 的计算式
	R_L	Fr	
分离流	<0.01	$<L_1$	$L_1=316 R_L^{0.302}$ $L_2=9.252 \times 10^{-4} R_L^{-2.4684}$ $L_3=0.10 R_L^{-1.4516}$ $L_4=0.5 R_L^{-6.738}$
	≥ 0.01	$<L_2$	
过渡流	≥ 0.01	$>L_2$ 且 $<L_3$	
间歇流	≥ 0.01 且 <0.4	$>L_3$ 且 $<L_1$	
	≥ 0.4	$>L_3$ 且 $\leq L_4$	
分散流	<0.4	$\geq L_1$	
	≥ 0.4	$<L_4$	

$$Fr = \frac{v_m^2}{gd} \quad (D. 0. 2-11)$$

式中：符号意义与式(D. 0. 1-1)、式(D. 0. 2-2)中相同。

4 两相流水力摩阻系数可按下列公式计算：

$$\frac{\lambda_m}{\lambda_o} = e^n \quad (D. 0. 2-12)$$

$$n = \frac{-\ln m}{0.0523 - 3.1821 \ln m + 0.8725 (\ln m)^2 - 0.01853 (\ln m)^4} \quad (\text{D. 0. 2-13})$$

$$m = \frac{R_L}{[H_L(0)]^2} \quad (\text{D. 0. 2-14})$$

式中： λ_m ——两相流管路的水力摩阻系数；

λ_o ——相同条件下两相均匀混合、相间无滑脱的水力摩阻系数。

当 $1 < m < 1.2$ 时：

$$n = \ln(2.2m - 1.2) \quad (\text{D. 0. 2-15})$$

对于水力光滑管，无滑脱时水力摩阻系数 λ_o 可由穆迪 (Moody) 图中查得，也可按下列公式计算：

$$\lambda_o = 2 \lg \left(\frac{Re_o}{4.5223 \lg Re_o - 3.8215} \right) \quad (\text{D. 0. 2-16})$$

$$Re_o = \frac{dv_m [\rho_L R_L + \rho_g (1 - R_L)]}{\mu_L R_L + \mu_g (1 - R_L)} \quad (\text{D. 0. 2-17})$$

附录 E 埋地沥青绝缘液化石油气、天然气 凝液管道总传热系数 K 选用表

**表 E 埋地沥青绝缘液化石油气、天然气凝液管道
总传热系数 K [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$]**

管道公称 直径(mm)	土壤潮湿程度			
	稍湿	中等湿度	潮湿	水田及地下水中
50	3.72	4.65	5.81	7.56
65	3.37	4.30	5.47	6.98
80	3.14	4.07	5.12	6.40
100	2.79	3.72	4.65	5.81
150	2.56	3.49	4.19	5.23
200	2.33	3.02	3.72	4.65
250	2.09	2.79	3.49	4.19
300	1.86	2.56	3.02	3.72
350	1.74	2.33	2.79	3.49
400	1.63	2.09	2.56	3.26
500	1.40	1.74	2.33	2.91

注：表中所列总传热系数以钢管外表面为基准传热面。

附录 F 埋地硬质聚氨酯泡沫塑料保温天然气凝液管道总传热系数 K 选用表

表 F 埋地硬质聚氨酯泡沫塑料保温天然气凝液管道总传热系数 K [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$]

管道公称 直径(mm)		土壤潮湿程度			
		稍湿	中等湿度	潮湿	水田及地下水中
保温 厚度 30mm	50	1.58	1.67	2.10	2.51
	65	1.47	1.58	1.88	2.36
	80	1.36	1.47	1.78	2.20
	100	1.26	1.36	1.67	2.04
	150	1.15	1.21	1.52	1.84
	200	1.04	1.15	1.41	1.78
	250	0.95	1.04	1.26	1.58
保温 厚度 40mm	50	1.36	1.41	1.78	2.14
	65	1.26	1.31	1.62	1.98
	80	1.15	1.21	1.52	1.88
	100	1.04	1.10	1.41	1.73
	150	0.95	0.99	1.26	1.58
	200	0.89	0.95	1.15	1.41
	250	0.84	0.89	1.04	1.31

注：表中所列总传热系数以钢管外表面为基准传热面。

附录 G 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距

表 G 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距(m)

建(构)筑物		水平净距
建筑物墙壁外缘或突出部分外缘	有门窗	3.0
	无门窗	1.5
场区道路		1.0
人行道路外缘		0.5
场区围墙(中心线)		1.0
照明或电信杆柱(中心)		1.0
电缆桥架		0.5
避雷针杆、塔根部外缘		3.0
立式罐		1.6

注:1 表中尺寸均自管架、管墩及管道最突出部分算起。道路为城市型时,自路面外缘算起,为公路型时,自路肩外缘算起。

2 架空油气管道与立式罐之间的距离,是指立式罐与其圆周切线方向平行的架空油气管道管壁的距离。

附录 H 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的最小间距

表 H 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的最小间距(m)

建(构)筑物名称		通信电缆 及 35kV 以下直埋 电力电缆	管架基础 (或管墩) 外缘	电杆 中心线	建筑物 基础外缘	道 路	
						路面或 路沿石 外缘	边沟 外缘
管道 名称	天然气、液化 石油气管道 ($P > 1.6 \text{MPa}$)	1.5	1.0	1.0	3.0	1.5	1.0
	天然气凝液管道	2.0	1.0	1.0	2.0	1.5	1.0
	污水管道	2.0	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0
	压缩空气管道	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0
	热力管道	2.0	1.5	1.0	1.5	1.0	1.0
	消防水管道	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0

注:1 表中天然气、液化石油气管道($P > 1.6 \text{MPa}$)与建筑物之间的距离,是在管道强度保安全基础上,与站内建筑物之间的维检修、施工间距;当 $P \leq 1.6 \text{MPa}$ 时,应符合现行国家标准《工业企业总平面设计规范》GB 50187 的规定。

2 当管道埋深大于邻近建(构)筑物的基础埋深时,应采用土壤安息角校正本表中所列数值。

3 表中所列间距应自管壁或防护设施外缘算起。

4 当有可靠根据或措施时,可减小表中所列数值。

5 本表不适用于湿陷性黄土地区及膨胀土等特殊地区。

附录 J 通信电缆管道和直埋电缆与地下管道 或建(构)筑物的最小间距

表 J 通信管道、通道、直埋电缆和其他地下管线及建筑物间的最小净距表

其他地下管道及建筑物名称		水平净距(m)		垂直净距(m)	
		电缆管道	直埋电缆	电缆管道	直埋电缆
已有建筑物		2.0	1.0	—	—
规划建筑物红线		1.5	1.0	—	—
给水 管道	$d \leq 300\text{mm}$	0.5	0.5	0.15	0.5
	$300\text{mm} < d \leq 500\text{mm}$	1.0	1.0	0.15	0.5
	$d > 500\text{mm}$	1.5	1.5	0.15	0.5
污水、排水管		1.0	1.0	0.15	0.5
热力管		1.0	1.0	0.25	0.5
燃 气 管	压力 $\leq 300\text{kPa}$ (压力 $\leq 3\text{kg}/\text{cm}^2$)	1.0	1.0	0.3	0.5
	$300\text{kPa} < \text{压力} \leq 800\text{kPa}$ ($3\text{kg}/\text{cm}^2 < \text{压力} \leq 8\text{kg}/\text{cm}^2$)	2.0	2.0	0.3	0.5
电 力 线	35kV 以下	0.5	0.5	0.5	0.5
	$\geq 35\text{kV}$	2.0	2.0	0.5	0.5
高压铁塔基础边 $> 35\text{kV}$		2.5	—	—	—
通信电缆(或通信管道)		0.5	0.75	0.25	0.25
通信电杆、照明杆及拉线		0.5	1.5	—	—
绿 化	乔木	1.5	2.0	—	—
	灌木	1.0	0.75	—	—
道路边石边缘		1.0	—	—	—

续表 J

其他地下管道及建筑物名称	水平净距(m)		垂直净距(m)	
	电缆管道	直埋电缆	电缆管道	直埋电缆
铁路钢轨(或坡脚)	2.0	—	—	—
沟渠(基础底)	—	—	0.5	—
涵洞(基础底)	—	—	0.25	—
电车轨底	—	—	1.0	—
铁路轨底	—	—	1.5	—
通信管道边线(不包括人手孔)	—	0.75	—	0.25
非同沟的直埋光(电)缆	—	0.5	—	0.25
排水沟	—	0.8	—	0.5
水井、坟墓	—	3.0	—	—
粪坑、积肥池、沼气池、氨水池等	—	3.0	—	—
高压输油管道、输气管道(非本系统内)	—	10.0	—	0.5

注:1 主干排水管后敷设时,其施工沟边与管道间的水平净距不宜小于 1.5m。

2 当管道在排水管下部穿越时,交叉净距不宜小于 0.4m,通信管道应作包封处理。包封长度自排水管道两侧各长 2m。

3 在交越处 2m 范围内,燃气管不应有接合装置和附属设备,如上述情况不能避免时,通信管道应作包封处理。

4 如电力电缆加保护钢管时,净距可减至 0.15m。

5 直埋光缆采用钢管保护时,与水管、燃气管、输油管交越时的净距可降低为 0.15 m。

6 对于杆路、拉线、孤立大树和高耸建筑,还应考虑防雷要求。

7 穿越埋深与光缆相近的各种地下管线时,光缆宜在管线下方通过。

8 隔距达不到表中要求时,应采取保护措施。

附录 K 通信架空线路与其他设备 或建(构)筑物的最小间距

表 K 通信架空线路与其他设备或建筑物的最小间距

序号	净距说明	最小净距(m)
1	杆路与消火栓水平间距	1.0
2	杆路与地下通信管、缆线水平间距	0.5~1.0
3	杆路与火车铁轨水平间距	地面杆高的 4/3
4	杆路与人行道边石水平间距	0.5
5	杆路与地面上已有其他杆路水平间距	地面杆高的 4/3 (以较长标高为基础)
6	杆路与市区树木(线缆至树干)水平间距	0.5
7	杆路与郊区树木(线缆至树干)水平间距	2.0
8	杆路与房屋建筑水平间距	2.0
9	杆路与油(气)井或地面露天油池的水平距离	20
10	架空光(电)缆与市内街道(最低线缆到地面)垂直距离	4.5(平行时) 5.5(交越时)
11	架空光(电)缆与市内里弄(胡同)垂直距离	4.0(平行时) 5.0(交越时)
12	架空光(电)缆与铁路垂直距离	3.0(平行时,最低线缆到地面) 7.5(交越时,最低线缆到轨面)

续表 K

序号	净 距 说 明	最小净距(m)
13	架空光(电)缆与公路垂直距离	3.0(平行时,最低线缆到地面) 5.5(交越时,最低线缆到路面)
14	架空光(电)缆与土路垂直距离	3.0(平行时,最低线缆到地面) 5.0(交越时,最低线缆到路面)
15	架空光(电)缆与房屋建筑垂直距离	0.6(交越时,最低线缆到屋脊) 1.5(交越时,最低线缆到房屋平顶)
16	架空光(电)缆与河流垂直距离	1.0(交越时,最低线缆 到最高水位时的船桅顶)
17	架空光(电)缆与市区树木垂直距离	1.5(交越时,最低线缆到树枝)
18	架空光(电)缆与郊区树木垂直距离	1.5(交越时,最低线缆到树枝)
19	架空光(电)缆与其他通信导线垂直 距离	0.6(交越时,一方最低线缆到 另一方最高线条)
20	架空光(电)缆与同杆已有线缆垂直 距离	0.4(平行时,线缆到线缆)
21	架空光(电)缆与 10kV 以下电力线交 越时的垂直距离(最高线缆到电力线条)	2.0(架空电力线有防雷保护设备) 4.0(架空电力线无防雷保护设备)
22	架空光(电)缆与 35kV~110kV 电 力线(含 110kV)交越时的垂直距离(最 高线缆到电力线条)	3.0(架空电力线有防雷保护设备) 5.0(架空电力线无防雷保护设备)
23	架空光(电)缆与 110kV~220kV 电 力线(含 220kV)交越时的垂直距离(最 高线缆到电力线条)	4.0(架空电力线有防雷保护设备) 6.0(架空电力线无防雷保护设备)
24	架空光(电)缆与 220kV~330kV 电 力线(含 330kV)交越时的垂直距离(最 高线缆到电力线条)	5.0(架空电力线有防雷保护设备)

续表 K

序号	净 距 说 明	最小净距(m)
25	架空光(电)缆与 330kV~500kV 电力线(含 500kV)交越时的垂直距离(最高线缆到电力线条)	8.5(架空电力线有防雷保护设备)
26	架空光(电)缆与供电线接户线(注 1)	0.6(架空电力线有防雷保护设备) 0.6(架空电力线无防雷保护设备)
27	架空光(电)缆与霓虹灯及其铁架	1.6(架空电力线有防雷保护设备) 1.6(架空电力线无防雷保护设备)
28	架空光(电)缆与电气铁路及电车滑接线(注 2)	1.25(架空电力线有防雷保护设备) 1.25(架空电力线无防雷保护设备)

注:1 供电线为被覆线时,光(电)缆也可以在供电线上方交越。

2 通信线应架设在电力线路的下方位置,应架设在电车滑接线的上方位置。

3 光(电)缆必须在上方交越时,跨越档两侧电杆及吊线安装应做加强保护装置。

4 在地域狭窄地段,拟建架空光缆与已有架空线路平行敷设时,若间距不能满足以上要求,可以杆路共享或改用其他方式敷设光缆线路,并满足隔距要求。

附录 L 站场内建筑物的通风方式 及换气次数

表 L 站场内建筑物的通风方式及换气次数

厂房名称	有害物	通风方式	正常通风 换气次数 (次/h)
分析化验室	有害气体	有组织的自然通风 或机械排风	≥ 6
空压机房	余热	有组织的自然通风 或机械排风	≥ 6
溶液循环泵房(包括甘醇、 乙二醇)、缓蚀剂泵房	有害气体	机械排风	≥ 6
天然气凝液泵房	有害气体	机械排风	$\geq 10(20)$
凝析油泵房、液化石油气泵房、 事故油泵房	有害气体	机械排风	≥ 10
变配电间	余热	有组织的自然通风 或机械排风	≥ 10
变压器室、电容器室	余热	有组织的自然通风 或机械排风	$\geq 8 \sim 10$
清水泵房、消防泵房	余热、 有害气体	有组织的自然通风 或机械排风	≥ 4
天然气压缩机房	余热、 有害气体	机械排风	$\geq 8 \sim 10$
天然气调压间、燃气锅炉间、 天然气加热炉操作间	余热、 有害气体	机械排风	≥ 8

续表 L

厂房名称	有害物	通风方式	正常通风 换气次数 (次/h)
污水提升泵房	有害气体	有组织的自然通风 或机械排风	≥ 6
热力机房(燃油燃气设备除外)	余热、 有害气体	有组织的自然通风 或机械排风	$\geq 6 \sim 12$

注:1 有组织的自然通风可采用筒形风帽、旋转风帽、球形风帽或通风天窗等方式。

2 括号内的换气次数为含硫的数据。

3 对于同时散发有害气体和余热的建筑物,室内的全面通风量应按消除有害气体或余热中所需的最大空气量计算。当建筑物内散发的有害气体或余热量不能确定时,通风量可按表中的换气次数计算。

4 本表通风换气次数不包含局部通风。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《建筑抗震设计规范》GB 50011
- 《室外排水设计规范》GB 50014
- 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
- 《动力机器基础设计规范》GB 50040
- 《锅炉房设计规范》GB 50041
- 《工业建筑防腐蚀设计规范》GB 50046
- 《供配电系统设计规范》GB 50052
- 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058
- 《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060
- 《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087
- 《膨胀土地区建筑技术规范》GB 50112
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116
- 《高耸结构设计规范》GB 50135
- 《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
- 《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183
- 《工业企业总平面设计规范》GB 50187
- 《构筑物抗震设计规范》GB 50191
- 《电力工程电缆设计规范》GB 50217
- 《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223
- 《输气管道工程设计规范》GB 50251
- 《输油管道工程设计规范》GB 50253
- 《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264

《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
 《工业金属管道设计规范》GB 50316
 《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343
 《储罐区防火堤设计规范》GB 50351
 《通信管道与通道工程设计规范》GB 50373
 《油田注水工程设计规范》GB 50391
 《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423
 《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459
 《钢制储罐地基基础设计规范》GB 50473
 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB 50470
 《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493
 《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T 50538
 《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698
 《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》GB/T 50991
 《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823
 《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892
 《压力容器》GB 150.1~GB 150.4
 《锅炉和压力容器用钢板》GB 713
 《工业锅炉水质》GB/T 1576
 《用安装在圆形截面管道中的差压装置测量满管流体流量 第2部分:孔板》GB/T 2624.2
 《爆炸性环境》GB 3836
 《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272
 《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310
 《生活饮用水卫生标准》GB 5749
 《高压化肥设备用无缝钢管》GB 6479
 《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163
 《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175
 《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624

《污水综合排放标准》GB 8978
《稳定轻烃》GB 9053
《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711
《液化石油气》GB 11174
《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348
《天然气》GB 17820
《道路运输液体危险货物罐式车辆》GB 18564
《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603
《用气体超声流量计测量天然气流量》GB/T 18604
《石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境的材料》
GB/T 20972
《用标准孔板流量计测量天然气流量》GB/T 21446
《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447
《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448
《钢质管道内腐蚀控制规范》GB/T 23258
《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328
《厂矿道路设计规范》GBJ 22
《工业企业设计卫生标准》GBZ 1
《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》AQ 2018
《钢制化工容器设计基础规定》HG/T 20580
《钢制管法兰、垫片、紧固件》HG/T 20592~20635
《化工设备、管道外防腐设计规范》HG/T 20679
《液体装卸臂工程技术要求》HG/T 21608
《丝网除沫器》HG/T 21618
《承压设备用碳素钢和合金钢锻件》NB/T 47008
《低温承压设备用低合金钢锻件》NB/T 47009
《承压设备用不锈钢和耐热钢锻件》NB/T 47010
《石油化工储运系统罐区设计规范》SH/T 3007
《石油化工设备和管道绝热工程设计规范》SH/T 3010

《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计规范》SH/T 3022
《石油化工企业排气筒和火炬塔架设计规范》SH/T 3029
《石油化工塔型设备基础设计规范》SH/T 3030
《石油化工管架设计规范》SH/T 3055
《石油化工冷换设备和容器基础设计规范》SH/T 3058
《石油化工球罐基础设计规范》SH/T 3062
《石油化工钢储罐地基与基础设计规范》SH/T 3068
《石油化工钢储罐地基处理技术规范》SH/T 3083
《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》SH/T 3107
《石油化工仪表及管道伴热和绝热设计规范》SH/T 3126
《天然气净化厂设计规范》SY/T 0011
《油气田和管道工程建筑设计规范》SY/T 0021
《油气田地面管线和设备涂色规范》SY/T 0043
《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048
《埋地钢质管道外壁有机防腐层技术规范》SY/T 0061
《天然气脱水设计规范》SY/T 0076
《天然气凝液回收设计规范》SY/T 0077
《油气厂、站、库给水排水设计规范》SY/T 0089
《滩海石油工程仪表与自动控制技术规范》SY/T 0310
《盐渍土地区建筑规范》SY/T 0317
《油气分离器规范》SY/T 0515
《绝缘接头与绝缘法兰技术规定》SY/T 0516
《导热油加热炉系统规范》SY/T 0524
《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和抗应力腐蚀开裂的金属
材料要求》SY/T 0599
《油田水结垢趋势预测》SY/T 0600
《凝析气田地面工程设计规范》SY/T 0605
《高含硫化氢气田集输管道系统内腐蚀控制要求》SY/T 0611
《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612

《滩海油田油气集输设计规范》SY/T 4085
《滩海斜坡式砂石人工岛结构设计与施工技术规范》SY/T 4097
《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257
《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》SY/T 6277
《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全技术规范》
SY 6503
《气田水回注方法》SY/T 6596
《耐腐蚀合金管线钢管》SY/T 6601
《内覆或衬里耐腐蚀合金复合钢管规范》SY/T 6623
《石油设施电气设备安装区域一级、0区、1区和2区区域划分推
荐作法》SY/T 6671
《高含硫气田集气站场安全规程》SY/T 6779
《高含硫化氢气田集输管道安全规程》SY 6780
《高含硫化氢天然气净化厂公众安全防护距离》SY/T 6781
《油气田及管道工程雷电防护设计规范》SY/T 6885
《高含硫化氢气田地面集输系统在线腐蚀监测技术规范》SY/T 6970
《卸压和减压系统指南》SY/T 10043
《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004
《通信电源设备安装工程设计规范》YD/T 5040

中华人民共和国国家标准

气田集输设计规范

GB 50349 - 2015

条文说明

制 订 说 明

《气田集输设计规范》GB 50349—2015,经住房和城乡建设部2015年12月3日以第988号公告批准发布。

本规范是在《油气集输设计规范》GB 50350—2005的基础上制订而成的,原《油气集输设计规范》GB 50350—2005被拆分为《油田油气集输设计规范》和《气田集输设计规范》。本规范在制订过程中,编制组进行了大量的调查研究,总结了我国气田集输工程设计的实践经验,同时参考了国外先进技术。

为便于设计、施工、验收和监督等部门的有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定,《气田集输设计规范》编制组按章、节、条顺序编制了本规范的条文说明,对条文规定的目的、依据及执行中需要注意的有关事项进行了说明,还着重对强制性条文的强制性理由做了解释。但是,本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

1	总 则	(99)
2	术 语	(100)
3	基本规定	(101)
4	集气工艺	(103)
4.1	一般规定	(103)
4.2	集气流程	(104)
4.3	气液分离	(106)
4.4	气井产量及天然气输量计量	(109)
4.5	水合物防止	(109)
4.6	天然气增压	(110)
4.7	安全截断与泄放	(112)
5	处理工艺	(114)
5.2	天然气凝液回收	(114)
5.3	天然气凝液储存	(114)
5.4	天然气凝液装卸	(116)
6	气田水转输与处理	(118)
6.1	气田水转输	(118)
6.2	气田水处理	(119)
6.3	气田水回注	(120)
7	集输管道	(121)
7.1	一般规定	(121)
7.2	天然气集输管道	(122)
7.3	天然气凝液和液化石油气输送管道	(122)
7.4	管道敷设及线路附属物	(123)

7.5	管道材料	(124)
7.6	管道组成件	(124)
8	防腐与绝热	(129)
8.1	内腐蚀控制	(129)
8.2	外腐蚀控制	(130)
8.3	绝热及伴热	(130)
9	仪表与自动控制	(132)
9.1	一般规定	(132)
9.2	仪表选型及检测控制点设置	(133)
9.3	计算机控制系统	(134)
10	站场总图	(136)
10.1	站址选择	(136)
10.2	站场防洪及排涝	(137)
10.3	站场总平面及竖向布置	(138)
10.4	站场管道综合布置	(141)
11	公用工程及配套设施	(142)
11.1	通信	(142)
11.2	供配电	(142)
11.3	给排水	(144)
11.4	消防	(145)
11.5	供热	(146)
11.6	暖通空调	(147)
11.7	建筑与结构	(147)
11.8	道路	(148)

1 总 则

1.0.1 本条说明制订本规范的目的。

1.0.2 本条说明本规范的适用范围。本规范适用于陆上气田、滩海陆采气田和海上气田陆岸终端集输新建、扩改建和改造工程的设计。本规范中所述的陆上气田包括陆上的常规气田,还包括高含硫化氢气田、低渗透气田、凝析气田,不包括页岩气气田和煤层气气田。

1.0.3 本条说明本规范与国家现行有关规范的关系。

2 术 语

本章所列术语,其定义及范围仅适用于本规范。

本章所列术语大多数是参照现行行业标准《石油天然气工程建设基本术语》SY/T 0439 确定的,并结合气田生产发展的实际做了适当完善和补充。

2.0.2 “滩海陆采气田”参照《油气集输设计规范》GB 50350—2005 中滩海陆采油气田定义进行的修改,去除了原定义中的油田内容。

2.0.4 “低渗透气田”参照现行行业标准《气藏分类》SY/T 6168 根据气藏储层物性划分气藏类型来定义。

3 基本规定

3.0.1 气田集输工程必须适应气田生产全局的需要,满足开发和开采的要求。当气田已具备开发方案时,气田集输工程设计应依照批准的气田开发方案为依据,并满足设计委托书或设计合同规定的内容、范围和要求。当气田在勘探或试采过程中,尚未进行开发设计,需要建设部分地面工程以便尽早生产天然气,在这种情况下气田集输工程设计只能依据设计委托书或设计合同。

3.0.2 一个气田的开发是作为一个完整的建设工程项目出现的。对气藏工程设计、钻井工程设计、采气工程设计、地面建设工程设计等几个方面,进行综合的经济比较,才能构成总体的气田开发设计。应该提倡地下地上相结合、共同服从经济效益的气田开发设计原则。国外不少石油设计公司就是搞综合设计,在进行总体技术经济比较的基础上,提出气田的总体设计。国内的部分气田也在逐步重视这种多专业结合、综合优化的做法。气田集输工程必须满足气田开发和开采的要求,保证采输协调,生产平稳。然而,随着气田开发的不断发展,气田各阶段开发和开发方式是变化的,这就要求气田集输工程设施也要随之做出相应的调整。要考虑能以地面设施的少量变动去适应气田开发不同时期、不同阶段的要求,而不是推倒重来。因此,气田集输工程及供电、供水、道路等公用工程需要编制长远规划。根据多年来气田地面建设的经验,气田建设工程应总体规划,分期实施。

3.0.4 气田要在矿场条件下充分回收天然气中丁烷或丙烷以上组分,应密闭收集和输送,避免不必要的放空,并充分利用气井流体的压力能,合理利用热能,降低能耗。

3.0.5 气田集输工程分期建设的规模,是以开发方案提供的开发

指标预测资料为基础进行确定的。工程的适应期可按 20 年考虑，理由如下：

(1) 根据各类固定资产的折旧年限。

(2) 从基建程序看，一次有计划的调整改造工程，从规划、设计、基建直到投产一般要 2 年时间，如果适应期过短，带来的问题是工程的服役期较短，与人力、物力的消耗相比，是很不经济的。

(3) 适应期下限为 20 年，其一是可以尽可能发挥基建投资的作用；其二是考虑技术进步，同时考虑到气田开发研究方面认识能力已有较大提高，多数气田已经可以提供 20 年以上的开发预测资料。

在适应期内处理量和设备负荷变化较大时，若系统及设备均按最大负荷配置，就会长时间处于低负荷低效率运行，浪费能量和基建投资。为了使工程既有较长的适应期，又能提高设备负荷率，主要耗能设备可根据具体情况分阶段配置。

3.0.6 实施滚动勘探开发的气田，其工程适应期比一般的气田短。有的新建工程投产时间不长就要改造。因此，特别强调气田建设工程远期和近期的衔接，早期生产系统建设适宜采用简易设施或可移动设施，提高重复利用效率，尽量降低工程的整体投资。

3.0.8 为了节省投资，降低滩海陆采平台生产安全和环保的风险性，应尽量简化平台天然气生产及配套设施，平台上只设置井口装置、计量、节流加热与外输及必要的配套设施，必要时设置气液分离设施。为保证平台安全生产，避免跑、冒、滴、漏现象发生，平台生产设施必须设可靠的液位、压力、温度和可燃(或有毒)气体等关键参数的检测、控制和报警仪表。

3.0.12 根据现行国家标准《天然气》GB 17820 的规定，天然气交接计量按标准参比条件(温度 293.15K, 压力 101.325kPa)下的体积计量。

4 集气工艺

4.1 一般规定

4.1.1 天然气从气井产出直到形成产品输出是一个连续的生产过程。集输工艺方法、天然气分离、天然气净化、轻烃回收、输送、加工、利用、管网形式、站场布点方式等,需要通过气田集气系统总流程设计进行综合确定。集气系统总流程又是集气系统各环节某一分项工程设计的依据。总流程设计需要根据气田的基础资料进行综合分析和方案对比。天然气气质、气井产量、压力、温度和气田构造形态、驱动类型、井网布置、开采年限、逐年产量、产品方案及自然条件等,都是进行总流程设计最基本的基础资料。

4.1.2 站场是气田集气各个环节处理天然气的场所。天然气从气井采出后经过节流降压、气液分离、脱硫脱水等环节,然后成为产品气输出。各类站场指:井场、集气站、增压站、天然气处理厂、气田污水处理站及气田水转输站等。上述站场在气田集气系统连续生产过程中必将形成相互联系。各类站场的分布位置与气田井网布置、集气流程、产品流向、地形条件有关。站场位置布局要服从集气总流程,符合气田开发总体布局,符合有关安全规范,方便生产管理,符合技术经济原则。

4.1.3 气井生产受气井维修、集气系统生产运行状况及用气波动影响,不可能全年满负荷运行,为保证集气系统的年产气任务,单井产量必须有一定裕量。根据多年实践经验,本规范规定每口气井年生产天数按 330d 计算。对于气田集气管道,在确定管径时,气井未来的生产能力不可能准确地提出。为保证集气管网对气田开发的适应性,集气管线的设计能力也应有一定的裕量,一般是按管道预计日平均输气量的 115%~133%来设计,本规范规定按其

所辖采气管道采气量的总和乘以 1.2 的系数确定。

4.1.4 集气管网的系统压力主要分两级:第一级是采气管道压力,第二级是集气管道压力。采气管道输送压力主要根据气井井口流动压力、温度、集气工艺、压力能的利用等条件确定。集气管道输送压力应满足集输干线的输压要求、下游天然气处理厂工艺的要求以及用户对产品气压力的要求。因此,气田集气系统压力级制的确定主要是根据天然气处理厂工艺,结合气田开发方案及集气工艺方案进行综合考虑。

4.1.5 气田集气管网套数的设置是根据气井压力 and 用户要求的压力条件确定的。气田内单一气层开采的情况较少,当多气层开采时采气压力不完全相同。气井压力相差较大是使集气管道产生多套管网的原因,多套管网系统的设置必然会增加建设投资和管理费用。本规范规定同一气区或同一气田内,宜设一套管网。当天然气气质和压力差别较大,设一套管网不经济时,可分设高、低压集气管网或含硫气和非含硫气管网。

气田集气管网的布置形式是多种多样的,在大多数情况下采用组合式管网。具体设计时,需要根据集气工艺、气田构造形态及地形条件等因素而定。

4.1.6 气田的低压天然气有两种来源,一是同一气田内浅气层采出的低压气;二是气田开采后期,压力衰减后气井采出的气体。对于低压天然气的收集、输送和利用,本条推荐了三种方法。

4.2 集气流程

4.2.1 气田地面工程应尽量简化工艺环节,提高系统的集中度和密闭性,降低投资,方便管理与维护。气田多采用多井集气、湿气输送、集中处理的工艺流程。气田输送工艺分为干气输送和湿气输送工艺。由于湿气输送工艺简单、投资少,宜优先选用;当存在严重苛刻腐蚀环境,在湿气输送存在一定困难时,才考虑脱水后的干气输送。

4.2.2 凝析气田集输宜优先采用气液混输工艺,利用天然气的压力将所携带的油、水等液体收集与输送,一般由集气支、干线混输至油气处理厂或集中处理站再进行处理。该工艺大大地简化地面集输流程,节能降耗,站场设施少,操作简单,管理方便,节省投资。在采用气液混输工艺时,对于地形起伏大的地区,因流型变化多,气体压力波动大,需要适当提高集气系统的设计压力。气液混输管道为了防止清管工况下段塞流液体产生冲涌,在集气管道末端常需设置段塞流捕集设施。

4.2.3 低渗透气田具有单井产量低、稳产时间短、压力衰减快、需要新井不断接替等特点。该类气田井口数量多,多采用丛式井、加密井、枝状站间单管串接来适应气田滚动开发的要求。为降低工程投资、减少操作人员数量、降低生产成本,地面工艺应尽量简化,多采用井下节流、井间串接、集中分离的集输工艺流程。井下节流工艺技术是依靠井下节流嘴实现井筒节流降压,充分利用地温加热,使节流后的气流温度基本恢复到节流前温度,从而防止气流在井筒或地面集气系统形成水合物,达到减少甲醇注入量、稳定气井生产能力的目的。井下节流工艺可使地面集气系统流程大为简化,近年来在长庆苏里格气田、四川广安须家河气田等开发中得到了广泛应用。

4.2.4 在酸性气田的设计中,宜采用湿气加注缓蚀剂的集输流程,简化工艺,降低投资。地面集输系统的金属材料的选择遵循 ISO 15156《石油天然气工业-石油和天然气生产中含 H_2S 环境使用的材料》的要求,并且在实验室对金属材料按照 ISO 15156 以及 NACE TM0177、NACE TM0284 中提供的抗 SSC、HIC 评价方法进行评价试验,将金属材料发生 SSC 的风险降到最低。

硫化氢及二氧化碳腐蚀严重的酸性气田,集气管道可采用耐蚀合金管材湿气输送或碳钢、低合金管材干气输送方式。耐蚀合金管材在国内气田已有成功应用案例,并作为从材质本质解决腐蚀问题的重要措施,近几年逐步被广泛认可并推广应用。干气输

送是指在整个输送过程中天然气温度始终保持在水露点之上的状态,是高酸性气田集输管道防止腐蚀、保证安全运行的常见措施之一。干气输送工艺从腐蚀机理上解决了酸性气体对输气管线和设备的腐蚀问题,输送工艺相对安全可靠,风险小。

4.2.5 气液分输工艺是先将天然气在井场或集气站进行分离,分离后的气体、液体分别进行输送。对于液体输送,常见的有泵压管输及汽车拉运等方式。气液分输集气系统流程复杂,设备较分散且集中度及密闭性低,一次投资及运行费用高,并给气田运行管理带来不便。

4.3 气液分离

4.3.1 为了方便管理和降低管理费用,分离器集中设置在集气站是有利的。但对下列情况,分离器宜设置在井场:气井产液量大、距集气站较远时,分离器宜设置在井场。采气管线高差较大,清管时巨大液量容易引起系统超压的工况;采气管道中气液混输,管路阻力增大,影响管道输送,也推荐分离器设在气井井场。

4.3.2 集气过程中天然气的气液分离一般应在常温下进行,只有当天然气中重烃组分含量高,回收利用重烃确有经济效益时才采用低温分离工艺。本规范仅根据天然气组成推荐集气工艺流程方式供设计参考。

4.3.3 本条提出了气液分离器选择原则。气井生产的天然气组成和产量变化较大,有时有大量重组分、水,有时是干气气藏产出的天然气。重力分离器对气体流量有较大的适应性,在气井的气质和产量发生变化的过程中均能较好地适应。对于气田天然气的气液分离,推荐采用重力分离器。

1 立式重力分离器是一种复合式的分离器。分离液滴的原理是利用离心力和重力双重作用。气流进入分离器后首先沿器壁回旋流动,借离心力作用将大量的液体分离下来,然后气流沿分离器筒体空间(沉降空间)向上流动,液体微粒借重力作用分离下来。

重力分离器的一般结构应具有沉降空间和储液空间两部分。根据分离气井产物的特点,可增加气流进口切线结构和气流出口前的捕雾器两部分。前者是处理天然气大量带液和产生股液现象所需要的,后者是分离粒径为 $100\mu\text{m}$ 以下的液雾所需要的。

2 卧式重力分离器是利用重力作用使液滴从气流中分离下来。分离器的进口结构使气流进入分离器后,在其端部产生冲击而使大量的携带液被分离下来。气流经过冲击后沿筒体折向流动,折向流动的过程是天然气中携带的微滴被进一步沉降分离的过程。分离器中气流水平流速必须小于液滴沉降速度,气流到达分离器出口管之前,要有足够的时间使其携带的液滴从气流中分离下来。一般情况下气体空间应大于液体空间。卧式重力分离器出口设置捕雾器的目的与立式重力分离器相同,是为了分离粒径为 $100\mu\text{m}$ 以下的液雾而设置的。

3 油气水混合物进入三相卧式分离器后,进口分流器把混合物大致分为气液两相。液相进入集液部分,集液部分有足够的体积使游离水沉降到底部形成水层,其上油和含有较小水滴的乳状油层。油和乳状油从挡板上面溢出。挡板下游的油面由液面控制器操纵出油阀控制于恒定的高度。水从挡板上游的出水口排出,油水界面控制器操纵排水阀的开度,使油水界面保持在规定的高度,气体水平地通过重力沉降部分,经除雾器后由气出口流出。分离器的压力由设在气管上的阀门控制。油气界面的高度依据液气分离的需要,可在 $1/2$ 直径 $\sim 3/4$ 直径间变化。

4.3.4 气井生产计量与周期计量确定因素见本规范第 4.4.3 条、第 4.4.4 条。

4.3.8 重力分离器中,液滴在气体中下降时,由于气体介质所产生的阻力,液滴仅在最初阶段以加速度降落,当液滴所受的重力被摩擦阻力抵消以后,即以某一恒定的速度继续降落,此恒定的最终降落速度称为沉降速度。液滴在分离器中的沉降速度采用基本公式计算,即式(4.3.8-1),该式的推导是以下面几点假设为基础:

- (1)悬浮物的运动速度为常数；
- (2)分离器内不发生凝聚和分散作用；
- (3)液、固微粒均是球形。

式(4.3.8-1)中阻力系数 f 是颗粒与流体相对运动的雷诺数 Re 的函数,用下式表示:

$$Re = \frac{W_o d_L \rho_G}{\mu_G} \quad (1)$$

式中: W_o ——液滴在分离器中的沉降速度(m/s);

d_L ——液滴直径,取 $60 \times 10^{-6} \text{ m} \sim 100 \times 10^{-6} \text{ m}$;

ρ_G ——气体在操作条件下的密度(kg/m^3);

μ_G ——气体在操作条件下的黏度($\text{Pa} \cdot \text{s}$)。

液滴在气体中的沉降分为滞流、过渡流及紊流三个区域。计算 W_o 时必须确定某沉降区域,但雷诺数 Re 是 W_o 的函数,计算时可将式(1)与式(4.3.8-1)联立,并将与 $f \cdot (Re^2)$ 的函数关系制成曲线图(如本规范附录 B 所示),则可用式(4.3.8-2)计算 $f \cdot (Re^2)$ 的值,然后从本规范附录 B 中查得阻力系数 f 值。

用重力分离器分离气体中的固、液微粒,分离的粒径不小于 $50 \mu\text{m}$,小于 $50 \mu\text{m}$ 粒径的微粒应采取其他方法。因为小于 $50 \mu\text{m}$ 粒径微粒的分离所需要的分离器直径显著增大,依靠重力分离器则不经济。

4.3.9 丝网捕雾器最大允许气流速度 V_{\max} 是按丝网除沫器的液泛气速确定,据相关资料:当丝网捕雾器的设计速度 $V_a = (0.3 \sim 1.0)V_{\max}$ 时,可望得到很好的除雾性能。通常实际的操作气速取 $V_a \leq 0.75V_{\max}$ 。目前,石油化工装置上的丝网除沫器用丝网通常选用现行行业标准《丝网除沫器》HG/T 21618 规定的丝网,除沫效果良好,采购方便。该标准丝网的桑达斯-布朗系数 K_{SB} 较《油气集输设计规范》GB 50350—2005 第 6.2.7 条规定的值大,可降低丝网面积,却不影响除雾效果。

4.3.10 管道末端设置液体捕集器,不但起到气液分离作用,而且

也是吸收液体段塞的缓冲器。同时需定期经常性清管,减少管道内液体滞留量,减小段塞捕集器尺寸。段塞流捕集器主要是通过降低含液天然气的流动速度,使天然气与液体在入口段达到分层流动,然后利用气体和液体之间质量的差异,在重力的作用下使微小液滴沉降而进行分离。段塞流捕集器主要包括容器式、多管式和环管存储式三种类型。容器型段塞流捕集器适于液塞体积小(如 100m^3)、安装场地小的场合。多管式段塞流捕集器适于压力高、液塞体积大、安装场地大的场合,采用钢管制作,降低费用。

4.4 气井产量及天然气输量计量

4.4.7 本条中一级计量系统准确度等级(表 4.4.7)是参照《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603—2014 给出的。体积输量在范围 $10000\text{m}^3/\text{h} < q_{\text{nv}} \leq 100000\text{m}^3/\text{h}$ 时,一级计量系统根据《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603—2014 中 6.5.3 条选择 A 级或 B 级计量系统。

二级、三级计量系统准确度要求沿用了《油气集输设计规范》GB 50350—2005 的规定。

4.4.8 本条中表 4.4.8 的主要依据是《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603—2014。

4.5 水合物防止

4.5.1 湿天然气在一定的压力和温度条件下容易形成水合物。水合物是一个烃类分子同数个水分子结合形成的白色晶状物质,类似冰或致密的雪。水合物容易在管道的弯头、阀件、管件等处形成并积聚造成堵塞。集气系统水合物的形成原因:一是在井场和集气站对天然气进行节流降压时,气体膨胀产生急剧温降后形成;二是集气管道因气体输送产生压降和温降在管道内形成。选择防止水合物形成的方法主要考虑:一是工艺上的可能性,二是经济上的合理性。所有防止水合物形成的方法,都应确保在生产过程中

高出不产生水合物温度 3°C 以上的安全范围,选择方法要根据具体条件通过对比后确定。

4.5.2 真空加热炉的运行操作简单,且安全可靠,热效率高。对于需要采暖的井站,采暖热水还可通过真空加热炉加热,以简化流程,节约投资。另外,常压水套加热炉运行也安全可靠,操作简单,从多年运行实践来看,井场用水套炉加热也是经济合理的。

4.5.6 甲醇具有中度危害的毒性,可通过呼吸道、食道及皮肤侵入人体,甲醇对人中毒剂量为 $5\text{mL}\sim 10\text{mL}$,致死剂量为 30mL 。因为甲醇可能会污染地下水,回注的污水中甲醇含量限制在小于 $0.1\%(\text{w})$ 。而乙二醇无毒,不存在危害人身安全和污染环境的问题。从操作安全性和环保方面看,注乙二醇优于注甲醇。一般来说,为满足环保及职业卫生要求,含甲醇污水应进行甲醇的再生回收处理。

4.6 天然气增压

4.6.1 低压气田或气田开采后期天然气出井压力过低时可采用压缩机增压外输。

气田增压站通常是在开始时要求压比小,随着时间的推移,要求压比越来越大。因此,气田天然气增压所需要的压缩机的特点是:①易于调节排量;②易于改变压比。气田低压气增压输送时,一般情况下采用往复式压缩机。

4.6.2 用于气田集气系统低压气增压的压缩机,其原动机采用燃气发动机,以天然气为燃料,可就地取用,经济合理。燃气发动机本身的特点也有利于压缩机调节流量变动功率的操作。当电源可靠、电价低、电费少,输电线路短、不需要大量的输变电投资,有国家电源和供电网时,可采用电动机。

4.6.3 随气田的深度开采,当气井压力进一步降低后,即使是高压比压缩机也难以满足要求,因此推荐采用整体组装机组以利于机组的更换。气田集气系统所用的压缩机通常是中、小型,且以小

型为主。中小型机组的整装设计是比较容易实现的。

整体组装压缩机一般为小型机组,机组更换安装时,将机组底盘就位后,只需进行压缩机进口管道的连接、燃料气引入管道的连接以及仪表压力引线的连接等。整体组装压缩机冷却系统一般为间接空冷,冷水密闭循环。较小的机组系为自动循环。较大的机组则由机组自带的气动泵使冷却水循环。机组安装时,同外部的管道连接部位很少,安装比较简易,安装所花费的时间较短;更换机组时,因停工所减少的气量可由其他机组或其他气源通过调节加以解决。故对整体组装压缩机组不需要设置备用设备,但易设离线备用机组。

4.6.4 气田集气系统向外输气通常有高负荷和低负荷的要求。要满足这种要求,一是从单机组本身的功率变动范围上考虑;二是从机组数量设置上考虑。前者能满足小幅度的变化,后者才能满足大幅度的变化。因此一座压气站往往为适应负荷量的变化而需设置调节机组。当其中一台大容量压缩机组检修时,其他机组最大排量能满足最低供气要求时,这种情况下就不另设置备用机组,否则应设置备用机组。

4.6.5 天然气进入压缩机前应根据机组要求除去气中液、固杂质。分离器的规格应根据工艺计算确定。分离器设置自动排液、液位控制及高液位报警等防止凝液和机械杂质进入气罐,这是必要的安全设施。

4.6.9 为了压缩机检修操作方便,封闭式和半露天式厂房均应设置起重吊车。对于采用单层厂房操作平台布置的小型机组,最大部件重量不足 3t 者,可设置移动式吊车或汽车吊。移动式吊车的负荷可根据压缩机和动力机的最大部件重量来决定。如果部件重量小于 1t,也可采用三角架配挂手拉葫芦来解决检修部件的起吊问题。10t 以上可采用电动桥式吊车,10t 以下以手动吊车为宜。电动吊车可减轻检修劳动强度,但是动作较快,不易做到微调控,故 10t 以内应优先选用手动梁式吊车,对于 10t 以上的大型桥

式吊车,可在挂钩上再配一环链手拉葫芦。

4.6.10 压缩机工艺气系统设计要求:

第1款、第4款这两款规定的安全保护装置应由压缩机组(指压缩机、原动机及两机的辅机)制造厂配套提供,在订货时应按本规范对压缩机组提出技术要求。

第2款:压缩机出口至第一截断阀之间管道上,装设安全阀和放空阀作为事故紧急放空及设备检修时机组放空之用。为防止超压使压缩机能及时泄压,泄放量应等于或大于压缩机的额定排放量。

第3款:压缩机各级之间的调节回路管道和始末两级之间的闭路循环管道的设置,是为了机组排量的调节、机组开停工操作及机组切换操作之用。

4.6.11 压缩机各级出口冷却可提高管输效率和减小对防腐层的影响。

空冷同水冷对比,具有减少消耗和环境污染,降低能耗以及厂址不受水源限制等优点。特别是在山区,水源和电源缺少,故推荐优先选用空冷。

4.7 安全截断与泄放

4.7.1 井口是唯一的压力来源。当采气管道的压力高于或低于所给定的上限或下限压力值时,安全截断阀自动关闭,也就是关闭了气井。

采气管道超过高限压力的情况,一般是采气管道中水合物堵塞或集气站意外事故突然关闭采气管道进站截断阀引起的。采气管道出现超低压的情况,一般是采气管道因事故破裂引起的。

气井井口装设高低压安全截断阀的目的:一是当采气管道出现超高压或超低压的情况时,高低压安全截断阀自动关井以防止爆炸、火灾以及中毒等事故发生;二是当下游脱水站、净化厂发生故障时,为了避免或减少天然气的放空,通过站内自控联锁系统关断高低压安全截断阀。

4.7.2 气田站场灭火最重要的措施是迅速截断气源,为此在进出站的天然气管道上设置截断阀是确保截断气源的唯一措施。截断阀应设置在安全可靠和方便操作的地方,当天然气站发生火灾或泄漏事故时,操作人员能迅速靠近、及时关闭阀门截断气源。紧急截断阀应设置自动及远程控制系统,以便事故时迅速关闭阀门。现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 通过站场分级,对不同等级的站场进出站截断阀的设置也进行了规定。

4.7.8 工艺系统可燃物质泄漏发生火灾时,降低工艺系统操作压力可更迅速地控制火情。金属材料由于火灾原因温度升高,即使工艺系统压力未达到最大允许蓄积压力时,也可能会造成应力破损,因此应降低容器应力。降压速率与容器材料的金属性能、壁厚、最初的壁温以及热输入量有关。本条规定的降压速率是根据《卸压和减压系统指南》SY/T 10043—2002 的第 3.19.11 条制订的。

4.7.10 本条是参照《压力管道规范 工业管道 第 6 部分:安全防护》GB/T 20801.6—2006 中第 4.1.2 条进行制订的。

4.7.12 本条是结合了《油气集输设计规范》GB 50350—2005 中第 6.6.5 条和《压力容器》GB 150.1—2011 中 B.4.7 条的要求制订的。对于最大操作压力在 7.5MPa 以上的工况,原则上,定压值(P_0)推荐 1.1 倍最大操作压力(P);如果 1.1 倍 P 定压会造成显著的成本增加,则可选择大于或等于 1.05 倍 P 定压;结合安全阀的选型,对于弹簧式安全阀, P_0 一般应大于或等于 1.1 倍 P ,先导式安全阀 P_0 一般应大于或等于 1.05 倍 P 。

4.7.13 本条第 1 款是根据《压力管道安全技术监督规程——工业管道》TSG D0001—2009 中第一百四十四条的要求制订的。

4.7.15 站内采用分组检修时,各分组间可采用 8 字盲板或双阀中间加放空管等可靠有效的隔断措施。

4.7.16 本条是根据《工业金属管道设计规定》GB 50316—2000 (2008 版)中第 7.1.5 条的要求制订的。

5 处 理 工 艺

5.2 天然气凝液回收

5.2.5 “乙烷收率宜为 50%~85%”的规定与《天然气凝液回收设计规范》SY/T 0077—2008 的要求一致；近年来由于石油产品价格的提高，凝液回收装置效益较好，已设计和正在运行的大、中、小型轻烃回收装置的丙烷收率一般为 70%~85%，采用吸收塔工艺的装置丙烷收率高达 95%以上，因此将丙烷收率修改为“丙烷收率宜为 70%~90%”。

5.2.7 对于轻烃回收装置，由气体而引起的火灾，扑救或灭火的最重要、最基本的措施是截断气源。为此，在装置进气总管上设置紧急关断阀，是确保在事故发生时能迅速截断气源的重要措施。为确保原料气系统的安全和超压泄放，在装置的进气总管上的紧急关断阀之前，应设置装置越站旁路或放空阀和安全阀。

5.3 天然气凝液储存

5.3.1 本条根据《石油化工储运系统罐区设计规范》SH/T 3007—2007 提出修改。

5.3.4 “天然气凝液及其产品的储罐不宜少于 2 个”，这是经过与生产单位调研，是实际生产需要的。生产装置为连续生产，液化石油气和稳定轻烃满罐后应立即切换到另一个储罐继续接收产品，满罐后进行计量、分析，质量合格后外输，因此 1 个储罐是不够的，所以选 2 个罐可以满足要求，至于是否为 3 个或更多应根据产品数量确定。《石油化工储运系统罐区设计规范》SH/T 3007—2007 也提出了同样要求。

5.3.5 本条参考了特种设备安全技术规范《固定压力容器安全技

术监察规程》TSG R0004—2009 中的第 3.9.3 条,常温储存液化气压力容器的设计压力应当以规定温度下的工作压力为基础确定。该标准第 3.9.3 条中给出了 3 种情况常温储存混合液化石油气压力容器规定温度下的工作压力。通常情况下,50℃时丙烷的饱和蒸汽压为 1.61MPa,储罐的设计压力通常取 1.05 倍~1.1 倍的系数,储罐的设计压力取 1.77MPa。

5.3.6 规定天然气凝液及其产品进入储罐的温度,主要是为了避免储存温度过高导致储罐压力升高。

5.3.7~5.3.9 条文内容与《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004、《油气集输管道组成件选用标准》SY/T 0071—2010 相一致。

大于或等于 100m³ 的储罐设置 2 个或 2 个以上安全阀,是为了增加储罐的安全系数,要求每个安全阀都具备独立完成储罐事故状态下最大放空量的能力。

5.3.11 为防止脱水时跑气的发生,根据目前国内情况,采用二次脱水系统,另设一个脱水容器或称自动切水器,将储罐内底部的水先放至自动切水器内,自动切水器根据天然气凝液及液化石油气与水的密度差,将天然气凝液及液化石油气由自动切水器顶部返回储罐内,水由自动切水器底部排出。是否采用二次切水设施,应根据产品质量情况确定。

5.3.12 液化烃储罐液相进出管道一般设置在储罐底部,底部易积水,在寒冷地区冬季,如果防冻措施不当,储罐液相进出管道的第一道阀门有可能因结冰而被冻裂,发生液化烃泄漏事故;也可能由于其他原因,造成储罐液相进出管道的第一道阀门破裂。本条规定旨在发生液化烃泄漏事故时,通过储罐液相进出管道向储罐内注水,使从破裂的阀门泄漏出的液体是水而不是液化烃,以便抢修。

5.3.13 可能形成封闭液体的管段应设置安全阀是为了防止由于温度升高引起超压而采取的安全措施。《液化石油气储运》SY/T

6356—2010 也有液体泄放阀的相关要求。

5.4 天然气凝液装卸

5.4.1 液体装卸臂是一种安全可靠的成套装车连接设施,由旋转接头、内臂、外臂、平衡器、控制系统等部件组成,使用寿命大于 25 年,且易于接拆,减少连接时间。采用软管连接接拆困难,因此建议选用液体装卸臂。

5.4.2 关于蒸气压高于大气压的液态烃类的装车流速,国内外的规范均无明确说明。《炼油厂全厂性工艺及热力管道设计规范》SH/T 3108—2000 规定:当油品的电导率小于 50Ps/m 时,轻质油品的汽车油罐车装车管道流速应符合下式的要求,且最大流速不得大于 7m/s:

$$\nu D \leq 0.5 \quad (2)$$

式中: ν ——油品的流速(m/s);

D ——管道的直径(m)。

该规定与《防止静电、闪电和杂散电流引燃的措施》API RP 2003 的规定一致。API RP 2003 中明确说明该标准所提出的推荐作法及预防措施对以下场合不适用:“在封闭系统中储运产品,而该系统中的氧含量低于燃烧所需的最低浓度,例如液化石油气(LPG)的储运。”

《输油管道工程设计规范》GB 50253—2003(2006 版)和《城镇燃气设计规范》GB 50028—2006 规定液化石油气输送管道最大安全流速为 3m/s,液化石油气槽车液相进口一般为 DN50 的管径,若按此控制流速装车,装车时间势必很长。考虑到装车鹤管多为缩颈的短管,且都有比较有效的防静电设施,即槽车有静电接地、装车鹤管与槽车接口处有静电消除措施,同时考虑在封闭的液态烃类槽车中缺少氧气这个因素,参照低导电率的油品的最大装车流速,同时根据国内液化气装车的实践经验,确定天然气凝液及其产品控制装车流速不大于 4.5m/s 是较安全的。

装车鹤管的连接管道中介质安全流速仍需按不超过 3m/s 设计。

5.4.3 石油天然气站场装车设施的自控水平普遍不高,靠人工和经验控制装车量和液位,易出现冒罐和超装等现象,为了避免此类现象的发生,需设定量装车系统,也可设超装报警或联锁关断。

5.4.4 拉断阀是用于同汽车槽车接口连接的紧急脱离阀件,是用于防止装卸用管拉脱的联锁保护装置。

5.4.5 装车泵设回流线的目的,是在泵排量与装车量差别较大时,避免装车流速过大,产生过高的静电电位而引起火灾事故,同时避免憋泵。

6 气田水转输与处理

6.1 气田水转输

6.1.4 一般情况下,气田水管道宜采用埋地敷设,施工简便快捷,完工后占地少、美观且能隔热防冻。但当管道位于沼泽、季节性积水地区、沙漠和戈壁荒原地区以及山地丘陵和黄土高原沟壑地区等特殊地段时,根据具体情况也可采用埋地、管堤、地面敷设或架空敷设的方式。

管线穿越公路的保护套管一般距路面不应小于 0.7m,套管两端伸出路基坡脚不应小于 2m,管线与公路之间的夹角不宜小于 60° 。

6.1.5 长距离输水管道由于开(关)泵、开(关)阀和运行中的流量调节引起流速变化产生水锤,危害大,往往是爆管的主要因素。气田水泄漏时往往造成严重的环境污染,因此应进行水锤分析计算,研究消减水锤的方法,并对管路系统采取水锤的综合防护措施。应根据管道的纵向布置、管径、设计水量、功能要求等,进行管路系统水锤综合防护设计。一方面应控制管道内压力波动的峰值小于管道的试验压力,另一方面应防止管道隆起处和水压较低处的水柱被拉断而产生断流弥合水锤。

6.1.7 结垢会堵塞气田水输送管道,降低输水效率;输水管道和设备表面结垢,会造成垢下腐蚀,甚至穿孔,造成管道泄漏,危害环境。目前有多种防垢措施,如:控制水的流动状态、管线形状及其他环境等条件;去除水中成垢物质;避免不相溶的水混合;加除垢剂控制等。因此,工程中应根据输送介质、温度、输送距离情况,经经济对比设置气田水输送的防垢设施,并满足低耗、环保要求。

6.1.8 长距离气田水管道一般宜采用非金属管(见现行行业标准《钢丝网骨架塑料复合管》CJ/T 189、《石油天然气工业用柔性复

合高压输送管》SY/T 6716 的规定)或普通钢管。

6.2 气田水处理

6.2.1 气田内各站场分布零散,产生的气田水若就地处理则费用较高,因此气田水宜集中处理,以降低投资,也便于维护管理。部分气田若有条件,如:气田水量不大、靠近有生化处理装置的厂、站、生活污水处理量较大等,可将其预处理后与生活污水合并进行深度处理。

6.2.2 不同气田的气田水情况差异往往较大,气田水日产水量、主要污染物的成分、含量有时相差悬殊,气田不同开采期的水质也有一定变化。而各气田所处地理位置不同,最终处置要求也不同(如蒸发、回注、回用、外排等处置方式)。因此应结合上述情况,综合确定气田水的处理规模、工艺流程。

6.2.4 在含硫气田采出水中,氧是造成腐蚀的一个重要因素。采出水中氧的存在加速了硫化物的腐蚀作用。根据四川气田的多年运行经验,气田采出的含硫污水宜首先进行脱气,脱除污水中的硫化氢以降低含硫污水的腐蚀性;未经脱气处理的含硫污水应采用密闭系统储存和输送,使含硫污水与外界的氧隔绝。

含硫气田水处理要求采用密闭处理、先进行脱气处理的目的,是为了降低硫化氢含量,以保证在后续处理、输送及回注过程中的安全。酸性气田水中含有大量氯化物、硫化氢、二氧化碳、悬浮物和有机物等污染物,宜先进行脱硫和脱气处理后,再排入污水处理装置。污水进入生物处理构筑物或活性炭吸附塔时,对硫化物都有一定的要求。例如:某引进厂污水处理采用的活性炭吸附工艺,要求装置进水的硫化氢含量不大于 5mg/L,活性炭吸附塔进水的硫化氢含量不大于 1mg/L~5mg/L;某天然气厂污水处理采用生物接触氧化法,要求装置进水的硫化氢含量不大于 50mg/L,生物接触氧化塔进水的硫化氢含量不大于 15mg/L。因此,含硫气田水进入污水处理装置前应预先脱气(除硫)。

含硫气田水进行脱气处理时宜采取以下工艺措施：

- (1) 低压/常压闪蒸。
- (2) 净化天然气气提/蒸汽气提。

含硫气田水脱气过程中脱出的硫化氢气体应采取以下处置途径：

(1) 厂站内设有还原吸收法尾气处理装置时，气田水中脱除的硫化氢应送至尾气处理装置进行集中处置。

(2) 增压后进入采(集)气管道，与原料天然气一并送入天然气处理厂、站的脱硫装置统一处理。

(3) 通过火炬或焚烧炉，燃烧后排入大气。燃烧后的二氧化硫排放量及排放浓度应满足《大气污染物综合排放标准》GB 16297 的相关规定。

6.2.5 含硫气田水储罐以正压形式进行气封密闭储存，是为防止硫化氢溢出而产生安全隐患。含硫气田水储罐检修时应首先采用净化天然气置换，再采用氮气置换，以满足检修要求，置换排出的含硫化氢天然气应进入放空火炬系统燃烧后排放。

6.3 气田水回注

6.3.3 当气田水回注缺乏回注井资料时，宜根据气田所在区域地质情况，结合现行行业标准《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T 5329 和《气田水回注方法》SY/T 6596 综合确定。

6.3.6 气田水回注泵入口设置管道过滤器，以防止各类杂质进入管道系统、堵塞或影响水泵正常工作。其设置要求如下：

(1) 吸水管管径小于或等于 DN80 时，宜采用 Y 型过滤器；管径大于 DN80 且小于 DN400 时，宜采用 T 型过滤器；管径大于或等于 DN400 时，宜选用篮式过滤器。

(2) 气田水所含杂质多时，宜选用篮式过滤器。

(3) 过滤器滤网无特殊要求时，应选用不锈钢丝网。

(4) 过滤精度应根据回注泵的结构形式和输送要求确定，一般宜采用 30 目滤网。

7 集输管道

7.1 一般规定

7.1.1 1 线路工程费用及钢材耗量在线路工程中占有较大比例,因此线路走向应进行方案比选,择优选定。

2,3 在气田中有条件的地方,集输管道与其他类别工程组成走廊或同沟敷设,可减少施工费用和方便管理。

5 集输管道线路宜避开不良工程地质地段。在多年的实践中,对影响管道安全、整治困难且工程投资较大的各种特殊地段,一般是绕避。但经工程处理后,能确保稳定,且工程投资有显著节省时,则应选择适当的部位通过。

7.1.3 集输管道管子的理论壁厚计算是采用最大剪应力理论(第三强度理论),该理论认为材料的失效破坏取决于最大剪应力,它能较好地符合塑性材料破坏的情况,比较充分地利用管子的承载能力,更符合实际。目前多数国家都采用最大剪应力计算理论推导管子壁厚计算公式。

7.1.4 集输管道沿线温降计算采用的是舒霍夫公式。

7.1.5 2 管壁厚度是按第三强度理论计算,强度计算公式仅考虑管子环向应力,当输送介质温差较大时,管道应力将会增高而且是压应力。因此尚应按双向应力状态时组合当量应力进行校核,以保证管道运行安全。

7.1.7 常温分离后的天然气,随输送过程中管道内的压力和温度降低,水和凝析油将析出,在管道的低洼处积聚,从而增加管道阻力,降低输气能力。特别是有水合物产生时,固体水合物将逐渐积聚堵塞管道,因此集气管道宜设置清管设施以减少管道阻力及腐蚀。

积存于管线中的硫化铁粉末清管时进入清管接收装置,遇大气时易自燃,成为火源,故应在清管接收装置设污水冷却设施。

7.2 天然气集输管道

7.2.1 采气和集气管道流量计算公式系美国威莫斯经验公式,适用于各种管径的管道流量计算。该公式管内壁粗糙度的选值较大(取值为 0.0508mm),因此比较适合于矿场输气管道的情况。矿场所输天然气一般都含有水、硫化氢、二氧化碳,对管内壁的腐蚀比较严重,当管道使用一段时间后其粗糙度越来越大(与新管比较)。根据矿场天然气管输实际情况,采用威莫斯公式是比较符合实际的。

当集气管道沿线地形起伏,任意两点的相对离差大于 200m 时对输量有影响,故应按式(7.2.1-2)计算。

7.2.5 输送含水酸性天然气,如果采取有效防腐措施可使腐蚀速度减至 0.02 mm/a ~0.07mm/a。中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司推荐,根据输送介质中酸性介质浓度及采取的防腐措施,管道腐蚀裕量取 1mm~6mm。

7.2.6 耐腐蚀合金层厚度应不低于 2.5mm,若更薄的耐蚀合金层已有成功应用,可根据应用经验,对不同管径的复合管耐腐蚀合金层选用合适的厚度。

7.3 天然气凝液和液化石油气输送管道

7.3.3、7.3.4 管道总阻力损失取为管道摩擦阻力损失计算值的 1.10 倍~1.20 倍,是参照《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 制订的。

天然气凝液和液化石油气管道终点压力应比储存温度下天然气凝液和液化石油气的饱和蒸气压高,其作用是保证在管道输送过程中,天然气凝液和液化石油气在管道内不产生气化。天然气凝液和液化石油气是含有少量甲烷或乙烷的液态烃类混合物,易

于气化。在输送过程中,管道某点的压力如果低于相应温度下的天然气凝液饱和蒸气压,会产生气态轻烃充填管道一部分有效截面,致使管道的通过能力降低,压降增大,甚至破坏输送。考虑到管内输送的轻烃成分可能变化,因而饱和压力也随之变化,同时运行中液体的最高温度也会变化(变化原因是多方面的,气温和操作条件等变化也会引起这种变化)。为此,选择外输轻烃泵的扬程时,应留有一定的裕量,使轻烃有一定的终点进罐余压。《城镇燃气设计规范》GB 50028—2006 规定进罐余压为 0.2 MPa ~ 0.3 MPa。《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 规定末站进储罐前的压力应比同温度下液化石油气的饱和蒸汽压高0.5 MPa。考虑到混合轻烃的蒸汽压比液化石油气高,危险性也比液化石油气大,此值按照《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 的规定取值为 0.5 MPa。

7.3.5 管内壁绝对粗糙度取值是参照《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 附录 C 确定的。

7.3.6 天然气凝液和液化石油气的电阻率高,流速大会产生静电危害。管径越大,控制流速应越小。有关天然气凝液流速的规定是参照《城镇燃气设计规范》GB 50028—2006 得出的。

7.3.9 本条规定与《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 关于原油、天然气凝液集输管道的规定是相对应的,将稳定轻烃、20℃时饱和蒸气压力小于 0.1 MPa 的天然气凝液管道视作原油管道,按原油集输管道确定设计系数;对液化石油气管道、20℃时饱和蒸气压力大于或等于 0.1 MPa 的天然气凝液管道,按《输油管道设计规范》GB 50253—2014 中的液态液化石油气管道确定强度设计系数。

7.4 管道敷设及线路附属物

7.4.1 管道的敷设形式应根据管道沿线的自然条件确定。在一般情况下,埋地敷设较其他敷设方式经济安全,少占耕地,不影响

交通和农业耕作,维护管理方便,故应优先采用。在不良地质条件地区或其他特殊自然条件下,采用地下埋设投资和工程量大或对管道安全和寿命有影响时,才考虑其他敷设方式。在荒原戈壁区、山地丘陵区 and 黄土高原塬峁交错区,目前实际上存在管道沿地表敷设的情况。

7.4.2 规定管道最小埋深地的目的是防止管道遭受外来机械破坏,是从安全角度提出的最低限度的要求。管道从输送经济性方便所确定的合理埋设深度可根据工艺要求来确定。现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 中的有关规定同样也适用于气田集输工程设计,因此,本规范直接采用现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定。为了提高含硫酸性天然气输送管道抵抗外来机械破坏的能力和减轻发生爆管时对外界的影响,对含硫酸性天然气输送管道的埋深提出了更严格的要求。

7.4.4 为减少含硫酸性天然气集输管道事故时的危害程度和对环境污染的范围,特别是通过人口稠密区时截断阀应适当加密,配置感测压降速率控制装置,以便事故发生时能及时截断气源,最大限度地减少含硫酸性天然气对周围环境的危害。

7.5 管道材料

7.5.2 硬度是引起含硫化氢腐蚀环境材料开裂的重要诱因,本条强调了其重要性。

7.5.4 奥氏体不锈钢 316L、双相不锈钢、N08825 材料这几种材料的适用范围可根据工程应用经验,结合不同氯离子含量和温度选择上述耐蚀材料,并考虑其经济性。

7.6 管道组成件

7.6.1 本条规定了气田集输管道用钢管、管道组件材质选用的原则,是气田集输工程的建设、设计、施工、供应各方均应遵守的。

7.6.2 本条参照《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG

R0004—2009,对材料的冶炼性能作了规定。

7.6.3 我国的压力容器和压力管道规范中,以 -20°C 为低温设备的分界点。北方冬季低于 -20°C 的情况很普遍,有的地方气温甚至低于 -40°C 。在这样的低温下,无保温且内部介质不流通的地面上的带压管道组成件,其金属壁温将低于 -20°C 。如果设计时未考虑低温影响,碳钢和低合金钢的管道组成件可能在冬季发生低温脆断,引起安全事故。如果完全按环境低温考虑,管道组成件用材会提高到低温钢材料,将会提高投资成本。有的业主单位不愿提高投资,冬季出现憋压的情况时,采取放空的办法,保证管线处于无压状态。管线既已无压,当然不需考虑环境低温的影响。

7.6.4、7.6.5 条文规定了三种腐蚀环境下的选材原则。我国的天然气开发中,经常出现比较苛刻的腐蚀环境,比如四川气田的高含硫化氢、塔里木油田高含二氧化碳、高含氯离子区块。在这样的腐蚀环境下,可选用耐蚀合金。如高氯离子条件下可根据氯离子浓度选用316L、双相不锈钢(不含硫化氢的工况)和镍基合金。高含二氧化碳因碳钢的腐蚀速率过大,可选不锈钢材料。

7.6.6 管道组成件包括弯管、管件(三通、清管三通、弯头、异径接头、管封头)、法兰、阀门、绝缘法兰/绝缘接头、汇管、清管器收发筒、快开盲板等,它们均是受压部件/元件,均属压力管道范畴,其受力状态复杂,出现不安全事故的危害甚大,因此对用于管道组件的材料必须加以明确规定,严格执行相关的材料标准。

由于铸铁件属脆性材料,组织疏松,强度低,因此严禁使用;螺旋焊缝钢管由于其焊缝的形式特殊,不适用于汇管或清管器收发筒上的开孔焊接,弯管和管件因需将钢管加热或多次加热成型,且一般情况下气田集输管道的介质腐蚀较严重,鉴于螺旋焊缝钢管的残余拉应力较大,焊缝较长,存在缺陷的概率较大,为了保证安全,该种钢管严禁用于气田集输工程管道组成件的制作。

7.6.8 对气田集输管道和管道组件的焊接工艺进行评定,并根据评定编制焊接工艺规程,按规程进行现场焊接,是保证焊接质量的

必须程序,在油气输送管道的施工实践中得到了验证。

7.6.9 国外通用的管件标准明确规定管件必须进行热处理,考虑到我国管件材质选用、制造和使用的实际情况,对此未作硬性规定,推荐对管件采用热处理。

7.6.10 酸性介质对钢质管道和管道组成件具有较强的腐蚀性,为了保证其使用安全,必须在设计的诸多方面考虑这个因素,为了消除汇管、清管器收发筒、管件中的残余拉应力,消除酸性介质产生腐蚀的必要条件,因此用于酸性介质的汇管、清管器收发筒、管件应进行消除应力热处理。

7.6.11 我国弯管采用中频电磁感应加热工艺制造,已具有先进的技术装备和成熟的经验,且参照国际标准制定的现行行业标准《油气输送用钢制弯管》SY/T 5257 已颁布执行,因此作了本条内容的规定。

7.6.12 弯头和弯管在介质压力的作用下,在其壁上产生的环向应力,在弯曲段各部位的分布是不均匀的,其最大环向应力位于弯曲段内弧侧,比同规格直管在同压力下的环向应力大 m 倍,增大系数 m 是 R/D 的函数, R/D 越大,则 m 越大,该公式经四川石油设计院与华东石油学院理论推导和试验所验证。

双金属复合弯管的强度设计中不应计入耐蚀合金层材料的强度,弯管基体层壁厚应按本条所述公式计算。

7.6.13 目前国内管件制造业以钢管作母管,采用模压拔制工艺制造三通的技术已很成熟,外观和受力上均比焊制三通要好得多,因此一般应采用这种工艺制造三通。焊制三通由于支管与主管之间的焊接结构难以保证三通肩部(过渡区)的质量,且该处焊缝无损检测较困难,受力状况不好,因此对有腐蚀性的酸性介质,设计压力大于或等于 6.3MPa 或设计温度较低的三通不宜采用焊制三通。

7.6.14 异径接头与压力容器上的锥壳相同,其结构尺寸特别是折边段受力和计算较复杂,压力管道的有关规范对此尚未有标准

规定,因此采用现行国家标准《压力容器》GB 150.1~GB 150.4 的规定,即可满足压力管道系统设计的要求,但许用应力应改按压力管道的相关规范选取。

7.6.15 管封头的结构尺寸和计算符合现行国家标准《压力容器》GB 150.1~GB 150.4 的规定,即可满足压力管道设计要求,但其许用应力应改按压力管道的相应规范选取。

7.6.16 清管器收发筒和气田用汇管承压组件,有时设计压力相当高,可达 10MPa 或以上,在受压元件的受力分析上与压力容器的圆筒、锥筒无异,从安全上考虑,对其制造在技术上必须严格要求,目前压力管道尚无这方面的标准规范可遵循,为保证制造质量,故提出应由具有与其设计压力相应的压力容器制造资格的工厂制造。

7.6.17 清管三通设置挡条的作用是防止清管器通过时在支管处有杂物或清管器卡住,挡条这种结构较简单、经济,此外还有其他结构形式,如夹套式清管三通。

7.6.18 管法兰一般均为选用,目前有国家标准和多个行业标准,经过分析比较,化工行业管法兰标准能较好地适应气田集输工程设计和制造的需要,特别是与国外进口阀门、设备配套时使用,因此规定采用现行行业标准《钢制管法兰、垫片、紧固件》HG/T 20592~20635。

7.6.19 绝缘接头已普遍用于气田集输和长输管道工程,有代替绝缘法兰的趋势。但由于绝缘法兰已得到广泛使用,且价格较便宜,因此二者均可选用。所列对绝缘接头检测的项目是保证其绝缘性能必需的,此外还应做气密性试验、对接焊缝 100%无损检测、100%内外壁涂层缺陷检测、100%涂层干膜厚度检测、100%涂层黏附力检测、几何尺寸检测等。

7.6.20 阀门均为选用,应遵循相关标准的规定:阀门的耐火性能可按现行国家标准《石油、石化及相关工业用的钢制球阀》GB/T 12237 相关要求执行,耐火性能是阀门使用软密封材料时在火灾

情况下仍具有良好的密封性能,这是位于防火区内的关键部位阀门所必须具有的性能。

7.6.21 管件如弯头、三通等规格多,数量多,本身结构不封闭,在管件厂里进行水压试验需焊接封头,试验完毕后还要切除,不仅工作量巨大,而且成本过大。因此,采购管件的一般做法是要求管件厂先制订制造工艺规范 MPS,并进行首批检验,合格后,管件的制造就按该 MPS 进行制造和检验,不需在厂里做水压试验,但是,管件厂应对现场水压试验中管件自身出现的质量问题负责。

8 防腐与绝热

8.1 内腐蚀控制

8.1.1 管输流体腐蚀性通常与二氧化碳分压有关,同时还受到温度、硫化氢浓度、 Cl^- 浓度、采出水和成分等介质参数的影响。在《石油天然气工业 钻井和采油设备 井口装置与采油树》GB/T 22513—2013 表 A.12 中提供了二氧化碳分压对腐蚀的影响。

表 1 CO_2 分压所指明的封存流体相关腐蚀

封存流体	相关腐蚀性	CO_2 分压 (MPa)
一般使用	无腐蚀	<0.05
一般使用	轻度腐蚀	$\geq 0.05 \sim 0.21$
一般使用	中度至高度腐蚀	>0.21
酸性环境	无腐蚀	<0.05
酸性环境	轻度腐蚀	$\geq 0.05 \sim 0.21$
酸性环境	中度至高度腐蚀	>0.21

8.1.2 根据项目具体工况使用管道内涂层,应遵循现行国家标准《钢质管道内腐蚀控制规范》GB/T 23258 的相关要求。

8.1.4 流速控制也和缓蚀剂的保护效果有关,在缓蚀剂的有效保护下,推荐的流速范围可做适当调整。

8.1.5 缓蚀剂加注根据腐蚀环境的严重程度采取连续加注或涂膜相结合的方式,在随后的运行管理中,可根据腐蚀监测结果对缓蚀剂加注方式进行调整。

8.1.7 仅采用腐蚀监测、腐蚀检测或取样分析等一种方式进行腐蚀管理是不够的,应联合采用多种方式进行腐蚀管理,以保证气田的平稳、安全运行。具体要求详见现行国家标准《钢质管道内腐蚀

控制规范》GB/T 23258。

8.2 外腐蚀控制

8.2.5 2 对于输送湿气的集输管道,在地势低的位置,管道中会有积液存在,如果绝缘装置安装在积液的位置,绝缘装置会因积液导电而失去绝缘效果,不仅影响阴极保护,还会产生接头腐蚀。

3 气田集输的管道分布密集,特别是进入集气站的管道通常较多。以前通常的做法是采用电缆直接将多条管道连接在一起,用一个阴极保护系统进行保护。由于各条管道的管径、长度、敷设环境等都可能不同,它们的保护电位和电流就不一样,直接用电缆跨接时,各条管道的电位和电流就无法进行单独调节,势必造成欠保护或过保护的情况出现。可采用多路输出的电源设备(每条管道设立一个通电点),或在跨接电缆上安装可变电阻来实现各条管道的保护电位和保护电流的独立可调。

8.3 绝热及伴热

8.3.2 保温设计应符合减少散热损失、节约能源、提高经济效益、满足工艺要求、保证气田集输和供热参数、改善工作环境、防止烫伤等基本原则。低温设备及管道的保冷设计应以满足工艺生产、保持和发挥生产能力、减少冷损失、节约能源并防止表面凝露、改善工作环境为目的。防潮层可防止大气中水汽渗入或凝结于保冷层,是保冷结构中防水、防湿、维护保冷层保冷效果的关键,故防潮层必须完整严实、薄厚均匀,无气孔、鼓泡或开裂等缺陷。保护层材料应具有防水、防潮、不燃、抗大气腐蚀、化学稳定性好等性能,并不得对防潮层材料或绝热材料产生腐蚀或溶解作用。

8.3.3 绝热层材料应选择能提供具有允许使用温度和不燃性、难燃性、可燃性性能检测证明的产品;对硬质绝热材料尚需提供材料的线膨胀或收缩率数据。绝热材料及其制品的化学性能应稳定,对金属不得有腐蚀作用。用于与奥氏体不锈钢表面接触的绝热材

料还应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程施工规范》GB 50126 有关氯离子含量的规定。

8.3.6 气田中管道常用的伴热介质有热水、蒸汽和电热。其中,热水适用于在操作温度不高或不能采用高温伴热介质的条件下,作为伴热的热源;蒸汽一般用于管内介质操作温度小于 150℃ 的伴热;电伴热带安装在工艺管道的外部,利用电阻体发热来补充工艺管道的散热损失,不但适用于蒸汽伴热的各种情况而且适用于热敏性介质管道,能有效地进行温度控制,防止管道温度过热,还适用于分散或远离供热点的管道或设备以及无规则外形的设备(如泵)的伴热。

9 仪表与自动控制

9.1 一般规定

9.1.2 目前国内各大油气田公司对气田的监控及调度管理模式不尽相同,各自根据自己的生产管理需求,逐步形成了符合自身要求的气田监控及调度管理模式。

例如,西南地区气田一般按照“井场→站场→作业区监控中心→矿区→油气田公司”的模式对气田进行监控及调度管理。

长庆气田与西南地区气田类似,只是矿区这一级改为了采气厂,其气田监控管理模式为:“井场→站场→作业区监控中心→采气厂→油田公司”。

塔里木气田通常以气田的天然气处理厂作为作业区监控中心,处理厂中央控制室设置 SCADA 系统对气田进行监控管理,再由处理厂上传数据至油气田公司,按照“井场/站场→天然气处理厂→油田公司”的模式对气田进行监控及调度管理。

因此,本条没有提出气田监控及调度管理的具体模式,而是提出了确定气田监控及调度管理系统的架构和技术水平的原则,以便在工程设计中根据气田的生产管理特点及需求来确立适合该气田的监控及调度管理整体架构及技术水平。

9.1.5 可燃气体种类和爆炸下限及有毒气体划分及最高容许浓度参见《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493—2009 的有关规定。

爆炸危险场所内可燃气体泄漏检测及毒性场所内有毒气体泄漏检测是保证生产安全的必要手段,可有效地防止爆炸、火灾、中毒事故的发生。《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全技术规范》SY 6503—2008 和《石油化工可燃气体和有毒气体检测报

警设计规范》GB 50493—2009,对何种场所需设置可燃气体检测及何种介质为毒性需检测和安装高度都有明确的规定,所以本条不再赘述。

9.1.6 本条规定是为了保证人员和设备的安全。

9.1.7 根据《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》SY/T 6277—2005,空气中 H_2S 浓度达到 $300\text{mg}/\text{m}^3 \sim 400\text{mg}/\text{m}^3$ 时,将引起人的急性中毒;达到 $525\text{mg}/\text{m}^3 \sim 600\text{mg}/\text{m}^3$ 时,1h~4h 内会有生命危险;达到 $1.5\text{g}/\text{m}^3 \sim 2.25\text{g}/\text{m}^3$ 时,数分钟内会致人死亡。故要求含硫酸性天然气的井场、集气站、天然气处理厂等站场应按现行行业标准《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》SY/T 6277 的有关规定设置硫化氢泄漏检测仪。

9.1.8 仪表测量管道保温和伴热,主要解决由于气候寒冷而使测量介质产生冻结、冷凝、结晶、析出等现象对检测过程所造成的影响,从而保证仪表检测系统的正常工作,减少测量附加误差。仪表本体的保温和伴热,主要保障仪表在限定的工作温度下运行,从而保证仪表正常工作。因《石油化工仪表及管道伴热和绝热设计规范》SH/T 3126—2013 对仪表及测量管道的保温和伴热等有明确规定,所以本条只作原则性要求。

9.2 仪表选型及检测控制点设置

9.2.1 由于电子仪表更新换代较快,并且《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892—2013 中对仪表选型规定较详细,因此本条主要规定了仪表选型原则,没有对各类仪表选用作具体规定。

9.2.2 检测控制点的设置既要保证正常安全生产,又不可过多造成投资浪费。由于气田各类站场处理工艺不同,检测、控制点的设置也不同,因此,本条只给出检测控制点的设置原则,没有给出具体的检测和控制内容。

对于站场的安全联锁保护,其安全仪表功能回路 SIF(safety

instrument function)应根据确定的安全完整性等级(SIL)进行设计,并进行 SIL 等级符合性验证,以达到对安全联锁回路的 SIL 等级要求。

气田集输的常用检测、控制内容如下:

(1)设置井口地面安全系统。在采气树翼侧设置截断阀,并设井下安全阀。当检测点压力超高或超低以及火灾情况下,该系统能自动关闭井口,同时具有远程关井功能。

(2)检测井口天然气油压及天然气流动温度。

(3)为了保证井场天然气出站温度稳定,避免天然气在输送时水合物的形成,对水套加热炉的水温进行检测,并对水套加热炉火焰状态进行监视、报警及熄火自动联锁保护。

(4)集气站采用孔板流量计测量天然气流量,并提供流量瞬时值和累积值。

(5)集气站分离器液位的检测、控制及报警。

(6)污水闪蒸罐液位的检测及报警。

(7)污水回注站回注泵出口压力的检测、报警及超高联锁停泵。

(8)脱水站出站干天然气的在线微量水含量检测及报警。

(9)脱水站吸收塔底的液位检测、控制、报警及联锁关闭塔底截断阀,防止液位过低时高压气体窜入低压系统。

(10)脱水站采用温度和压力串级控制回路对三甘醇再生器蒸汽量进行调节控制。

9.3 计算机控制系统

9.3.2 《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493—2009 第 5.3.2 条第 4 款规定:“当可燃气体和有毒气体检测报警系统与生产过程控制系统合并设计时,输入/输出卡件应独立设置。”

因此,在可燃气体和有毒气体检测点较少的井场、集气站等站

场,可以不设置独立的可燃气体和有毒气体检测报警系统,而是将可燃气体和有毒气体探测器直接接入站场 PLC 或 RTU 中独立设置的输入/输出卡件进行信号检测。

10 站场总图

10.1 站址选择

10.1.1 站址的选择是整个设计的重要环节,站址若选择不当,将会造成生产运营长期不合理。天然气站场的建设应严格遵守基本建设程序,根据主管部门审查批准的气田地面建设总体规划设计,以及所在地区的城镇规划、交通规划等进行站场的选址工作,同时要兼顾集输管道的走向及其他依托条件。

10.1.2 站场用地应符合土地政策,“十分珍惜和合理利用每一寸土地,切实保护耕地”是我国的基本国策。

10.1.3 站址地势平坦,为的是节省土石方工程量;地表构筑物少,为的是节省拆迁工程量。滚动开发的气田需考虑站场改扩建发展用地的可能。

10.1.4 站址的选择要充分考虑外部系统,如供电、供水、排水、通信、铁路、道路等有关因素。新勘探开发的气田通常依托条件差,无可依托的气田道路等设施,则需新建。站址需综合考虑上述外部系统,并做好优化比较,以确定经济、合理的站场址。

10.1.6 相互关联的站联合在一起选址建设,有利于供电、供热、供水、消防、污水处理、维修等公用设施的集约化建设,有利于减少占地,提高土地利用率,有利于降低建设总投资和经营费用。生活基地靠近城镇,依托城镇生活设施,方便职工生活。

10.1.7 天然气站场需防止天然气泄露而集聚,为便于天然气扩散,故需避开窝风地段。

10.1.9 含硫化氢天然气站场,因硫化氢剧毒,其安全防护距离要求高,需执行相关硫化氢防护规范、规定,并进行定量分析研究。

10.2 站场防洪及排涝

10.2.1 天然气集输工程是气田建设的一部分,当气田处于洪水或内涝威胁的地区时,站场的防洪设计应与气田防洪排涝统一考虑,根据具体情况确定。目前,我国各气田集输工程的防洪排涝大致有三种情况。

(1)气田大面积被外来洪水和内涝积水淹没时,优先采用区域性防洪堤阻挡外来洪水的侵袭和进行区域性排除内涝积水的措施。

(2)水下工程较少或积水很深的情况,设防洪堤或排干积水可能很不经济,有时地方为发展水产业不允许排干积水,则采取加高站场标高的办法。

(3)气田处于泄洪区或河套内,客观条件不允许设区域防洪堤,也只能采取加高站场标高的办法。

按照各气田的实践,后两种办法虽能避免井、站被水淹,但在洪水到来时,输气管道泡在水中,给生产维修和日常管理造成许多困难。在条件许可且技术经济合理的情况下,优先采取第一种防洪方法。只有在客观条件确实不允许或经济上显著不合理的情况下,才考虑采用后两种方法。

10.2.2 2005年11月13日,中石油吉林石化分公司双苯厂硝基苯精馏塔发生爆炸,引发松花江水体污染事件。经事故调查,该特别重大水污染事件的直接原因是:双苯厂没有事故状态下防止受污染的“清净下水”流入松花江的措施,爆炸事故发生后,未能及时采取有效措施,防止泄漏出来的部分物料和循环水及抢救事故现场消防水与残余物料的混合物流入松花江。为避免发生类似水体污染事件,当站场靠近江河、湖泊、海岸布置时,强调应采取防止可燃、有毒等液体流入临近水域的措施。

10.2.3 气田生产的特点是连续性生产,一个环节发生问题就会影响整个气田的生产。装置一旦被水淹,不仅造成停产,而且各种

设备和仪表一旦遭受损坏,再恢复生产存在许多困难。因此,在一般情况下,需避免洪水淹没天然气集输设施。

我国洪水年际间变差很大,要防御一切洪水,彻底消灭洪水灾害,需付出很大代价,很不经济。目前我国和世界许多国家一般根据防护对象的重要程度和洪灾损失情况,确定适当的防洪标准。本规范对天然气集输站场防洪设计标准给出了区间值,全国各气田根据新井、新区的产气量、递减速度等气田开发情况,通过进行不同防洪标准所可能减免的洪灾经济损失与所需的防洪费用的对比分析,合理确定。

10.2.6 靠近山区建站时,为防止山洪冲刷站场,在站场与山之间设置截洪沟。截洪沟不穿过场区,主要是为减少截洪沟对站场建设的影响。

10.3 站场总平面及竖向布置

10.3.2 天然气集输站场总平面布置需提高用地效率,增压站、集气站的土地利用系数不小于 45%,天然气处理厂等大型站场的土地利用系数不小于 60%。同时用地面积需符合现行相关用地指标要求。

10.3.3 气田生产设施的布置和工艺流程相一致,是为了避免管网多次交叉、物料多次往返流动,充分利用压能和热能,避免重复增压和重复加热。针对工艺流程中各种设施的不同功能和用途,按不同功能将设备相对集中分区布置。如仪表值班室、值班休息室等生产、生活人员集中的建筑物等辅助生产设施集中布置在站场出入口,避免生产、生活人员随意进入生产区影响生产区的安全。

10.3.4 凡产生有害气体和可燃气体的生产设施,按当地全年最小频率风向布置在人员集中或明火区的上风侧,是为了避免有害气体和可燃气体产生泄漏时,进入人员集中区产生污染,进入明火区带来火灾隐患。

10.3.5 单井站、丛式井站内设置地面集输系统的工艺设备时,需为后期修井作业提供便利。根据多年经验,当井深小于 3000m 时,修井作业区不小于 $25\text{m} \times 15\text{m}$;当井深大于或等于 3000m 时,修井作业区不小于 $35\text{m} \times 20\text{m}$ 。

10.3.6 变配电室靠近主要用电负荷可以节省电缆,减少能耗。站场内的变电站布置在站场边缘,可以方便电力线进出,并有利于安全生产。

10.3.9 站场内通道宽度在满足建(构)筑物防火间距要求的同时,需综合考虑车行道宽度、人行道宽度、管带宽度、绿化宽度等最终确定其宽度。

10.3.10 从多年的生产实践看,大中型站场为了保证安全生产,便于管理,一般都需设置围墙。单井站等小型站场根据周围的环境而定,如规模很小,站场周围人烟稀少可以不设围墙。围墙的高度 2.2m 是一般站场的常用值,据反映其高度是适宜的,对于有特殊要求的地区,需根据实际情况加高或降低围墙高度。根据现行国家标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060,高压变配电装置要求设置围栏,应根据不同的变配电装置确定围栏具体作法。

10.3.11 当气田站场发生有毒有害气体泄漏时,气体中的重组分会下沉,应急出口通往站外地势较高处,引导人员向站外的高处跑,为的是尽可能地减少有毒有害气体对人的伤害。应急出口位于全年最小频率风向的下风侧,有毒有害气体吹向应急逃生方向的频率最小,也是为了减少对人的伤害。

10.3.14 高含硫化氢天然气站场,因硫化氢剧毒,将倒班宿舍布置在站场外,保证足够的安全距离,是基于人员安全考虑。

10.3.15 低渗透气田、沙漠地区井站,因产量低或建材运距远,适当降低场地建设标准,以节约投资。

10.3.16 竖向设计任务之一是要解决站场区内的雨水迅速排除。排雨水的方式、系统选择、措施及构筑物的确定,影响因素较多,主

要是建(构)筑物的布置、竖向布置、卫生和绿化要求等。明沟排放卫生条件差、占地较多、外观欠佳,但投资省,易于清扫维修。暗沟(管)则相反,其投资大,施工难度高,但清扫维修次数少,比较卫生、美观,占地少,便于穿越绕行。对于年降雨量小于 200mm 的干旱地区,降水很快渗入地下,因而不需要设地面排水系统,以节省投资。

10.3.17 几种特殊地质条件下的竖向设计要求:

1 自重湿陷性黄土:主要特点是大孔隙、湿陷,竖向设计时防止湿陷的主要办法是保持必需的地面坡度,不使场地积水,坡度不小于 0.5%;存放液体和排放雨水的构筑物,需采用防渗结构和防水材料。站场出现两种不同等级的湿陷性黄土时,禁止在不同等级的湿陷性黄土上布置同一建(构)筑物,但联系各单元的道路系统除外。

2 岩石地基地区:尽量减少挖方,以减少爆破工程量,优先采用重点式阶梯布置方式。路槽开挖尽量与场地平土同时进行,近远期基槽同时开挖。软土地区:沿江、河、湖、海等水边围堤建设的站场,地基多为淤泥质沉积黏土,压缩性高,含水量大,表层土比下层强度高,故不推荐深挖方。地下水位高的地区:挖方会造成基础防水费用增加,对地下构筑物不利,需要加大基础的重量以克服浮力。

3 盐渍土地区:盐渍土在干燥状态下为强度比较高的结晶体,遇水时盐晶溶解,强度很低,压缩性强,吸水后,由于地表蒸发快,常有一层盐霜或盐壳,厚度在几厘米到几十厘米不等。盐渍土在吸水前后的工程性质差别大,缺乏稳定性,不能直接在上面做基础。盐渍土对混凝土和金属材料具有腐蚀性,在地下水作用下易腐蚀地基。盐渍土地区的基础需做防腐处理,一方面防止地下水渗透腐蚀,另一方面要防止管道泄露腐蚀。

4 膨胀土地区:分两种情况,一是原状浸润性,场地平整需要保持必要的表土覆盖层,以防止蒸发失水干缩变形,尽量不改变地

下水的深度。另一种是干燥型,场地平整时也要保持必要的表土覆盖层,防止雨水渗透而崩溃。当采用阶梯布置时,坡面时干时湿,可能引起崩塌,要求施工完毕后加以防护。

10.4 站场管道综合布置

10.4.1 管道是油气站场的主要组成部分,因此在站场总图设计中,特别是规模较大、工艺较复杂的站场,需结合总平面布置、竖向布置统一考虑各种管道的走向,使其满足生产需要、符合防火安全要求。管道综合布置不仅考虑平面布置,同时还考虑竖向布置并适当考虑站场场容美观。

10.4.2 站场内部管道的敷设一般有三种形式:埋地、架空及管沟。主要工艺、热力管道及仪表、供配电电缆优先采取架空布置,既方便生产管理,容易掌握工艺流程,易于发现事故,易于检修,也能减少管道的外腐蚀。供水管道、排污管道、回水管道、照明电缆等采用埋地敷设。

10.4.4 1 规定架空管道管底标高为 2.5m 是考虑操作人员便于通行,管墩敷设时管底距离地面高度不小于 0.3m 是考虑维修方便。

2 当管带下面有泵或设备时,主要是考虑便于操作,管底距地面高度一般不小于 3.5m。但在管带下部的设备较高时(如换热器两个重叠安装时),需视具体情况而定,以满足设备检修及日常操作为准。同理,管道与设备之间预留必要的净空。

10.4.5 架空管道跨越道路时垂直净距为 5m,是考虑消防事业的发展,消防设备不断更新以及气田大型设备整体运输的需要。有大型设备运输要求的道路,其垂直间距应为最大设备直径加运输设备的车辆总高,或为车辆装载大型设备后的最大高度另加安全高度。安全高度要视物件放置的稳定程度、行驶车辆的悬挂装置等确定。

11 公用工程及配套设施

11.1 通 信

11.1.2 光纤通信方式适合于气田正常的生产管理及气田站场相对集中的场所。

无线通信方式是指微波通信(包括扩频微波)、集群通信、卫星通信、数传电台、公网无线通信网络等通信方式。无线通信方式适合于边远地区、地形较特殊、站场分散且相对独立、通信需求容量不大的气田井站的通信要求,以及边远井场的巡线和应急的通信要求。

11.1.6 气田内一些防爆场所(如井站工艺装置区、井口区等)配备的通信设施应选择防爆型通信产品(如防爆话站及防爆扬声器、防爆对讲机、防爆摄像机设备等),且防爆等级要求不低于井站防爆区划分规定。

11.1.8 附录 J 和附录 K 是依据国家现行标准《通信管道与通道工程设计规范》GB 50373 和《通信线路工程设计规范》YD 5102 制订的。

11.2 供 配 电

11.2.1 气田集输各类站场电力负荷等级的划分,应根据站场在生产过程中的重要程度、规模、用电负荷容量及停电后造成的损失和影响等因素综合考虑确定,按照《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328—2012 附录 B 的要求,确定重要电力负荷范围及等级。

1 除集输工艺中重要的站场外,井场及截断阀室等中断供电一般不会造成人身安全、环境污染和经济损失,通常不属于重要用

户,建议划分为三级负荷,对于有保安负荷的站场则需要设置备用电源。

2 处理天然气凝液的站场一般用电负荷较大,且停电时可能造成凝液的回输,影响安全,因此根据处理规模划为一级或二级重要电力用户。

3 专为净化厂或处理厂供气的集气总站或增压站、气田的监控管理和调度通信中心等,中断供电将造成天然气停止输送,影响净化厂或处理厂的正常运行,造成净化厂或处理厂乃至下游用户的重大经济损失。因此,不论集气总站、增压站等规模的大小,其用电负荷等级与净化厂或处理厂一致。

11.2.3 1 对于供电电源及自备应急电源的合理配置,可结合现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328—2012 进行,一级重要电力用户采用双电源供电,二级重要电力用户采用双回路供电。对于自动控制系统、通信系统、应急照明等负荷,一旦停电将造成生产秩序的混乱。此类负荷需要不间断供电,属于保安负荷,采用蓄电池型不间断供电装置、应急发电机、不间断电源或其他形式的应急电源可以满足其用电需求。

2 气田供电电源由所在地区电力系统供电,具有供电较可靠、建设投资少、运行费用低、维护管理方便等优点,应尽可能利用地方电源;当没有可供利用的地方电源时,需要设置自备电源。采用天然气发电较为经济、洁净,但不适用于用电负荷较小、运行时间较短或天然气不符合燃料气质要求的站场。柴油发电机具有一次投资低、运行维护简单的特点,且能在站场没有气源的情况下工作,结合各气田的运行经验,推荐优先使用柴油发电机组。经过技术经济对比分析后,使用其他发电设备也是允许的,如偏远无外供电系统地区采用太阳能光伏电源、风力发电等。

11.2.4 提高配电线路的电压等级,可以减小导线截面,减少网损和电压损失,提高线路送电能力,特别是气田井场的供电点,

用电负荷较小、数量多且相对分散,采用 10kV 配电网络基本能够满足要求,可以减少 20kV、35kV 变电站数量,简化气田内部供电网络接线。因此本条提出配电线路电压优先采用 10kV,对于远距离且分散的气区,或者气田滚动开发的需要,为了加大供电半径,通过技术经济对比后,允许采用 20kV、35kV 作为配电线路电压。

11.2.6 低压配电级数不宜太多,否则会导致断路器选择性失效,结合气田配电系统的实际情况,从变压器低压侧断路器至用电设备不大于三级是容易做到的。

3 本款系依据 2009 年 2 月《国家电网公司电力系统电压质量和无功电力管理规定》中有关用户的无功补偿规定编制。考虑到气田变电站容量在 100kV·A 左右的情况居多,功率因数达到 0.95 存在实际困难,除非供电部门有明确要求达到 0.95,通常情况下 0.9 就能满足节能要求。对于容量小于 100kV·A 的变电站,供电部门对此类用户也无强制要求,因此对此类站场不做功率因数限制。

11.2.7 现行行业标准《石油设施电气设备安装区域一级、0 区、1 区和 2 区区域划分推荐作法》SY/T 6671 等同采用美国石油学会 API RP505,且现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的内容是依据 API RP505 编制的,其中有关气田集输站场的爆炸危险区域划分与实际工程一致,本条列出执行标准,便于工程设计引用。

11.3 给 排 水

11.3.1 本条规定是为了避免能力过剩或重复建设所造成的浪费,节省投资,提高经济效益。

11.3.4 外部给水系统供水量或水压不足时,站场内用水宜设置储水罐(箱、池)或带储水罐的增压设施。当采用水罐车供水时,为了保证供水安全性,本条规定了储水设备的最小容积。

11.3.5 给水用水中,与人体直接接触或饮用的生活水水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的有关规定,其他生活用水(包括洗涤、冲洗卫生器具污物、冲洗地面等)水质应达到现行国家标准《城市污水再生利用 城市杂用水水质》GB/T 18920 的要求。工艺用水水质要求不高时,水质可按现行国家标准《城市污水再生利用 城市杂用水水质》GB/T 18920 的要求考虑。

11.3.7 排水体制的选择应结合生产实际,确定采用合流制或分流制。目前,各气田多采用分流制排水系统,即:只含机械杂质等少量污染物的雨水、场地冲洗水直接排放,生活污水处理达标后排放,污染程度轻的生产污水进入生活污水处理系统一起处理,污染程度重的生产污水进入生产污水处理系统单独处理。

11.3.8 目前我国各地的经济发展水平不同,当地的污水处理能力不同,对工业废水外排的水质、水量要求也不同。因此,当气田区域远离城市时,污水外排一般应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 5749 的要求;若气田区域紧邻城市时,污水外排应符合现行行业标准《污水排入城镇下水道水质标准》CJ 343 的要求。当项目的环评报告规定了的其他更高的环保标准时,应按更高标准执行。

11.4 消 防

11.4.2 五级压气站一般位于边远地区,人迹罕至,水资源匮乏、规模较小。该类型站场的火灾影响面较小,不易造成重大火灾损失,因此可不设消防给水设施,只设气体、干粉等灭火设施,节约投资。而气田采出水处理站的规模小、处理工艺较简单,可燃物质储量少、占地少,火灾危险性低于气田五级站。

11.4.5 结合气田站场生产装置区火灾危险性大的特点,根据现行灭火器产品规格及人员操作方便,对站场设置的灭火器类型、灭火能力提出推荐性要求,以便选用、维护和检修。

11.5 供 热

11.5.2 本条是对最大供热负荷的确定。根据生产、生活、采暖、通风、供热站自耗及管网损耗的热量,计算出系统的最大耗热量,作为确定锅炉房规模大小之用,称为最大计算热负荷。

如果锅炉房自耗热可经计算求得,热网损失耗热约占总负荷的 5%~10%。

气田内部采暖一般是连续供给,即 $K_1=1$,通风热负荷同时使用系数 K_2 ,集气、压气的通风负荷是连续的,取 $K_2=0.9\sim 1.0$ 。

本规范中所提及的站场生产负荷,通常是用于加热、清洗及气管伴热,使用时间及耗热取决于生产,一般取 $K_3=0.5\sim 1.0$ 。

生活热负荷一般是间断供给,取 $K_4=0.5\sim 0.7$ 。

11.5.3 供热介质宜优先考虑采用热水,但如果工艺要求用蒸汽或者导热油,则应采用相应的供热介质。

为减少传热面积,节省投资,应增加水和被加热的天然气之间的温差,但常压锅炉所能达到的最高水温就是当地大气压下的水的沸点温度,为了保证炉水不汽化,锅炉的额定水温不高于 90℃ 是合适的。

气田使用的蒸汽压力一般不超过 0.5MPa(表压),很少有超过 0.8MPa(表压),本规范只是对一般情况做出规定,只要能满足工艺需要,蒸汽压力越低越安全。

11.5.4 天然气为优质能源,应提高其使用效率,同时减少对环境的污染。因此在站场供热设计中,除采用合理的方案外,还应选用高效率的供热设备和辅机。

硫化氢含量较高的燃料气,对燃烧设备腐蚀严重,对人身健康也有一定危害,因此燃料气硫化氢含量不能太高,当有条件采用净化天然气时,应尽量采用净化天然气。

当燃料气来气压力不稳,或由于其他用气设备负荷波动,将严重影响锅炉的安全运行,所以需要在燃料气管道上设置的稳压

装置。

当发生紧急事故时,需要紧急截断燃料气管线,因此要求设置紧急截断阀。

11.6 暖通空调

11.6.3 热水采暖简单、舒适,运用较为广泛。但是为避免供暖系统漏水引起配电、仪控等房间发生漏电短路事故,近年来在石油、天然气以及电力行业电气、仪表设备用房多采用电采暖方式。

11.6.4 局部排风系统排风量较小,而且使用效果明显,节约能源,故优先采用局部排风方式。

11.6.6 自然通风设施设有可开闭的装置,在满足安全生产的前提下,可降低采暖耗热量。

11.6.8 若有害气体比空气重,当没有稳定上升气流时,厂房上部有害气体浓度比下部小;但是当有稳定上升气流、空气扰动较大时,即使有害气体比空气重,其浓度分布上、下部差别也不大。因此本条规定重点强调是否形成稳定上升气流的影响问题。

11.6.10 对于事故通风量的确定,当缺乏相关资料时,换气次数可按不小于 12 次/h 选取。

11.6.13 为了确保电气、仪表设备用房的安全和不影响房间内的设备检修,电气、仪表设备用房内不应通过与其无关的管道。如果电气、仪表设备用房采用热水或蒸汽采暖,则管道应焊接,且不能设置法兰、阀门、螺纹接头,避免漏水、漏汽。

11.6.14 甲、乙类生产厂房内的设备、阀门、法兰等容易泄露可燃或者爆炸危险性物质,随着时间的增长,厂房内有害物质浓度也会越来越大。因此,甲、乙类厂房应保持良好的通风换气,室内空气应及时排至室外,不应循环使用。

11.7 建筑与结构

11.7.2 在原条文上修订增加了现行国家标准《建筑设计防火规

范》GB 50016 及《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183。

11.7.5 本条是结合实际工程总结出来的实用经验。

11.7.8 本条是针对有噪声的厂房需要进行隔声、降噪而制订的。具体参见现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348。

11.8 道 路

11.8.3 油气田站场道路交通量一般在交通部四级道路的交通量范围内,根据现行行业标准《公路路线设计规范》JTG D20—2006,速度采用 20km/h,对于受地形限制的局部特殊路段可采用 15km/h。对于交通量大的道路,设计速度应根据现行行业标准《公路路线设计规范》JTG D20—2006 确定。

11.8.4 目前大型站场的消防车较长,在 12m 的弯道转弯时比较困难,因此转弯半径不得小于 15m。小型站场的消防车较短,道路转弯半径不得小于 12m。

11.8.7 考虑到车辆大型化,原 4m 路面修订为 4.5m。现有许多一级、二级、三级、四级及五级气田集输站场站内已分别设置了 2.5m 和 1.5m 两种宽度的人行道,因此对人行道在原有宽度基础上修订增加了 2.5m、1.5m 两种宽度。

11.8.8 本条是参照现行行业标准《公路路线设计规范》JTG D20—2006 制订的。

S/N:1580242·902



统一书号: 1580242·902

定 价: 30.00 元