

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB 50350 – 2015

油田油气集输设计规范

Code for design of oil-gas gathering and transportation
systems of oilfield

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

油田油气集输设计规范

Code for design of oil-gas gathering and transportation
systems of oilfield

GB 50350-2015

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

实施日期: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
油田油气集输设计规范

GB 50350-2015

☆

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 6.75 印张 169 千字

2016 年 7 月第 1 版 2016 年 7 月第 1 次印刷

☆

统一书号: 1580242·901

定价: 40.00 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 1007 号

住房城乡建设部关于发布国家标准 《油田油气集输设计规范》的公告

现批准《油田油气集输设计规范》为国家标准, 编号为 GB 50350—2015, 自 2016 年 8 月 1 日起实施。其中, 第 4.3.11、4.5.12、10.2.2、11.2.7、11.7.6、11.8.9 条为强制性条文, 必须严格执行。原国家标准《油气集输设计规范》GB 50350—2005 同时废止。

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,规范编制组进行了广泛的调查研究,认真总结了多年的油气集输工程设计经验,吸收了近年来全国各油田油气集输工程技术科研成果和生产管理经验,参考国内、国外相关标准,并在广泛征求了全国有关单位的意见的基础上,修订本规范。

本规范是在《油气集输设计规范》GB 50350—2005 的基础上修订而成,将原《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》,本规范只针对油田油气集输的内容进行编制。修订后共分 11 章和 12 个附录。本规范代替原《油气集输设计规范》GB 50350—2005 中油田油气集输部分。

本规范修订的主要技术内容是:

1. 规范名称改为《油田油气集输设计规范》。
2. 对原规范章节和附录目录重新进行了编排。
3. 适用范围增加了海上油田陆岸终端。
4. 增加了“天然气凝液装卸”一节。
5. 增加了混输泵选择的内容。
6. 修订了原规范的部分条款,使内容更为完善、合理。

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工作。本规范由大庆油田工程有限公司负责具体技术内容的解释。在执行过程中如有意见和建议,请寄送大庆油田工程有限公司(地址:黑龙江省

大庆市让胡路区西康路 42 号, 邮政编码: 163712), 以便今后修订时参考。

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: 大庆油田工程有限公司

参编单位: 中油辽河工程有限公司

中石化石油工程设计有限公司

西安长庆科技工程有限责任公司

主要起草人: 李杰训 姜玉华 杨春明 李 爽 孙海英

张箭啸 于良俊 李延春 许 超 徐 晶

穆冬玲 阮增荣 樊继刚 何文波 何玉辉

张立勋 王胜利 赵卫民 徐国栋 舒 静

主要审查人: 王瑞泉 张效羽 王小林 黄 辉 杨莉娜

赵振堂 吕应超 王占香 汤晓勇 张志贵

程富娟 陈彦君 刘国良 李惠杰 孙雁伯

目 次

1 总 则	(1)
2 术 语	(2)
3 基本规定	(8)
4 油气收集	(10)
4.1 一般规定	(10)
4.2 采油井场	(11)
4.3 原油泵输	(12)
4.4 天然气增压	(14)
4.5 原油加热及换热	(16)
5 原油处理	(19)
5.1 油气分离	(19)
5.2 原油除砂	(20)
5.3 原油脱水	(20)
5.4 原油稳定	(22)
5.5 油罐烃蒸气回收	(23)
6 天然气处理	(25)
7 原油及天然气凝液储运	(27)
7.1 原油储存	(27)
7.2 原油装卸	(28)
7.3 天然气凝液储存	(30)
7.4 天然气凝液装卸	(32)
8 油气集输管道	(34)
8.1 一般规定	(34)
8.2 原油集输管道	(36)

8.3 天然气集输管道	(38)
8.4 天然气凝液和液化石油气输送管道	(41)
8.5 管道敷设及防腐保温	(42)
8.6 材料及管道组成件	(43)
9 自动控制及油气计量	(46)
9.1 一般规定	(46)
9.2 仪表选择及检测控制点设置	(47)
9.3 油气计量	(48)
9.4 计算机控制系统	(53)
10 站场总图	(55)
10.1 站场址选择	(55)
10.2 站场防洪及排涝	(56)
10.3 站场总平面及竖向布置	(57)
10.4 站场管道综合布置	(58)
11 配套设施及公用工程	(60)
11.1 供配电	(60)
11.2 通信	(63)
11.3 给排水及消防	(65)
11.4 建筑与结构	(67)
11.5 供热	(70)
11.6 燃料供应	(70)
11.7 暖通空调	(71)
11.8 站场道路	(73)
附录 A 重力分离器的计算公式	(75)
附录 B 液滴在气体中的阻力系数计算列线图	(77)
附录 C 油气混输的压降计算公式	(78)
附录 D 埋地沥青绝缘集输油管道总传热 系数 K 选用表	(84)
附录 E 埋地硬质聚氨酯泡沫塑料保温集输油管道	

总传热系数 K 选用表	(85)
附录 F 集油管道伴热输送双管管组 $[(D_2/D_1) \leq 3]$ 热力近似计算公式	(86)
附录 G 埋地沥青绝缘集气管道总传热系数 K 选用表	(87)
附录 H 站内架空油气管道与建(构)筑物之间 最小水平间距	(88)
附录 J 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的 最小间距	(89)
附录 K 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	(90)
附录 L 通信架空线路与其他设备或建(构)筑物的 最小间距	(91)
附录 M 站场内建筑物的通风方式及换气次数	(93)
本规范用词说明	(94)
引用标准名录	(95)
附:条文说明	(101)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(8)
4	Oil-gas gathering	(10)
4.1	General requirements	(10)
4.2	Oil production well sites	(11)
4.3	Crude oil pumping	(12)
4.4	Associated gas booster	(14)
4.5	Crude oil heat and exchange	(16)
5	Crude treatmeats	(19)
5.1	Oil-gas separation	(19)
5.2	Crude oil desanding	(20)
5.3	Crude oil dehydration	(20)
5.4	Crude oil stabilization	(22)
5.5	Hydrocarbon vapor recovery of oil tank	(23)
6	Natural gas treatments	(25)
7	Oil and natural gas liquid storage and transportation	(27)
7.1	Oil storage	(27)
7.2	Oil loading and unloading	(28)
7.3	Natural gas liquid storage	(30)
7.4	Natural gas liquid loading and unloading	(32)
8	Oil and gas pipelines	(34)
8.1	General requirements	(34)
8.2	Crude pipelines	(36)

8.3	Associated gas pipelines	(38)
8.4	Natural gas liquid pipelines	(41)
8.5	Pipe laying corrosion protection and insulation	(42)
8.6	Materials and pipe assemblies	(43)
9	Automatic control	(46)
9.1	General requirements	(46)
9.2	Instrument selection and supervisory control point setting	(47)
9.3	Oil and gas metering	(48)
9.4	Computer control systems	(53)
10	Plot plan	(55)
10.1	Selection of plant sites	(55)
10.2	Station flood control and drainage	(56)
10.3	General layout and vertical layout of station	(57)
10.4	Pipeline comprehensive layout of station	(58)
11	Supporting facilities and utilities	(60)
11.1	Power supply and distribution	(60)
11.2	Communication	(63)
11.3	Water supply and drainage and fire fighting	(65)
11.4	Architectures and structures	(67)
11.5	Heat supply	(70)
11.6	Fuel supply	(70)
11.7	HVAC	(71)
11.8	Road	(73)
Appendix A	The calculating formula of gravity separator	(75)
Appendix B	Calculation nomogram of drag coefficient for liquid droplets in gas phase	(77)
Appendix C	Pressure drop calculation formula	

	for multiphase pipeline	(78)
Appendix D	Overall heat transfer coefficient K selection table for buried pipeline with asphalt insulation	(84)
Appendix E	Overall heat transfer coefficient K selection table for buried pipeline with rigid polyurethane foam insulation	(85)
Appendix F	The thermal approximate calculation formula for double pipe [$(D_2/D_1) \leq 3$] of buried pipeline with heat tracing	(86)
Appendix G	Overall heat transfer coefficient K selection table for buried gas gathering line with asphalt insulation	(87)
Appendix H	The minimum horizontal spacing between overhead oil and gas line and buildings (structures) in station	(88)
Appendix J	The minimum parallel spacing between buried pipeline and cable, buildings and structures in station	(89)
Appendix K	The minimum spacing between communication cable pipes and buried cable and underground pipeline and buildings	(90)
Appendix L	The minimum spacing between overhead communication line and other equipment or buildings	(91)
Appendix M	The ventilation mode and air change rate of structure in station	(93)
	Explanation of wording in this code	(94)
	List of quoted standards	(95)
	Addition; Explanation of provisions	(101)

1 总 则

1.0.1 为了在油气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,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 本规范适用于陆上油田、滩海陆采油田和海上油田陆岸终端油气集输工程设计。

1.0.3 油田油气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 油气集输 oil-gas gathering and transportation

在油气田内,将油气井采出的油、气、水等加以汇集、处理和输送的全过程。

2.0.2 轻质原油 light crude

在 20℃ 时,密度小于或等于 0.8650g/cm³ 的原油。

2.0.3 中质原油 middle crude

在 20℃ 时,密度大于 0.8650g/cm³ 小于或等于 0.9160g/cm³ 的原油。

2.0.4 重质原油 heavy crude

在 20℃ 时,密度大于 0.9160g/cm³ 小于或等于 0.9960g/cm³ 的原油。

2.0.5 稠油 viscous crude

温度在 50℃ 时,动力黏度大于 400mPa·s,且温度为 20℃ 时,密度大于 0.9161g/cm³ 的原油。按黏度大小可分为普通稠油、特稠油、超稠油。

2.0.6 特稠油 extra-viscous crude

温度为 50℃ 时,动力黏度大于 10000mPa·s,且小于或等于 50000mPa·s 的稠油。

2.0.7 超稠油 extremely-viscous crude

温度为 50℃ 时,动力黏度大于 50000mPa·s 的稠油。

2.0.8 高凝原油 high solidifying point crude

含蜡量大于 30%,且凝固点高于 35℃ 的原油。

2.0.9 起泡原油 foamy crude

由于降压、升温等原因,从原油中析出的溶解气泡上浮至原油

液面后不立即消失,在原油液面形成泡沫层,具有这种性质的原油称起泡原油。

2.0.10 净化原油 purified crude

经脱除游离和(或)乳化状态的水、脱盐、脱酸后,符合产品标准和工艺要求的原油。

2.0.11 老化原油 weathered crude

在油气集输过程中,长期积累产生的乳化状态稳定、采用常规措施无法处理、对原油脱水生产有较大影响的原油乳状液。

2.0.12 井口回压 wellhead back pressure

井口出油管道起点的压力,其数值等于出油管道水力摩阻、位差和第一级油气分离器压力的总和。自喷井是指油嘴后的压力。

2.0.13 采油井场 oil production well sites

设置采油井生产设施的场所。

2.0.14 石油天然气站场 oil and gas stations

具有石油天然气收集、净化处理、储运功能的站、库、厂、场的统称,简称油气站场或站场。

2.0.15 计量站 well-testing stations

油田内完成分井计量油、气、水的站。日常生产管理中也称计量间。

2.0.16 交接计量站 lease custody metering stations

对外销售原油、天然气与用户进行交接计量的站。也称外输计量站。

2.0.17 集油阀组间 oil gathering manifold rooms

设置油气收集工艺阀组等生产设施,但不进行分井计量的场所,简称阀组间。当不建设厂房时,称为集油阀组。

2.0.18 接转站 pumping stations

在油田油气收集系统中,以液体增压为主的站。日常生产管理中也称转油站。

2.0.19 放水站 free water knockout stations

将含水较高的原油预脱除大部分游离水,然后将低含水原油和含油污水分别输往原油脱水站和含油污水处理站,担负上述生产任务的站称为放水站。与接转站合建的放水站,称为转油放水站。

2.0.20 脱水站 dehydration stations

担负原油脱水和增压输送的站。

2.0.21 集中处理站 central processing facilities

油田内部主要对原油、天然气、采出水进行集中处理的站。也称联合站。

2.0.22 矿场油库 lease oil tank farms

油田内部储存和外输(运)原油的油库。

2.0.23 出油管道 crude flow lines

自井口装置至计量站或集油阀组间的管道。

2.0.24 集油管道 crude gathering lines

油田内部自计量站或集油阀组间至有关站和有关站间输送气液两相的管道,或未经脱水处理的液流管道。

2.0.25 集输流程 gathering process

在计量站或集油阀组间之前,实现油气收集的工艺过程。

2.0.26 油气分输 oil and gas respective transportation

对油气进行分离后,将原油和天然气分别用管道输送的方式。

2.0.27 掺液集输 liquid-blended crude transportation

向输送原油的管道中掺入一定量的水或加热后的原油等液体,以降低流体在管内流动摩阻的输送方式。

2.0.28 伴热集输 flow line with heat tracing transportation

在外部热源的伴随下,保持出油管道内流体所需输送温度的输送方式。

2.0.29 水力冲砂 hydroblasting

用带压的水,清除容器内在生产过程中积存的沉积物的一种方法。

2.0.30 原油稳定 crude stabilization

从原油中分离出轻质组分,降低原油蒸发损失的工艺过程。

2.0.31 油罐烃蒸气回收 hydrocarbon vapor recovery from tank

回收油罐中油品蒸发形成的气态烃的工艺过程。

2.0.32 事故油罐 emergency crude storage tanks

在事故状态下用于储存原油的作业罐,正常生产时应保持空闲状态。

2.0.33 沉降脱水罐 settling tanks

油田站场用于沉降脱水的作业罐。

2.0.34 污水沉降罐 sewage water settling tanks

在油田原油脱水站或放水站中,用于提高外输污水水质的作业罐。

2.0.35 原油外输 crude exportation

油田对外销售原油,向用户提供商品原油的输送过程。

2.0.36 滩海陆采油田 shallow water coastal oilfields (terrestrial development mode)

距岸较近、有路堤与岸边相连,并采用陆地油田开发方式的滩海油田。

2.0.37 含硫酸性天然气 sour gas

气体总压大于或等于0.45MPa(绝),气体中的硫化氢分压大于或等于0.00035MPa(绝)的含有水和硫化氢的天然气。

2.0.38 天然气凝液 natural gas liquid(NGL)

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,也称混合轻烃。

2.0.39 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以C₃、C₄为主要成分的烃类混合物。

2.0.40 稳定轻烃 natural gasoline

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

2.0.41 天然气水合物 gas hydrate

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。

2.0.42 增压站 booster stations

在矿场或输气管道上,用压缩机对天然气增压的站。

2.0.43 天然气凝液回收 NGL recovery

从天然气中回收天然气凝液。

2.0.44 集气管道 gas gathering lines

油田内部自一级油气分离器至天然气处理厂之间的气管道。

2.0.45 清管设施 pigging systems

为提高管道输送效率而设置的清除管内凝聚物和沉积物的全套设备。包括清管器、清管器收发筒或清管阀、清管器指示器及清管器示踪仪。

2.0.46 监控和数据采集系统 supervisory control and data acquisition systems(SCADA)

一种以多个远程终端监控单元通过有线或无线网络连接起来,具有远程监测控制功能的分布式计算机控制系统。

2.0.47 分散控制系统 distributed control systems(DCS)

一种控制功能分散、操作显示集中、采用分级结构的计算机控制系统,也称为分布式控制系统,或集散控制系统。

2.0.48 可编程序控制器 programmable logic controllers (PLC)

一种数字运算操作的电子系统,专为在工业环境下应用而设计。它采用了可编程序的存储器,用于在其内部存储执行逻辑运算、顺序控制、定时、计数和算术运算等操作的指令,并通过数字或模拟式的输入和输出操作,来控制各种类型的机械或生产过程。

2.0.49 远程终端装置 remote terminal units(RTU)

一种针对通信距离较长和工业现场恶劣环境而设计的具有模块化结构的特殊计算机控制系统,它将末端检测仪表和执行机构与远程主计算机连接起来,具有数据采集、控制和通信功能,它能接收主计算机的操作指令,控制末端的执行机构动作。

3 基本规定

3.0.1 油气集输工程设计应依据批准的油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 油气集输工程设计应与油藏工程、钻井工程、采油工程紧密结合,根据油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 油气集输工程总体布局应根据油田开发方式、生产井分布及自然条件等情况,并应统筹考虑注入、采出水处理、给排水及消防、供配电、通信、道路等公用工程,经技术经济分析确定。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 油气集输工艺流程应根据油藏工程和采油工程方案、油气物理性质及化学组成、产品方案、地面自然条件等,通过技术经济分析确定,并应符合下列规定:

1 工艺流程宜密闭;

2 应充分收集与利用油井产出物,生产符合产品标准的原油、天然气、液化石油气、稳定轻烃等产品;

3 应合理利用油井流体的压力能,适当提高集输系统压力,优化设计集输半径,减少油气中间接转,降低集输能耗;

4 应合理利用热能,做好设备和管道保温,降低油气处理和输送温度,减少热耗;

5 应结合实际情况简化工艺流程,选用高效设备。

3.0.5 油气集输工程分期建设的规模,应根据开发方案提供的不低于10年的开发指标预测资料确定,工程适应期不宜少于10年。相关设施在按所确定规模统筹考虑的基础上,可根据具体情况分阶段配置。

3.0.6 实施滚动勘探开发的油田,工程分期和设备配置应兼顾近期和远期的需求,早期生产系统应先建设简易设施再酌情完善配套。

3.0.7 沙漠、戈壁地区油气集输工程设计应适合沙漠、戈壁地区恶劣的环境条件,站场、线路等的设计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 滩海陆采油田的开发建设应充分依托陆上油田已有设施,简化滩海陆采平台油气生产及配套设施。

3.0.9 低渗透低产油田的开发建设,应简化地面设施,采用短流程、小装置,降低工程投资。

3.0.10 油气集输站场的工艺设计应满足油气集输生产过程对站场的功能要求,并应设计事故流程。

3.0.11 对于重复性强的油气集输站场或工艺单元,宜采用标准化设计。

3.0.12 油气集输设计应符合现行行业标准《油田地面工程设计节能技术规范》SY/T 6420 及国家现行相关节能标准的规定。

3.0.13 油气集输设计应符合职业健康、安全与环境保护的要求。

4 油气收集

4.1 一般规定

4.1.1 油气集输设计应根据技术经济对比情况确定布站方式,可在一级布站、二级布站或三级布站方式中优选,根据具体情况也可采用半级布站方式。

4.1.2 计量站、接转站、放水站和脱水站的设置,应符合现行行业标准《油田地面工程建设规划设计规范》SY/T 0049 的规定。计量站管辖油井数宜为 8 口~30 口,集油阀组间管辖油井数不宜超过 50 口。

4.1.3 稠油油田油气集输分井计量装置宜依托采油井场集中设置。当采用蒸汽吞吐放喷罐时宜依托站场设置。

4.1.4 油田油气收集的基本流程宜采用井口不加热单管流程、井口加热单管流程、双管掺液流程、单管环状掺水流程。各典型流程的选用应符合现行行业标准《油田地面工程建设规划设计规范》SY/T 0049 的规定。根据油田实际情况,可采用单井进站或多井串接进站流程。

4.1.5 油井较多、分布较为集中的油田,宜采用管道集输;油井分散的油田或边远的油井,宜采用汽车拉运、船运等集输方式。

4.1.6 设计时,油井最高允许井口回压应符合下列规定:

- 1 机械采油井宜为 1.0MPa~1.5MPa;
- 2 稠油油井宜为 0.6MPa~1.5MPa;
- 3 特殊地区机械采油井可提高到 2.5MPa;
- 4 自喷井可为油管压力的 0.4 倍~0.5 倍。

4.1.7 油田伴生气集气工艺应结合油气集输工艺流程,通过技术经济分析,选择油气混输或油气分输工艺。集气应充分利用油气

分离的压力,当分离压力不能满足要求时,应进行增压。净化处理后的干气可外输作为商品天然气或返输作为油田站场的燃料气。

4.1.8 油气集输单项工程设计能力的计算,应符合下列规定:

1 采油井场的设备及出油管道的的设计能力,应按油田开发方案提供的单井产油、气、水量及掺入液量或气举气量确定。油井的年生产天数,自喷油井宜按 330d 计算,机械采油井宜按 300d 计算。

2 各类站场含水原油处理及输送设施的设计能力,应按油田开发方案提供的所辖油井日产油量、原油含水率及收集过程中的掺入液量确定。

3 净化原油储运设施的设计能力,宜为油田开发方案提供的所辖油田原油产量的 1.2 倍,年工作时间宜按 365d 计算。

4 油田伴生气集输工程的设计能力,可按所辖区块油田开发方案提供的产气量确定。需要时,应考虑气举气量。当油气集输的加热以湿气为燃料时,应扣除相应的集输自耗气量。

4.2 采油井场

4.2.1 采油井场工艺流程的设计应满足下列要求:

1 应满足试运、生产(包括井口取样、油井清蜡及加药等)、井下作业与测试、关井及出油管道吹扫等操作要求。不同类型油井还应满足下列要求:

- 1) 更换自喷井、气举井油嘴;
- 2) 稳定气举井的气举压力;
- 3) 套管气回收利用;
- 4) 水力活塞泵井的反冲提泵。

2 应满足油压、回压、出油温度测量的要求。不同类型油井还应能测量下列数据:

- 1) 自喷井、抽油机井、电动潜油泵井、螺杆泵井的套压;
- 2) 气举井的气举气压力;

3)水力活塞泵井的动力液压力;

4)稠油热采井的蒸汽压力。

3 应满足不同集输流程的特殊要求。

4.2.2 连续生产的拉油采油井场应设储油罐,储存时间宜为2d~7d。

4.2.3 滩海陆采平台宜设置污油污水罐,其容积不应小于单井作业一次排液量。

4.2.4 当采油井距离接转站较远、集输困难时,可在采油井场或计量站设增压泵。

4.2.5 采油井场的标高和面积应能满足生产管理和井下作业的需要。

4.2.6 居民区内以及靠近居民区的采油井场应设围栏或围墙保护措施。

4.2.7 井口保温与清蜡设施的设置应符合下列规定:

1 严寒地区的采油井可设井口保温设施。井口保温设施应采用便于安装和拆卸的装配式结构。

2 严寒、多风沙和其他气候恶劣地区,采用固定机械清蜡的自喷井、电动潜油泵井,可设置清蜡操作房。

4.3 原油泵输

4.3.1 输油泵的类型应根据所输介质的组成和性质及工艺要求确定。

4.3.2 含水原油和净化原油输送宜采用离心泵。离心泵的总流量应按设计液量确定,扬程宜为输油系统计算总水头的1.05倍~1.20倍,应按泵特性曲线的高效区选择油泵。所选泵的效率不应低于现行国家标准《离心泵 效率》GB/T 13007规定的数值。

4.3.3 油、气、水混输时,宜采用螺杆泵。对于气液流量大的工况宜选用双螺杆混输泵,对于气液流量小、含固量较高的工况宜选用单螺杆混输泵。

4.3.4 稠油输送泵选型应根据原油黏度、含水及含砂因素的影响,宜采用容积泵。在操作条件下介质黏度较低时,也可选用离心泵,但应保证其效率换算系数不小于0.45。

4.3.5 稠油输送泵的总流量宜按设计液量的1.1倍~1.2倍确定,出口压力宜按输油系统计算总水头的1.1倍~1.2倍确定。

4.3.6 输油泵台数的确定应符合下列规定:

1 在技术条件允许和满足输液量并适应有关工况条件变化的前提下,宜减少泵的数量。

2 连续运行的原油输送泵宜选3台,且应含备用泵1台。当泵并联运行时,吸入管道流量的分配和泵吸入性能应匹配。

3 污油回收泵、装车油泵等间歇运行的泵的数量,应根据输油量和变化幅度以及其他要求综合考虑确定,可不设备用泵。

4 含水原油泵、含油污水泵可互为备用。

4.3.7 选用输油泵时应校核操作条件下泵的有效汽蚀余量。选用离心泵时,还应校核操作条件下原油黏度对泵工作性能的影响。

4.3.8 输油系统计算总水头应包括管道沿程水头损失和局部水头损失,末端和吸入端压头差,以及系统终点和起点位差。

4.3.9 输油泵进口管段上应设过滤器。离心泵过滤器面积宜为入口管截面积的3倍~4倍。容积泵过滤器面积可按容积泵技术要求确定。

4.3.10 离心泵出口管段上应安装止回阀。容积泵应设计旁路回流阀调节流量。

4.3.11 泵体上不带安全阀的容积泵,应在靠近泵的出口管段上安装安全阀。

4.3.12 输油泵安全阀的泄放端管段宜与泵的入口端管段连接。

4.3.13 输油泵进口汇管应有良好的吸入条件,进口汇管流速不宜大于1.0m/s,排出汇管流速宜为0.8m/s~2.0m/s。

4.3.14 油气混输泵的进、出口管道流速应根据泵型和工艺条件确

定,进口汇管流速不宜大于 3.0m/s,出口汇管流速宜为 1.5m/s~5.0m/s。运行吸入压力不应低于 0.2MPa。

4.3.15 输油泵吸入管内径与排出管内径应按进出口允许流速确定。

4.3.16 离心泵输油用的原油缓冲罐和油气分离缓冲罐的缓冲容积,应满足正常生产缓冲和事故状态下切换流程的需要。缓冲时间应根据进出液量不平衡程度、液面控制和流程切换的技术水平确定,缓冲时间宜为 10min~20min。泵输稠油的分离缓冲罐,缓冲时间宜为 20min~40min。向原油稳定装置平稳供油的缓冲罐,缓冲时间应按具体情况计算确定。

4.3.17 离心泵的轴密封宜选用机械密封。

4.3.18 离心泵组的流量和压力调节方式,应根据管道流量和压力变化等情况,经过技术经济对比确定。可采用下列调节方式:

- 1 改变泵的运行台数、叶轮级数、叶轮直径和大小泵匹配;
- 2 采用变速调节方式;
- 3 间歇运行的火车、汽车装油泵,采用改变运行台数和回流方式。

4.3.19 连续运行且流量变化范围较大及电机功率较大的容积式输油泵,宜设置变频调速器进行流量调节。

4.3.20 泵输高凝原油、稠油时,应采取防凝和暖泵措施。

4.3.21 输油泵房设置起重设备时,可按本规范第 4.4.9 条的规定执行。

4.4 天然气增压

4.4.1 天然气增压的压缩机应允许气体组成、进气压力、进气温度和进气量有一定的波动范围。在满足工艺条件下,应符合下列规定:

- 1 下述情况宜选用往复式压缩机:

1)气源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 当气源较稳定,且气量较大时,宜选用适合油气田应用的离心式压缩机。

3 气量较小、进气压力为微正压或者负压、排气压力不高时,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。

4.4.2 压缩机的驱动机可采用电动机或燃气机。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燃气轮机驱动,余热宜加以利用。

4.4.3 压缩机组宜选用撬装形式。往复式压缩机的撬装设计应符合现行国家标准《石油及天然气工业用集成撬装往复压缩机》GB/T 25359 的有关规定。

4.4.4 往复式压缩机宜多台机组并联运行,宜设备用机组。

4.4.5 离心式压缩机采用干气密封时,二级密封的隔离气宜采用惰性气体。

4.4.6 往复式压缩机的填料和中体放空应引至厂房外。压缩含硫酸性天然气时,宜采用吹扫型填料,使用惰性气体做吹扫气。

4.4.7 进入压缩机的天然气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,当下游设施对压缩气中润滑油含量有限制时,应在出口设置润滑油分离设施。

4.4.8 压缩机宜露天布置或半露天布置。在寒冷、多风沙地区或厂区噪声有限制时,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。

4.4.9 室内和半露天安装的固定式压缩机,起重设备的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

爆桥式或电动防爆梁式起重机;

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

3 当最大检修部件起重量小于 3t 时,可设移动式起重设备。

4.4.10 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、低限报警及超限停机装置;

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旁通回路;

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、防脉动及管线热应力补偿措施。

4.4.11 压缩机各级工艺气的冷却,宜采用空冷;润滑油及气缸冷却宜采用空冷提供的循环冷却液来完成,大型压缩机润滑油冷却宜单独设空冷。

4.5 原油加热及换热

4.5.1 当原油温度不能满足原油集输条件或处理工艺要求时,应对原油进行加热;在油气收集过程中,需要进行掺液集输和热洗清蜡时,应对回掺介质和热洗液进行加热。

4.5.2 原油加热的热源,在有条件的地方应首先采用热电结合或热动结合的余热。当没有余热可利用时,可采用直燃加热炉供热、直燃锅炉产生的蒸汽和热水供热、热媒炉供热或电加热。

4.5.3 原油加热炉的选型应满足热负荷和工艺要求,并应通过技术经济对比确定。井场宜采用水套炉,计量站、接转站宜采用水套炉或火筒炉。其他站(库)的加热炉形式,应根据具体情况确定。

4.5.4 原油加热炉的台数应符合下列规定:

1 单井井场加热炉应为 1 台,丛式井场加热炉台数应根据实际情况确定;

2 计量站加热炉可为 1 台;

3 油井热洗清蜡用加热炉可为 1 台;

4 当不属于本条第 1~3 款的其他不同用处的加热炉,设 2 台或 2 台以上时,可不设备用炉,但在低负荷下有 1 台加热炉检修时,其余加热炉应能维持生产。

4.5.5 配置加热炉时,其负荷率宜为 80%~100%。

4.5.6 在多功能合一设备中,火筒加热部分应根据介质特性采取防垢、防砂和防结焦措施。

4.5.7 管式加热炉的工艺管道安装设计应符合下列规定:

1 炉管的进出口应装温度计和截断阀;

2 应设炉管事故紧急放空和吹扫管道;

3 进出油汇管宜设连通;

4 进口汇管应与进站油管道连通;

5 当多台并联安装时,进口管路设计宜使介质流量对每台加热炉均匀分配。

4.5.8 加热炉型式与参数设计,应符合现行行业标准《石油工业用加热炉型式与基本参数》SY/T 0540 的有关规定。

4.5.9 加热炉综合热效率应符合现行行业标准《油田地面工程设计节能技术规范》SY/T 6420 的有关规定。

4.5.10 除单井井场外,具备电力供应条件的站场加热炉应配备自动点火和断电、熄火时自动切断燃料供给的熄火保护控制系统。

4.5.11 加热炉采用自动点火时,自动燃气燃烧装置防爆等级的确定,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。

4.5.12 输出功率大于 1200kW 的加热炉自动燃气燃烧装置,应具备漏气检测功能。

4.5.13 火筒式加热炉的炉型选择,应符合现行行业标准《火筒式加热炉规范》SY/T 5262 的有关规定。管式加热炉的炉型选择,应符合现行行业标准《管式加热炉规范》SY/T 0538 的有关规定。相变加热炉的炉型选择,应符合现行国家标准《相变加热炉》GB/T 21435 的有关规定。

4.5.14 换热器的形式应根据工艺条件选定,可选用管壳式换热器或套管式换热器。当需要强化传热时,也可选用螺旋板式换热器。稠油换热不宜选用螺旋板式换热器。

4.5.15 在满足工艺过程要求的条件下,宜选用传热面积较大的换热器,总数量不应少于2台。

4.5.16 当多台换热器并联安装时,其进、出口管路设计宜使介质流量对每台换热器均匀分配。

4.5.17 浮头式换热器管程、壳程中流体的选择,应能满足提高总传热系数、合理利用允许压力降、便于维护检修等要求。原油及高压流体宜走管程。

4.5.18 管壳式换热器介质温差及温差校正系数应符合下列规定:

1 单台换热器的冷热端介质温差,应通过换热量和换热面积的技术经济对比后确定;

2 初选的原则是冷热端介质温差均不宜小于 20°C 。当热流需进一步冷却,冷流需进一步加热时,热端介质温差不宜小于 20°C ,冷端介质温差不宜小于 15°C ;

3 温差校正系数不宜小于0.8。

4.5.19 管壳式换热器管程内液相介质的流速不宜大于 3m/s 。

4.5.20 管壳式换热器应采用逆流换热流程,冷流自下而上,热流自上而下地进入换热器。

4.5.21 采用螺旋板式换热器时,通道内的流体流速不宜小于 1m/s 。

5 原油处理

5.1 油气分离

5.1.1 油气分离的级数和各级分离压力应根据油气集输系统压力和油气全组分综合分析确定,分离级数可为2级~4级。

5.1.2 油气分离宜采用重力沉降分离器。重力分离器型式选择应根据分离介质的液量及相数确定,且应符合下列规定:

1 当液量较少,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 当液量较多,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 当油、气、水同时存在,并需进行分离时,宜选用三相卧式分离器。

5.1.3 油气重力沉降分离的工艺计算,采用的参数应符合下列规定:

1 沉降分离气相中液滴的最小直径宜为 $100\mu\text{m}$;

2 两相分离器的液相停留时间,处理起泡原油时宜为 $5\text{min}\sim 20\text{min}$,处理稠油宜为 $5\text{min}\sim 10\text{min}$,处理其他原油时宜为 $1\text{min}\sim 3\text{min}$;

3 分离器的计算液量和气量宜为日产量的1.2倍~1.5倍。

5.1.4 连续生产的油气分离器的台数不应少于2台。

5.1.5 油气分离器的结构应满足气-液分离要求,必要时应设置机械消泡和水力冲砂设施。

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

5.1.7 在油气集输处理工艺流程中,油气分离器宜与原油沉降脱

水器结合设计。

5.1.8 多台油气分离器并联安装时,进口管路设计宜使介质流量对每台分离器均匀分配。

5.2 原油除砂

5.2.1 除砂工艺应根据容器类型和原油含砂情况合理选择,常压油罐宜采用机械或人工方式清砂,压力容器宜采用不停产水力冲砂,有条件的站场可采用旋流除砂工艺。

5.2.2 当采用水力冲砂时,喷嘴喷射速度宜为 $5\text{m/s}\sim 10\text{m/s}$,每个喷嘴喷水强度不应小于 $0.8\text{m}^3/\text{h}$ 。

5.2.3 冲砂泵流量应按同时工作的喷嘴喷水量确定,扬程应大于冲砂泵至最远喷嘴的沿程压力降、压力容器操作压力与喷嘴压降之和。

5.2.4 压力容器的排砂管道应合理选择流速,容器内部排砂管管口应向下安装,容器外部排砂管道应具有一定的坡度。

5.2.5 采用不停产水力冲砂或旋流除砂工艺的压力容器,出油腔应采取防止沉砂的搅动措施。

5.2.6 原油除砂工艺设计中应有砂的收集和处理措施。砂可就地处理或依托已建设施集中处理。

5.3 原油脱水

5.3.1 原油脱水工艺应根据原油性质、含水率、乳状液的乳化程度及采出液中三次采油驱油剂的类型和含量、破乳剂性能,通过试验和经济对比确定。

5.3.2 原油脱水工艺宜采用热化学沉降脱水、电化学脱水等方式或不同方式的组合。

5.3.3 在确定原油脱水工艺流程时,化学沉降脱水宜与管道破乳相配合。当采用热化学和电化学两段脱水工艺时,可采用二段电脱水的污水回掺技术。

5.3.4 稠油热化学沉降脱水宜采用常压沉降罐。特稠油、超稠油采用两段热化学沉降脱水时,二段脱水宜采用静态沉降脱水工艺和污水回掺技术。

5.3.5 采用热化学和电化学两段脱水时,游离水脱除器宜采用卧式压力容器。常压沉降脱水罐应选用固定顶罐。

5.3.6 原油脱水工艺参数应符合下列规定:

1 进入沉降脱水器的总液量按进站液量、污水回掺量及污水沉降罐或含油污水处理站收油量之和确定;

2 脱水温度应由试验确定;

3 油水沉降时间应根据原油性质、乳状液的乳化程度、含水率、脱水设备的结构等通过试验确定;

4 进电脱水器的原油含水不宜大于 30%。

5.3.7 卧式压力脱水设备的台数应符合下列规定:

1 应根据脱水处理的总液(油)量和单台脱水设备的处理能力确定,沉降脱水器应按液量核算,电脱水器应按油量核算。

2 当一台脱水设备检修,其余脱水设备负荷不大于设计处理能力(额定处理能力)的 120%时,可不另设备用;若大于 120%时,可设一台备用。

3 脱水设备的台数不宜少于 2 台,不宜多于 6 台。

4 确定电脱水器台数时,应考虑电负荷的相平衡因素。

5.3.8 添加破乳剂应符合下列规定:

1 破乳剂的加入点,应以充分发挥药剂的效能并方便生产管理为原则,结合集输工艺流程确定。破乳剂与含水原油应在进入脱水容器之前充分混合。

2 破乳剂品种和用量应由试验确定,破乳剂用量应计量。

3 破乳剂宜定量、连续、均匀地加入含水油管道。

5.3.9 净化原油的含水率应符合现行行业标准《出矿原油技术条件》SY 7513 的要求。

5.3.10 由脱水设备排出的含油污水含油量不应大于 1000mg/L 。

对于聚合物驱采出原油,含油量不宜大于 3000mg/L。对于特稠油、超稠油,含油量不宜大于 4000mg/L。

5.3.11 脱水后的特稠油及超稠油含水率可根据原油用途和用户要求确定,但不应大于 5%。

5.3.12 油田站场的老化原油宜进行单独处理,老化原油的脱水工艺应通过试验和经济对比确定,脱水后的原油含水率可根据脱水难度和原油去向综合确定。

5.3.13 原油脱水装置的设计,应符合现行行业标准《原油热化学沉降脱水设计规范》SY/T 0081 和《原油电脱水设计规范》SY/T 0045 的有关规定。

5.4 原油稳定

5.4.1 油田内部原油应通过技术经济评价确定是否进行稳定处理。当油田内部原油蒸发损耗低于 0.2% 时,可不进行原油稳定。

5.4.2 原油稳定装置前的原油集输工艺流程应密闭。

5.4.3 原油稳定宜与原油脱水、原油外输统筹设计,合理利用能量。

5.4.4 原油稳定的深度应根据原油中轻组分含量、稳定原油的储存和外输条件确定。稳定原油在最高储存温度下的饱和蒸气压的设计值不宜高于当地大气压的 0.7 倍。

5.4.5 原油稳定采用负压闪蒸、正压闪蒸或分馏工艺,应根据原油组成、油品物性、稳定深度、产品要求及其相关的集输工艺流程,经技术经济对比后确定。

5.4.6 进行原油组分分析的油样应具有代表性。原油稳定的设计进料组成应由原油中的轻组分含量和原油蒸馏标准试验数据拟合而成。原油蒸馏标准试验的最重馏分的沸点宜高于 500℃。

5.4.7 原油稳定装置的设计能力应与所辖油田或区块的产油量相适应,允许波动范围宜取 80%~120%,装置的年运行时数宜取 8000h。在工程适应期内,装置负荷率不应低于 60%。

5.4.8 原油稳定装置应有进油总管自动关断和事故越装置旁路流程,旁路的原油不应直接进入浮顶罐。

5.4.9 原油稳定装置生产的轻烃应密闭储运或处理,生产的不凝气应就近输入天然气凝液回收系统回收利用。

5.4.10 原油稳定装置产生的污水应密闭收集,与原油集输系统产生的污水统一处理。

5.4.11 原油稳定装置的设计,应符合现行行业标准《原油稳定设计规范》SY/T 0069 的有关规定。

5.5 油罐烃蒸气回收

5.5.1 对不适于进行稳定处理的原油,可采用油罐烃蒸气回收工艺。

5.5.2 烃蒸气回收系统的油罐应配有呼吸阀、液压安全阀(或液封)及自动补气阀。

5.5.3 油罐呼吸阀、液压安全阀和自动补气阀的选用应符合下列规定:

1 呼吸阀应按现行行业标准《石油储罐附件 第 1 部分:呼吸阀》SY/T 0511.1 的规定选用,排气能力应大于可能出现的最大瞬时量,吸气能力应大于压缩机的吸气能力,其排气压力上限值不宜超过油罐试验压力的 80%;

2 液压安全阀应按现行行业标准《石油储罐附件 第 2 部分:液压安全阀》SY/T 0511.2 的规定选用,启动压力应介于呼吸阀工作压力与油罐试验压力之间;

3 当油罐的压力低于 200Pa 时,自动补气阀应能及时补气,通过能力不应小于抽气压缩机的最大排量。

5.5.4 抽气设备的设计应符合下列规定:

1 油罐正常工作压力范围的下限值宜为 150Pa,上限值应根据油罐的试验压力和使用年限确定。

2 抽气压缩机宜选用螺杆压缩机。

3 抽气压缩机应能实现自动启动、停机或调节抽气量。

4 抽气压缩机的设计排量可取油罐蒸发气量的 1.5 倍~2.0 倍。油罐蒸发气量应包括烃蒸气、水蒸气等全部气量。

5 油罐的烃蒸发气量可按原油进罐前的末级分离压力、分离温度,按照在实验室做出的相近段的原油脱气系数或气在原油中的溶解系数,并结合类似条件的运行数据确定。已投产油罐的烃蒸发气量,应通过实测确定。

5.5.5 罐区内罐与罐之间的抽气管道宜连通,油罐数量多时可适当分组,但应校核管道压降,保持均衡。管道总压降不宜高于 200Pa。

5.5.6 抽气管道不应有液袋,其敷设坡度不应小于 0.3%,并应有防冻、排液措施。

5.5.7 原油进罐前的分离器应有可靠的液位控制措施。

6 天然气处理

6.0.1 天然气处理总流程应根据原料气性质、下游用户对气质和产品的要求确定。天然气处理装置宜集中布置。

6.0.2 天然气处理装置的设计能力应与所辖区块的产气量相适应,处理装置允许气量波动范围宜取 60%~120%,装置的年运行时数宜取 8000h。

6.0.3 工艺计算应选择具有代表性的天然气组成作为依据,宜按一定的组成波动范围进行设计。

6.0.4 产品指标应符合下列规定:

1 天然气应符合现行国家标准《天然气》GB 17820 的有关规定,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;

2 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;

3 稳定轻烃应符合现行国家标准《稳定轻烃》GB 9053 的有关规定;

4 天然气凝液及其他产品应符合设计合同(设计委托书)的要求或企业间的协议标准。

6.0.5 天然气处理装置入口应设具有除油、液体缓冲功能的分离器,天然气含有固体粉尘杂质时,还应设除尘净化设施。

6.0.6 天然气处理装置的进气总管应设有自动紧急关断阀。装置上游管道上应设泄压放空阀。

6.0.7 天然气增压的设计应符合本规范第 4.4 节的规定。

6.0.8 气液分离宜采用重力分离器,重力分离器型式选择应符合本规范第 5.1.2 条的规定。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。重力分离器可按本规范附录 A 的公式计算。

6.0.9 天然气脱水工艺应根据天然气处理总流程、气量、气质、操作条件和脱水深度要求合理确定。

6.0.10 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。

6.0.11 当天然气中硫化氢、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 的有关规定进行处理。

6.0.12 天然气凝液回收的工艺方法应根据天然气的气量、气质、压力、产品规格及收率,经技术经济对比后确定。

6.0.13 天然气凝液回收装置的收率应通过技术经济对比确定。回收乙烷及更重烃类的装置,乙烷收率宜为 50%~85%。回收丙烷及更重烃类的装置,丙烷收率宜为 70%~90%。

6.0.14 天然气凝液回收装置原料气脱水后的水露点应比最低制冷温度至少低 5℃;当采用注入水合物抑制剂的方法同时进行烃水露点控制时,水合物抑制剂注入量应保证在操作压力下的水合物形成温度比最低制冷温度至少低 3℃。

6.0.15 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。

6.0.16 天然气处理装置产生的污水应收集后集中处理。

7 原油及天然气凝液储运

7.1 原油储存

7.1.1 油田的原油罐应采用立式钢制油罐,油田内部未稳定原油罐应选用固定顶油罐,单罐容量为 10000m³ 及以上的稳定原油储罐宜采用浮顶油罐。

7.1.2 油田原油储罐宜设在油田矿场油库,也可设在距离油田矿场油库或外输首站较远的集中处理站。

7.1.3 原油储罐的总容量应按下列公式计算确定:

$$V = \frac{mT}{365\rho\epsilon} \quad (7.1.3)$$

式中:V——原油储罐的总容量(m³);

m——油田原油储运设施的设计能力(t/a),取油田原油生产能力的 1.2 倍;

ρ ——储存温度下的原油密度(t/m³);

ϵ ——原油储罐储存系数,应按本规范第 7.1.4 条的规定确定;

T——油田原油储存天数,应按本规范第 7.1.5 条的规定确定。

7.1.4 原油储罐储存系数可根据原油储罐类型和结构尺寸通过计算确定。固定顶油罐宜取 0.85,浮顶油罐宜取 0.90。当油罐中储存起泡原油时,固定顶油罐可取 0.75。

7.1.5 油田原油储存天数应根据原油运输方式,通过技术经济评价确定,并应符合下列规定:

1 原油以管道外输的油田,储存天数不应少于 3d;

2 原油以铁路或公路外运的油田,应根据运输距离、原油产

量及其在铁路运输中所处的地位等因素综合确定,储存天数不宜少于 5d;

3 原油以轮船外运的油田,储存天数应至少为来船周期再增加 3d。

7.1.6 原油脱水站事故油罐可设 1 座,容积应按该站 1d 的设计油量计算。

7.1.7 接转站、放水站不宜设事故油罐。当生产确实需要时可设事故油罐,容积可按该站 4h~24h 设计液量计算。

7.1.8 需要加热或维持温度的原油储罐的罐壁宜采取保温措施,事故油罐的罐壁可不设保温措施。

7.1.9 油罐内原油的加热保温可采用掺热油方式、盘管加热方式或电加热方式,热负荷宜按油罐对外散热流量确定。

7.1.10 油罐散热流量可按式计算:

$$\phi = (K_1 A_1 + K_2 A_2 + K_3 A_3)(t_{av} - t_{amb}) \quad (7.1.10)$$

式中: ϕ ——油罐散热流量(W);

A_1 、 A_2 、 A_3 ——罐壁、罐底、罐顶的表面积(m^2);

K_1 、 K_2 、 K_3 ——罐壁、罐底、罐顶的总传热系数[$W/(m^2 \cdot ^\circ C)$];

t_{av} ——罐内原油平均温度($^\circ C$);

t_{amb} ——罐外环境温度(取最冷月平均温度)($^\circ C$)。

7.1.11 油罐呼吸阀、液压安全阀的设计应符合现行行业标准《石油储罐附件 第 1 部分:呼吸阀》SY/T 0511.1、《石油储罐附件 第 2 部分:液压安全阀》SY/T 0511.2 的规定。

7.1.12 油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。

7.1.13 原油储罐排出的污水应收集后集中处理。

7.2 原油装卸

7.2.1 火车装油宜采用小鹤管上部灌装。

7.2.2 小鹤管上部灌装火车装车设施的设置,应按装车量、油罐

列车编组等情况确定,并应符合下列规定:

1 日装车量为 8 列及以上的装车场,装油栈桥宜采用双侧整列布置装油鹤管;当日装车 4 列及以下时,装油栈桥宜采用双侧半列布置装油鹤管;当日装车 5 列~7 列时,装车场的形式按具体情况确定。

2 鹤管的结构应满足油罐列车对位要求,鹤管数量应满足一列不脱钩的条件下一次到站最多的油罐车数。日装车量在 5 列及以上的装车场,鹤管的间距和结构应满足栈桥每侧油罐车整体对位要求。

3 日装车量为 1 列及以上的装车场应设装油栈桥。

7.2.3 铁路日装车列数可按式计算:

$$N = \frac{mK}{T\rho V\epsilon} \quad (7.2.3)$$

式中: N ——日装车列数(列/d);

m ——年装油量(t/a);

K ——铁路来车不均匀系数,按统计资料采用,当无统计资料时,宜取 $K=1.2$;

T ——年工作天数,宜取 350d;

ρ ——装油温度下原油的密度(t/m^3);

V ——一列油罐列车的总公称容量(m^3 /列);

ϵ ——油罐车的装量系数,宜取 0.9。

7.2.4 火车装油泵的吸入和排出汇管之间宜设自动回流阀,自动调节装油汇管压力。

7.2.5 汽车装车场设计应符合下列规定:

1 汽车装油汇管高度应保证鹤管不可移动部分与罐车有 0.5m 的净距;

2 装油鹤管上宜装闸阀和旋塞阀各一个;

3 汽车装油汇管及支管宜有伴热和扫线接头。

7.2.6 单井产量低、油井分散的油田和边远的油井采用汽车拉油

时,宜采用简易装油设施。

7.2.7 汽车卸车场设计应符合下列规定:

1 汇管卸油口标高距卸油台面不宜大于 0.5m,卸油口间距宜为 4.0m;

2 汇管卸油口直径应比罐车卸油口直径至少大一级;

3 卸油管道宜伴热,汇管坡度宜为 0.5%~1.0%。在汇管卸油口附近宜设蒸汽接头。

7.2.8 汽车卸油罐安装方式可采用地下式、半地下式或地面安装。采用半地下式或地面安装时,应设卸油台和坡道。

7.2.9 当汽车卸油采用密闭方式时,卸油罐应设计呼吸阀和安全阀。

7.2.10 当采用上装鹤管向铁路罐车和汽车罐车灌装原油时,应采用能插到油罐车底部的装油鹤管。鹤管内的液体流速,在鹤管浸没于原油之前不应大于 1m/s,浸没于原油之后不应大于 4.5m/s。汽车罐车卸车流速不应大于 4.5m/s。

7.2.11 原油码头装卸用输油管道在位于岸边的适当位置,应设紧急切断阀。

7.2.12 原油装卸码头设施的设计,还应符合现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253 的有关规定。

7.2.13 原油装卸设施除应符合本规范第 7.2.1 条~第 7.2.12 条的规定外,还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。

7.3 天然气凝液储存

7.3.1 天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃应采用钢制压力球型罐或卧式罐密闭储存。

7.3.2 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,按设计产量计算,储存天数应符合下列规定:

1 生产作业罐宜为 1d;

2 管道运输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),当运输距离小于或等于 100km 时,储存天数宜为 3d~5d,当运输距离大于 100km 时,储存天数宜为 5d~7d。

7.3.3 储存天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃的球形罐或卧式罐的装量系数宜取 0.9。

7.3.4 天然气凝液及其产品每类储罐不宜少于 2 座。

7.3.5 天然气凝液及其产品压力储罐的设计压力应符合下列规定:

1 天然气凝液及其产品储罐的设计压力,应以规定温度下的工作压力为基础确定。

2 液化石油气储罐规定温度下的工作压力,应按《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004 的有关规定确定。

3 天然气凝液和稳定轻烃储罐规定温度下的工作压力,应按不低于 50℃ 时的饱和蒸气压确定,天然气凝液储罐有保冷设施时可按其保冷后可能达到的最高工作温度下的实际饱和蒸气压确定。饱和蒸气压应采用可能出现的最轻组成确定。

7.3.6 天然气凝液、液化石油气储罐开口接管的阀门和管件压力等级不应小于 2.5MPa。

7.3.7 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或高液位自动联锁切断进料装置。单罐容积大于或等于 50m³ 的储罐,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。

7.3.8 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃进储罐的温度不宜超过 40℃。

7.3.9 单罐容积等于或大于 100m³ 的天然气凝液、液化石油气和 1 号稳定轻烃储罐应设置 2 个或 2 个以上安全阀,每个安全阀的额定泄放量不应小于经计算确定的全部放空量。

7.3.10 天然气凝液及其产品储罐应设有排水口。含水天然气凝液及其产品的储罐排水应密闭收集,并宜设置切水装置,污水应收集后集中处理。储罐排水口和切水装置应有保温和防冻措施。

7.3.11 凡在生产中有可能形成封闭液体的管段,应设置管道安全阀。

7.3.12 天然气凝液和液化石油气管道在装有安全阀、放空管的地方,应采取防振措施。

7.3.13 天然气凝液及液化石油气的储存,还应符合现行国家标准《液化石油气》GB 11174 的有关规定;稳定轻烃的储存还应符合现行国家标准《稳定轻烃》GB 9053 的有关规定。

7.3.14 天然气凝液及其产品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。

7.4 天然气凝液装卸

7.4.1 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 的有关规定。

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。

7.4.2 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:

$$N = \frac{mK}{Tt\rho F} \quad (7.4.2-1)$$

$$F = \frac{\pi}{4} D^2 v \times 3600 \quad (7.4.2-2)$$

式中: N ——装卸所需鹤管台数(台),不宜少于2台;

m ——装卸物料量(t/a);

K ——运输不均匀系数;

T ——工作天数,宜取330d/a;

t ——汽车槽车作业时间,宜取8h/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。

7.4.3 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。

7.4.4 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。

7.4.5 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。

7.4.6 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。

7.4.7 天然气凝液及其产品装卸设施除符合本规范第7.4.1条~第7.4.6条的规定外,还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。

8 油气集输管道

8.1 一般规定

8.1.1 油气集输管道选线应符合下列规定:

- 1 宜取直,不破坏沿线已有的各种建(构)筑物,少占耕地;
- 2 宜与油田其他生产管道、道路、供电线路、通信线路组成走廊带;
- 3 同类性质且埋设深度接近的管道宜同沟敷设;
- 4 宜选择有利地形敷设,避开低洼积水地带、局部盐碱地带及其他腐蚀性强的地带和工程地质不良地段。

8.1.2 油气集输管道沿线任意点的流体温度应按下列公式计算:

$$t_x = t_0 + (t_1 - t_0)e^{-ax} \quad (8.1.2)$$

式中: t_x ——管道沿线任意点的流体温度(°C);

t_0 ——管外环境温度(埋地管道取管中心深度地温)(°C);

t_1 ——管道计算段起点的流体温度(°C);

e ——自然对数底数,取 2.718;

a ——系数,应按本规范公式 8.2.7、公式 8.3.3-1 计算;

x ——管道计算段起点至沿线任意点的长度。用于原油集输管道计算时单位为“m”,用于天然气集输管道计算时单位为“km”。

8.1.3 油气集输管道的设计压力应按最高操作压力确定。

8.1.4 油气集输管道直管段的钢管壁厚应按下列公式计算。钢管选取壁厚应为计算壁厚向上圆整至钢管标准壁厚。

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s F \varphi t} + C \quad (8.1.4)$$

式中: δ ——管道计算壁厚(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,取值应按本规范第 8.2.8 条、第 8.3.7 条、第 8.4.5 条执行;

φ ——钢管焊缝系数。当选用无缝钢管时,取值应为 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,应按该标准取值;

t ——温度折减系数。当设计温度小于 120°C 时,取值应为 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,取值应按本规范第 8.2.8 条、第 8.3.7 条执行。

8.1.5 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,应小于管道最小屈服强度的 90%。管道附件的设计强度不应小于相连直管段的设计强度。

8.1.6 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 140;

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《输油管道工程设计规范》GB 50253 的规定计算。

8.1.7 油气集输管道、天然气凝液管道宜设清管设施。集输油管道清管设施的设置,可根据原油性质、含水率、集输方式以及其他工艺要求确定。

8.1.8 埋地管道与埋地电缆、埋地管道与平行敷设的架空供电线路之间的间距,除应满足施工与维修要求外,还应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447 的有关规定。

8.1.9 油气集输管道线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。

8.2 原油集输管道

8.2.1 油气混输管道的沿程摩阻,当所输液体呈牛顿流体时,可按本规范附录 C 所列杜克勒 II 法和贝格斯-布里尔方法计算,也可采用经生产实践证明可行的其他方法计算。

8.2.2 原油集输管道的公称直径不应小于 40mm。

8.2.3 油田内部原油集输管道的液体流速宜为 0.8m/s~2m/s。油田内部稠油集输管道的液体流速宜为 0.3m/s~1.2m/s。

8.2.4 原油集输管道的沿程摩阻可按下列公式计算:

$$h = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (8.2.4-1)$$

$$v = \frac{4q_v}{\pi d^2} \quad (8.2.4-2)$$

式中: h ——管道沿程摩阻(m);

L ——管道长度(m);

d ——管道内径(m);

v ——管内液体流速(m/s);

q_v ——原油的体积流量(m³/s);

g ——重力加速度, $g=9.81\text{m/s}^2$;

λ ——水力阻力系数,可按表 8.2.4 确定。

表 8.2.4 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 $3000 < Re < Re_1$ $Re_1 = \frac{59.7}{\epsilon^{3/7}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.8 \lg Re - 1.53$ 当 $Re < 10^5$ 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。

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

式中: Re ——雷诺数;

ν ——液体的运动黏度(对含水油为乳化液黏度)(m²/s);

ϵ ——管道相对粗糙度, $\epsilon = \frac{2e}{d}$; 其中 e 为管道内壁的绝对粗糙度(m),按管材、制管方法、清管措施、腐蚀、结垢等情况确定,油田集输油管道可取 $e = 0.1 \times 10^{-3} \text{m} \sim 0.15 \times 10^{-3} \text{m}$ 。

式中其他符号意义与本规范公式 8.2.4-1、公式 8.2.4-2 中相同。

8.2.5 埋地集输油管道总传热系数应符合下列规定:

1 应根据实测数据经计算确定。不能获得实测数据时,可按相似条件下的运行经验确定。

2 当无实测资料进行初步计算时,沥青绝缘管道的总传热系

数可按照本规范附录 D 选用;硬质聚氨酯泡沫塑料保温管道的总传热系数可按照本规范附录 E 选用。

8.2.6 埋地集油管道伴热输送双管管组 $[(D_2/D_1) \leq 3]$ 的热力条件,可按本规范附录 F 所列公式进行近似计算。

8.2.7 集输管道的沿程温降可按本规范公式 8.1.2 计算,其中 t_1 为管道起点的流体温度, t_x 为管道终点的流体温度, $x=L$ (管道全长)。系数 a 可按下式计算:

$$a = \frac{K\pi D}{q_m C} \quad (8.2.7)$$

式中: K ——总传热系数 $[W/(m^2 \cdot ^\circ C)]$;

D ——管道外径(m);

q_m ——原油的质量流量(kg/s);

C ——原油比热容 $[J/(kg \cdot ^\circ C)]$ 。

8.2.8 原油集输管道直管段的钢管壁厚应按本规范公式 8.1.4 计算。并应符合下列规定:

1 当原油集输管道处于野外地区时,设计系数应取 0.72;当处于居住区、站场内部或穿跨越铁路、公路、多年平均水位水面宽度小于 20m 的小河渠时,设计系数应取 0.60。

2 腐蚀裕量 C ,对于轻微腐蚀不应大于 1mm,对于较严重腐蚀不宜大于 4mm。当净化原油管道采取了外防腐和阴极保护措施时,可不计腐蚀裕量。

8.3 天然气集输管道

8.3.1 天然气集输管道水力计算采用的气量,对未经净化处理的湿气应为设计输气量的 1.2 倍~1.4 倍,对净化处理后的干气应为设计输气量的 1.1 倍~1.2 倍。

8.3.2 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 $\Delta h \leq 200m$ 时,应按下式计算:

$$q_v = 5033.11 d^{8/3} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\Delta Z T L}} \quad (8.3.2-1)$$

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(绝压)(MPa);

p_2 ——管道终点压力(绝压)(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 $\Delta h > 200m$ 时,应按下式计算:

$$q_v = 5033.11 d^{8/3} \left\{ \frac{p_1^2 - p_2^2 (1 + a \Delta h)}{\Delta Z T L \left[1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) L_i \right]} \right\}^{0.5} \quad (8.3.2-2)$$

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}), $a = \frac{2g\Delta}{R_a Z T}$;

g ——重力加速度, $g = 9.81m/s^2$;

R_a ——空气的气体常数,在标准状况下 $R_a = 287.1m^2/(s^2 \cdot K)$;

n ——管道沿线计算管段数,计算管段是沿管道走向,从起点开始,当其相对高差 $\Delta h \leq 200m$ 时划作一个计算管段;

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。

式中其他符号意义与公式 8.3.2-1 相同。

8.3.3 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,应按本规范公式 8.1.2 计算。计算常数 a 可按下式计算:

$$\alpha = \frac{225.256 \times 10^5 KD}{q_v \Delta c_p} \quad (8.3.3-1)$$

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

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 [$J/(kg \cdot ^\circ C)$].

2 当有节流效应时,应按下式计算:

$$t_x = t_0 + (t_1 - t_0)e^{-ax} - \frac{J \Delta P_x}{ax}(1 - e^{-ax}) \quad (8.3.3-2)$$

式中: J ——焦耳-汤姆逊效应系数 ($^\circ C/MPa$);

ΔP_x —— x 长度管段的压降 (MPa);

a ——计算常数,按式 8.3.3-1 计算。

式中其他符号意义与本规范公式 8.1.2 中相同。

8.3.4 埋地天然气集输管道总传热系数确定应符合下列规定:

1 应对有关数据进行实测后经计算确定;

2 无条件取得实测数据时,可按经验确定。沥青绝缘管道的总传热系数可按本规范附录 G 选用。

8.3.5 对于输送湿气的管道,宜避开高差较大的地形。

8.3.6 湿气管道的防冻措施,宜采取管道深埋至冻土层之下、管道和热原油或污水管道同沟敷设、设天然气水合物抑制剂加注设施。

8.3.7 天然气集输管道直管段壁厚应按本规范公式 8.1.4 计算,并应符合下列规定:

1 设计压力小于或等于 1.6MPa 的天然气集输管道,处于农田、荒地等野外地区时,设计系数 F 值应取 0.60;处于居住区、重要设施、站场内部及上下游各 200m 管道,或穿越铁路、公路、小型水域时,设计系数 F 值应取 0.50。

2 设计压力大于 1.6MPa 的天然气集输管道,设计系数应按

现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定取值。当管道输送含硫酸性天然气时,设计系数 F 取值不应低于二级地区。

3 腐蚀裕量 C ,对于轻微腐蚀环境不应大于 1mm;当管道输送含有水和硫化氢、二氧化碳等酸性介质时,应根据腐蚀程度及采取的防腐措施确定,宜取 1mm~4mm;其余情况下不应计腐蚀裕量。

8.4 天然气凝液和液化石油气输送管道

8.4.1 输送天然气凝液和液化石油气管道的设计压力,应按管道系统起点的最高工作压力确定,可按下式计算:

$$P = h + P_b \quad (8.4.1)$$

式中: P ——管道的设计压力 (MPa);

h ——所需泵的扬程 (MPa),可取泵的计算扬程 (h_i) 的 1.05 倍~1.10 倍;

P_b ——始端储罐最高工作温度下的天然气凝液或液化石油气的饱和蒸气压力 (MPa)。

8.4.2 天然气凝液和液化石油气输送泵的计算扬程应按下式计算:

$$h_i = \Delta P_x + P_y + \Delta h \quad (8.4.2)$$

式中: h_i ——泵的计算扬程 (MPa);

ΔP_x ——管道总阻力损失 (MPa),可取管道摩阻损失 (ΔP) 的 1.1 倍~1.2 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)。

8.4.3 天然气凝液和液化石油气管道的摩阻损失应按本规范第 8.2.4 条中的规定计算,管内壁绝对粗糙度 e 可取为 $0.06 \times 10^{-3}m$ 。

8.4.4 天然气凝液和液化石油气管道内的平均流速,应通过技术经济对比后确定,可取 0.8m/s~1.4m/s,最大不应超过 3.0m/s。

8.4.5 天然气凝液和液化石油气管道直管段壁厚应按本规范公式 8.1.4 计算。稳定轻烃、20℃时饱和蒸气压力小于 0.1MPa 的天然气凝液管道的设计系数 F , 应按本规范第 8.2.8 条规定选取; 液化石油气管道、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。

8.5 管道敷设及防腐保温

8.5.1 油气集输管道宜埋地敷设。位于沼泽、季节性积水地区以及山地丘陵和黄土高原塬峁交错地区等特殊地段的油气集输管道, 可根据具体情况采用管堤、地面敷设或架空敷设。

8.5.2 埋地管道的敷设深度应根据沿线地形、地面荷载情况、热力条件及稳定性要求综合确定。埋地管道最小覆土层厚度, 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。

8.5.3 热采稠油集输油管道视地形、地貌和地下水位的不同可选用低支架地面敷设、埋地敷设或架空敷设方式。当地面敷设时, 管底距地面不应小于 0.3m; 当架空敷设时, 管底距地面净空高度不宜小于 2.5m; 当埋地敷设时, 在耕作区管顶距地面不宜小于 0.8m。

8.5.4 集输管道应充分利用地形和管道转角减少管道温度应力, 必要时可设置锚固墩及热力补偿器。

8.5.5 油气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保温或隔热措施。保温或隔热设计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。

8.5.6 油气集输管道穿、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。

8.5.7 油气集输管道内、外防腐设计应符合现行国家标准《钢制管道内腐蚀控制规范》GB/T 23258、《钢制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 的有关规定。

8.5.8 集油管道敷设、线路截断阀的设置、管道的锚固及线路标志, 应符合现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253 的有关规定。集气管道敷设、线路截断阀的设置及线路标志, 应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定。

8.6 材料及管道组成件

8.6.1 油气集输管道所用管子、管道附件的材质选择, 应根据设计压力、设计温度、介质特性、使用地区等因素, 经技术经济对比后确定。采用的钢管和钢材, 应具有良好的韧性和焊接性能。

8.6.2 油气集输管道用钢管, 应符合现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163、《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310、《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 的有关规定。

8.6.3 管道附件不应使用铸铁件、螺旋焊缝钢管制作, 宜采用锻钢、钢板、无缝钢管或直缝焊接钢管制作, 其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、《低温压力容器用钢板》GB 3531、《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163、《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310、《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 中的有关规定。

8.6.4 油气集输管道所用钢管表面缺陷及运输、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。

8.6.5 当管道附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。

8.6.6 用于含硫酸性天然气的管道附件, 在材质选用、结构设计

和腐蚀裕量选取、热处理等方面均应考虑酸性天然气的腐蚀因素。用于含硫酸性天然气的汇管、清管器收发筒、管件应进行消除应力热处理。

8.6.7 钢制弯管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。

8.6.8 弯头和弯管的壁厚应按下列公式计算：

$$\delta_b = \delta \times m \quad (8.6.8-1)$$

$$m = \frac{4R - D}{4R - 2D} \quad (8.6.8-2)$$

式中： δ_b ——弯头或弯管的计算壁厚(mm)；

δ ——弯头或弯管所连接直管的计算壁厚(mm)；

m ——弯头或弯管壁厚增大系数；

R ——弯头或弯管的曲率半径(mm)，为弯头或弯管外直径的倍数；

D ——弯头或弯管的外径(mm)。

8.6.9 直接在主管上开孔与支管焊接或焊制三通，开孔削弱部分的补强可按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定执行。

8.6.10 异径接头的结构尺寸和计算，应符合现行国家标准《压力容器》GB 150 的有关规定。

8.6.11 管封头宜采用椭圆形封头或平封头，其结构尺寸和计算，应符合现行国家标准《压力容器》GB 150 的有关规定。

8.6.12 清管器收发筒应按其各受压元件等强度的原则进行选材和计算。

8.6.13 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应一致。

8.6.14 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 的有关规定，法兰密封面形式、垫片和紧固件应与所选用的管法兰相匹配。

8.6.15 站场和线路的管道绝缘宜采用绝缘接头或绝缘法兰。绝缘接头和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范》SY/T 0516 的有关规定。

8.6.16 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 及其他国家现行标准的有关规定。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。

8.6.17 输送强腐蚀性介质或处于土壤腐蚀性强地区的管道，可根据试验情况选用非金属管道。

9 自动控制及油气计量

9.1 一般规定

9.1.1 油气集输站场自控设计应满足工艺过程操作稳定、安全、经济运行的需求。仪表控制系统或计算机控制系统设置应满足下列规定:

1 原油脱水站、原油稳定站、天然气处理厂、集中处理站应采用计算机控制系统。其他站场可根据输入输出点数量,选用仪表控制系统或小型计算机控制系统。

2 油气生产工艺相对简单、对调节精度要求不高的设施、装置,结合工艺、设备特点,宜选用自力式、机械式、基地式控制仪表或装置。

3 当需要在控制中心远程监控和管理井场、站场的工艺生产过程时,宜采用由井场远程终端装置(RTU)和站场控制系统构成的监控与数据采集系统(SCADA)。

4 需要实现数据远传的井场,应利用丛式井、加密井等生产方式或布井工艺,简化自动化设施。

9.1.2 油气集输站场仪表供电设计应符合下列规定:

1 电源容量应按仪表及计算机控制系统用电总负荷的 1.2 倍~1.5 倍确定。

2 井场和计量站宜采用普通电源供电,其他站场可根据仪表用电负荷等级确定采用普通电源或不间断电源(UPS)供电。当采用 UPS 供电时,后备时间应按 UPS 的额定负荷计算,不应少于 30min。

3 仪表供电设计应符合现行国家标准《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823 和《油气田及管道工程仪表

控制系统设计规范》GB/T 50892 的有关规定。

9.1.3 油气集输站场仪表选型、仪表供气、安装、配管配线、防雷及接地、控制室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 的有关规定。

9.1.4 仪表及管道保温和伴热应符合下列规定:

1 在环境温度条件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,应保温和伴热;

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。

9.1.5 滩海陆采油田油气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 仪表选择及检测控制点设置

9.2.1 油气集输站场仪表选择应符合下列规定:

1 检测及控制室仪表应采用电动仪表;

2 选用气动或电动执行机构应根据生产装置的规模、控制阀的数量,综合可靠性和经济性确定;

3 仪表应满足工艺测量、控制范围及介质温度、压力要求。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;

4 爆炸危险区域内安装的电动仪表、电动执行机构等电气设备的防爆类型应根据现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定,按照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;

5 仪表应满足环境条件要求或采取相应的防护措施。沙漠油田油气集输站场的仪表应具有适应温差大、防沙、防辐射等性能,当不能满足要求时,应采取防护措施;滩海陆采油田油气集输

站场的仪表应防盐雾、防潮湿。

9.2.2 油气集输站场检测、控制点应遵循优化、简化的原则设置,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 超过限值、影响工艺生产正常运行的参数应设置自动报警或自动报警和联锁控制;
- 3 需要频繁操作的机泵或阀宜设远程/就地控制;
- 4 影响产品质量和生产正常运行且需要连续调整的关键参数,应设自动调节控制。

9.2.3 生产或使用可燃气体的工艺装置或储运设施区域内,应按现行行业标准《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》SY 6503 的要求设置可燃气体检测报警装置。

9.2.4 生产或使用有毒气体的工艺装置或储运设施区域内,应按现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493 的要求设置有毒气体检测报警装置。

9.2.5 油气集输站场应根据生产安全的需要,设置必要的紧急切断和自动泄压放空设施。自喷油井宜设置井口地面安全装置,含有含硫酸性天然气的油井,应按安全评估需求设置紧急关断系统。

9.2.6 现场宜安装供操作人员巡回检查和操作的就地显示仪表。

9.3 油气计量

9.3.1 原油和天然气计量点设置应符合下列规定:

- 1 应结合油气集输工艺流程和总体布局,按照适当集中、方便管理、经济合理的原则进行布置。
- 2 原油和天然气的一级交接计量站,应建在油田所属外输管道的末端。

9.3.2 油井产量计量应符合下列规定:

- 1 油井产量计量应满足生产动态分析要求。油、气、水计量

准确度的最大允许误差应在 $\pm 10\%$ 以内;低产井采用软件计量时,最大允许误差宜在 $\pm 15\%$ 以内。

2 油井产量计量根据油井产量、气油比可选择多井集中计量方式或软件计量方式。拉油的油井可采用计量分离器、高架油罐或槽罐容器计量。稠油油井产油量计量可采用称重法。

3 多井集中计量应采用周期性连续计量。每口井每次连续计量时间宜为4h~8h,油、气产量波动较大或产量较低的井宜为8h~24h。每口井的计量周期宜为10d~15d,低产井的计量周期可为15d~30d。

4 油井计量仪表应配套,配套仪表的准确度应满足本规范本条第1款的要求,并应符合油井产量的计量条件和被测介质性质的要求。

5 计量仪表与关联设备应符合仪表技术要求。用于原油计量的容积式流量计应靠近分离器排液口,过滤器应接近流量计进口,流量调节阀应设在流量计下游。

6 原油含水率的测定,按原油乳状液类型、含水率的高低和计量自动化程度,可采用仪表在线连续测定或人工取样测定。采用人工取样测量含水率时,取样方法应符合现行国家标准《石油液体手工取样法》GB/T 4756 的有关规定。采用自动取样器取样测量含水率时,取样方法应符合现行国家标准《石油液体管线自动取样法》GB/T 27867 的有关规定,所取样品应具有代表性。

9.3.3 原油输量计量应符合下列规定:

1 原油输量计量可分为三级,且分级应符合下列规定:

- 1) 一级计量应为油田外输原油的贸易交接计量;
- 2) 二级计量应为油田内部净化原油或稳定原油的生产计量;
- 3) 三级计量应为油田内部含水原油的生产计量。

2 原油输量计量系统准确度的要求应根据计量等级确定,并应符合下列要求:

- 1) 一级计量系统的最大允许误差应为 $\pm 0.35\%$ 以内;
- 2) 二级计量系统的最大允许误差应为 $\pm 1.0\%$ 以内;
- 3) 三级计量系统的最大允许误差应为 $\pm 5.0\%$ 以内。

3 原油计量系统的设计、安装和流量计算应符合现行国家标准《原油动态计量 一般原则》GB/T 9109.1、《石油和液体石油产品动态计量 第2部分:流量计安装技术要求》GB/T 9109.2、《石油和液体石油产品动态计量 第3部分:体积管安装技术要求》GB/T 9109.3、《石油和液体石油产品油量计算 动态计量》GB/T 9109.5、《液态烃体积测量 容积式流量计计量系统》GB/T 17288、《液态烃体积测量 涡轮流量计计量系统》GB/T 17289以及现行行业标准《用科里奥利流量计测量液态烃流量》SY/T 6682的有关规定。

9.3.4 原油流量计配置及安装应符合下列规定:

1 流量计配置应根据计量分级确定,应符合下列规定:

- 1) 一级计量,流量计的准确度应为0.2级,流量计及附属设备应按国家现行标准《原油动态计量 一般原则》GB/T 9109.1、《石油和液体石油产品动态计量 第2部分:流量计安装技术要求》GB/T 9109.2和《原油天然气和稳定轻烃交接计量站计量器具配备规范》SY/T 5398的规定配置。
- 2) 二级计量,可按本条第1款的要求配置,流量计的准确度应为0.5级。
- 3) 三级计量,采用流量计测量含水原油体积,其流量计的准确度应为1.0级。原油含水率的测定方法应按本规范第9.3.2条第6款的要求确定。仪表选择应结合原油含砂和温度对仪表的计量准确度和使用寿命的影响。

2 流量计的设计流量应为量程上限的50%~80%。当一台不能满足要求时,宜采用多台并联计量方式。用于一级计量的流量计每组应设备用,且不应设置旁通。用于二级计量的流量计可

根据管理的要求自行确定是否备用。用于三级计量的流量计可不设备用。

3 流量计应配置定期检定设施。用于一级计量的流量计,应采用在线实流检定方式,流量计检定用的标准装置可根据交接计量站的建设规模及地理位置按现行国家标准《原油动态计量 一般原则》GB 9109.1的规定配置。二级计量,可采用活动式标准装置在线实流检定。三级计量可采用离线检定。

4 流量计附属设备的配置应符合下列规定:

- 1) 流量计前宜安装过滤器。对一级计量,流量计进口端宜安装消气器。
- 2) 消气器、过滤器进口端应安装压力表。流量计出口端应安装温度计和压力表。
- 3) 必要时,出口端宜配备流量调节阀、回压阀和止回阀。
- 4) 一级计量的流量计应与原油密度、原油含水率、温度、压力的测量仪表配套使用。

5 流量计附属设备的安装设计应按仪表的技术要求进行。

6 对于离线检定的流量计,安装设计应方便流量计的拆装和搬运。

9.3.5 天然气输量计量应符合下列规定:

1 天然气输量计量可分为三级,分级应符合下列规定:

- 1) 一级计量应为油田外输气的贸易交接计量;
- 2) 二级计量应为油田内部集气过程的生产计量;
- 3) 三级计量应为油田内部生活计量。

2 天然气输量计量系统准确度的要求应根据计量等级确定,并应符合下列规定:

- 1) 一级计量系统的准确度等级不应低于表9.3.5-1的规定;
- 2) 二级计量系统的最大允许误差应为 $\pm 5.0\%$;
- 3) 三级计量系统的最大允许误差应为 $\pm 7.0\%$ 。

表 9.3.5-1 一级计量系统的准确度等级

设计能力 (标准参比条件) q_n (m ³ /h)	$q_n \leq 1000$	$1000 < q_n \leq 10000$	$10000 < q_n \leq 100000$	$q_n > 100000$
准确度等级	C级(3%)	B级(2%)	B级(2%)或 A级(1%) ^①	A级 (1.0%)

注:①按现行国家标准《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603 选择。

3 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,计量系统配套仪表准确度应按表 9.3.5-2 确定。天然气二、三级计量系统配套仪表的准确度,可按表 9.3.5-2 中 B 级和 C 级确定。

表 9.3.5-2 计量系统配套仪表准确度

测量参数	最大允许误差		
	A 级	B 级	C 级
温度	0.5℃ ^①	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%
工作条件下体积流量	0.7%	1.2%	1.5%

注:①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该优于 0.3℃。

4 天然气一级计量系统的流量计应采用实流检定方式。符合本规范表 9.3.5-2 中 A 级体积输量的天然气一级计量系统,宜配备在线分析仪器。

5 天然气一级计量系统应设置备用计量流程,且不应设置旁通。

6 天然气计量系统设计应符合国家现行标准《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603 以及《用标准孔板流量计测量天然气流量》GB/T 21446、《用气体超声流量计测量天然气流量》GB/T

18604、《用气体涡轮流量计测量天然气流量》GB/T 21391 以及《用旋进旋涡流量计测量天然气流量》SY/T 6658、《用科里奥利质量流量计测量天然气流量》SY/T 6659、《用旋转容积式气体流量计测量天然气流量》SY/T 6660 的有关规定。

9.4 计算机控制系统

9.4.1 油气集输站场采用计算机控制系统时,应符合下列规定:

1 当油气集输各级站场工艺参数需要传输到集中处理站或区域生产管理中心,或者需要在集中处理站、区域生产管理中心远程监控油气集输各级站场工艺过程时,宜采用 SCADA 系统;

2 生产单元或装置位置相对集中的厂(站)生产过程控制,宜采用分散控制系统(DCS)、可编程序控制器(PLC);

3 工艺流程相对简单的站场,生产数据采集控制宜采用 RTU;

4 第三方控制设备,宜采用 PLC 或 RTU。PLC、RTU 与站场控制系统应进行数据通信,并应采用标准通信接口和协议。

9.4.2 计算机控制系统的选型应符合下列规定:

1 控制系统应是集成化、标准化的过程控制和生产管理系统,其硬件、软件配置及功能要求应与站场或工艺装置的规模和控制要求相适应。

2 控制系统应具有开放性和较强的数据通信能力及扩充联网能力,并应配有标准化的通用操作系统。

3 控制系统硬件应具有模块化结构及良好的扩展性能,软件应采用成熟、最新的正式版本。

4 宜根据输入、输出点数量及操作管理需求设置操作员站、工程师站和数据服务器。

5 控制系统的平均故障间隔时间(MTBF)和平均修复时间(MTTR)应满足工艺系统对可利用率的要求。当单套设备不能满足工艺系统对可利用率的要求时,宜采用冗余、容错措施。

6 当采用相对独立的安全仪表系统时,应根据确定的安全仪表完整性等级进行系统配置。安全仪表系统的逻辑控制器应具有硬件和软件自诊断功能,功能回路应为故障安全型。安全仪表系统的设计应符合现行国家标准《石油化工安全仪表系统设计规范》GB/T 50770 的有关规定。

7 当火灾检测报警系统和可燃/毒性气体检测系统合并设置,构成相对独立的火灾及可燃气体报警系统时,应采用经过权威机构认证的 PLC 系统;采用盘装可燃/毒性气体报警仪表时,报警信号应上传到站场控制系统。

8 控制系统负荷及备用应符合现行国家标准《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 对安全性和可靠性要求较高的生产单元,控制系统相关部件宜为冗余配置。

10 站场控制系统和 RTU 应具备上传数据的工业以太网接口或 RS485 通信接口,并应能支持多种开放标准通信协议。

9.4.3 计算机控制系统应具有下列基本功能:

- 1 数据采集和处理;
- 2 报警记录及管理;
- 3 手动控制和自动控制,能完成预定的控制策略;
- 4 实时数据、历史数据、动态流程图、重要数据趋势图等显示,以实时数据库或关系型数据库(可操作数据)的形式共享数据;
- 5 网络监视及管理;
- 6 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;
- 7 随机和定时打印报表;
- 8 离线组态、在线组态和在线修改控制参数。

9.4.4 站场计算机控制系统设计,应符合现行国家标准《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。

10 站场总图

10.1 站场址选择

10.1.1 油气集输站场址应根据已批准的可行性研究报告或油田地面建设总体规划以及当地的城镇规划、兼顾集输管道的走向确定。

10.1.2 站场址的面积应符合总平面布置的要求,并应节约用地。凡有荒地可利用的地区不宜占用耕地。滚动开发油田的站场可适当预留扩建用地。

10.1.3 沙漠地区站场址应避开风口和流动沙漠地段,并应采取防沙措施。位于沙漠边缘的油田,一、二、三级油气站场的站址在技术经济合理的条件下宜选在沙漠边缘或沙漠之外。

10.1.4 各种不同功能站场在布局上应综合考虑。计量站、集油阀组间宜与配气站、注水配水间联合建设;工艺上相互关联的油、气、水处理站宜联合建设;矿场油库宜建在油田边缘的适当部位,铁路外运油库宜靠近铁路车站或铁路线,方便接轨。

10.1.5 已建站场扩建或更新改造,原站址又无条件利用时,新建设施宜靠近已建站场,应充分利用原有公用工程。

10.1.6 站场址周边宜具备交通运输、供水、排水、供电及通信等依托条件。

10.1.7 站场与周围设施的区域布置防火间距、噪声控制和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 等的有关规定。

10.1.8 站场址的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。

10.2 站场防洪及排涝

10.2.1 站场的防洪排涝应根据油田防洪排涝的统一要求设计。站场建在受洪水威胁的地段时,宜采取防洪措施。在条件允许且技术经济合理的情况下,在区域防洪设计的基础上应适当提高站场场地标高,也可只提高主要设备和建筑物标高。

10.2.2 油气集输站场邻近江河、海岸、湖泊布置时,应采取防止可燃、有毒液体泄漏流入水域的措施。

10.2.3 油气集输井、站的防洪设计标准应根据站场类型和受淹影响,按表 10.2.3 的规定选择。

表 10.2.3 油气集输井、站的防洪设计标准

井、站类型	防洪标准 [重现期(a)]
集中处理站、脱水站、原油稳定站、矿场油库、天然气处理厂、注气站	25~50
计量站、集油阀组间、接转站、放水站、集气站、配气站、增压站	10~25
采油井、注气井	5~10

10.2.4 防洪设计的洪水水量及相应的洪水水位应按当地水文站的实测资料,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,应会同有关部门深入实际调查,合理确定。

10.2.5 设计洪水水位应包括洪水水位、壅水和风浪袭击高度。站场场地的防洪设计标高应比按防洪设计标准计算的设计洪水水位高 0.5m,在淤积严重地区,还应计入淤积高度。采油井场变压器、配电箱和电动机的安装高度可在抽油机防洪设计标高的基础上适当抬高。

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 油气集输站场的地表雨水排放设计,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 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。土地利用系数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。

10.3.3 站场总平面布置应与工艺流程相适应,做到场区内外物料流向合理,生产管理和维护方便。宜根据不同生产功能和特点分别相对集中布置,形成不同的生产区和辅助生产区。集中处理站的布置也可打破专业界限,对同类设备进行联合布置。

10.3.4 凡散发有害气体和易燃、易爆气体的生产设施,应布置在生活基地或明火区的全年最小频率风向的上风侧。

10.3.5 油罐区的布置应使油罐底与泵房地坪的高差满足泵的正常吸入和自流灌泵的要求。油罐区防火堤布局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。

10.3.6 当站场内附设变电所时,变电所应位于站场边缘,方便进出线,并宜靠近负荷中心。变配电室宜靠近主要用电设施。

10.3.7 站场内通道宽度宜结合生产、防火与安全间距要求,并结合系统管道和绿化布置的需要合理确定。

10.3.8 站场应根据所在地区周围环境和规模大小确定是否设置围墙。当设置围墙时,应采用非燃烧材料建造,围墙高度不宜低于 2.2m,场区内大于或等于 35kV 的变配电站应设高度不小于 1.5m 的围栏。

10.3.9 场区内雨水宜采用有组织排水,罐区内雨水宜采用明沟

排水。对于年降雨量小于 200mm 的干旱地区,可不设排水系统。

10.3.10 特殊地质条件的竖向设计应符合下列规定:

1 在膨胀土地区,应注意保持原生覆盖土表层。露头地段应根据当地经验因地制宜处理;

2 在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。湿陷性黄土地区场区平土应避免造成人为的湿陷性差异;

3 在岩石地基地区、软土地区、地下水位高的地区,不宜进行挖方;

4 在盐渍土地区,采用自然排水的场地设计坡度不宜小于 1%,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。

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设计,管道的敷设宜短捷,并应使管道之间、管道与建(构)筑物之间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等因素确定。地上管道的布置不应妨碍交通运输、消防车辆通行,且宜兼顾行人通行、建筑物采光和通风的要求。

10.4.3 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 2.2m,管墩敷设的管道管底距地面不应小于 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 的规定。

10.4.4 当架空管道跨越道路、铁路时,桁架底或管底高度应符合下列规定:

1 距道路路面中心不应低于 5m;

2 距铁路轨顶不应低于 5.5m;

3 距人行道路面不应低于 2.2 m。

10.4.5 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 H 的要求。

10.4.6 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的最小间距应按本规范附录 J 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。当管道与电缆交叉时,其最小垂直净距应符合下列规定:

1 距 35kV 以下的直埋电力电缆不应小于 0.5m;

2 距直埋通信电缆不应小于 0.5m;

3 当用隔板分隔或电缆穿管时,不宜小于 0.25m。

10.4.8 原油、蒸汽、热水及其他热管道均宜利用自然补偿,管道自然补偿宜与管网统一布置。当利用管网的布置形状不能自然补偿时,应设置补偿器,其形式可按管道工作压力、空间位置大小等具体情况确定。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、《工业企业总平面设计规范》GB 50187 的有关规定。地上敷设的管道之间、埋地管道之间的间距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。

11 配套设施及公用工程

11.1 供 配 电

11.1.1 油田站场的电力负荷等级,应符合现行国家标准《供配电系统设计规范》GB 50052 及现行行业标准《油气田变配电设计规范》SY/T 0033 的有关规定,并结合油田油气集输工程在生产过程中的特点及中断供电所造成的损失和影响程度划分。油田站场电力负荷等级宜符合下列规定:

- 1 矿场油库(管输)、轻烃储库等电力负荷宜为一级;
- 2 矿场油库(铁路外运)、原油稳定站、接转站、放水站、脱水站、增压站、注气站、机械采油井排等电力负荷宜为二级;
- 3 处理天然气凝液的站场,当设计能力大于或等于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,电力负荷宜为二级;
- 4 增压站设计能力大于或等于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,压缩机的原动机为电动机,或当原动机采用燃气发动机,机组的润滑和冷却设备及仪表用电由外电源供电时,电力负荷宜为二级;
- 5 自喷油井、机械采油井(包括丛式井)、计量站、集油阀组间等电力负荷宜为三级。

11.1.2 供电设计应符合下列规定:

- 1 一级负荷应采用双重电源供电。两个电源宜引自不同的变电所或发电厂;当两个电源由同一变电所不同母线段分别引出,作为电源的变电所应具备至少 2 个电源线、至少 2 台主变压器并分列运行。
- 2 对于一级负荷中特别重要的负荷,除由两个电源供电外,尚应增设应急电源,且不得将其他负荷接入应急供电系统。
- 3 二级负荷宜采用两回线路供电。当无法采用两回线路供

电,在工艺上设有停电安全措施或有应急电源时,可用一回专用架空线路或专用电缆供电。

4 三级负荷宜采用单回路、单变压器供电。

5 以工业汽轮机、柴油机或燃气轮机为主要动力的站场,可采用一回专用线路供电。无电源时,也可采用燃气或柴油发电机供电。

11.1.3 供电电压等级应符合下列规定:

1 供电电压应根据电源条件、用电负荷的分布情况、输电线路长度等因素综合比较确定。当油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中心变配电所,以 110kV、35kV、20kV、10kV 电压等级供电,并应在各用电负荷点设置恰当的变配电所。

2 油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 35kV 或 20kV。

11.1.4 站场内变压器的选择应符合下列规定:

- 1 有两个电源时,宜选用两台变压器,单台容量应能满足全部一级负荷和二级负荷的用电;
- 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计算负荷,变压器负载率不宜大于 80%;
- 3 单台变压器容量不宜大于 $1600 \text{ kV} \cdot \text{A}$;
- 4 确定变压器容量时,尚应校验起动及自起动容量;
- 5 配电变压器应采用节能型变压器。采油井场(或井排)变压器宜采用柱上安装或其他安装方式,变压器的平均负荷率不宜低于 30%。抽油机电机宜采用就地无功补偿装置,也可同时在变压器的高压侧进行二次补偿或在线路侧设置集中补偿,补偿后的功率因数不宜低于 0.9。

11.1.5 低压配电系统应简单可靠,同一电压等级配电级数不宜多于三级,并应符合下列规定:

- 1 根据负荷的容量和分布,变配电所宜靠近负荷中心。

2 应正确选择变压器的变比和电压分接头,并宜使三相负荷平衡。

3 站场内应采用放射式或与树干式相结合的配电系统,并应符合下列规定:

1)一级负荷应采用放射式配电。

2)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。

3)三级负荷可采用树干式配电。

11.1.6 站场内建(构)筑物的防爆分区,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。各类站场爆炸危险区域内的电气设计及设备选择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。

11.1.7 站场内建筑物的防雷分类及防雷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罐和容器等的防雷、防静电设计,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。

11.1.8 滩海陆采油田配电应符合现行行业标准《滩海石油工程电气技术规范》SY/T 4089的有关规定。

11.1.9 电脱水器供电电源和供电设备的设计除应符合现行行业标准《原油电脱水设计规范》SY/T 0045的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 电脱水器的供电宜采用交流、直流或交直流复合供电方式,应根据油品性质和脱水工艺参数选用合适的供电方式;

2 每台电脱水器应设有独立的供电回路和装置,供电装置宜由控制柜和脱水变压器组成;

3 控制柜宜采用具有电流闭环调节功能的调压装置;

4 脱水变压器宜采用高压有中心接地抽头的防爆升压变压

器,初级电压应为220V或380V,次级电压应根据选用的电场强度和电极布置确定,不宜超过40kV,变压器容量宜为50kV·A或100kV·A;

5 带有整流环节的脱水变压器其整流装置应采用高压硅堆整流方式,并应具有足够的电压和电流储备能力。

11.2 通信

11.2.1 通信系统应满足油田生产管理对通信业务的需求,并应能为数据传输提供可靠的通信通道。

11.2.2 通信系统设计应充分利用已建资源,并应兼顾近期和远期通信业务的需要。

11.2.3 通信系统的设计内容可包括主用通信、备用通信、应急通信,并应符合下列规定:

1 主用通信宜采用有线通信或无线通信两种方式。

2 备用通信方式应根据油田所处的地理位置及具体通信需求情况确定。备用通信可采用有线通信方式或无线通信方式。

3 应急通信可采用VSAT卫星移动车、卫星移动终端或其他无线通信方式。

4 有线通信方式宜采用光缆(电缆)线路接入油田专业通信网或当地的公用电信网。线路敷设方式应根据油田的实际情况选用埋地管道、直埋或架空方式。无线通信方式宜利用油田专网资源及当地公网资源等现有资源。

11.2.4 油田生产单位之间的语音通信及数据通信宜采用有线通信方式。

11.2.5 油气集输站场通信方式的确定应符合下列规定:

1 油田较集中地区站场岗位间通信应以有线通信方式为主,无线通信方式为辅。油气集输站场间的直通电话宜选用直通专线、油田专用通信网或公用电信网的热线功能实现。

2 油田较分散及边远地区又相对独立的区块,站场间通信应以无线通信方式为主,有线通信方式为辅。无线通信方式宜依托油田现有专用通信网或当地其他通信运营商的无线网络。油田区块内的大型油气站场,根据所处的地理位置及通信需求情况应采用有线通信接入或无线通信接入,单用户站场宜采用无线通信方式接入。

3 单井、计量站的语音通信宜采用无线对讲机方式。

4 滩海陆采油田通信宜以无线通信方式为主。

11.2.6 用户电话通信线路应符合下列规定:

1 用户电话的长途终端衰减限制不应超过 8.68dB。

2 用户电话之间采用音频线路的内部电话(包括调度电话)全程衰减限制(不包括话机)应为 24.3dB。

11.2.7 安装于爆炸危险区内的电话、广播、工业电视监视设备及用于爆炸危险区内的无线对讲机,应符合该危险区的防爆要求。

11.2.8 各种通信系统宜设置系统安全设施。

11.2.9 通信系统设置及系统工程的设计应符合下列规定:

1 油田光传输系统宜采用光纤同步数字(SDH)传输设备或工业以太网交换机设备组网,宜采用环型组网。SDH 光传输系统设计应符合现行行业标准《同步数字体系(SDH)光纤传输系统工程设计规范》YD 5095、《SDH 本地网光缆传输工程设计规范》YD/T 5024、《基于 SDH 的多业务传送节点(MSTP)本地网光缆传输工程设计规范》YD/T 5119 的有关规定。光缆线路设计应符合现行行业标准《通信线路工程设计规范》YD 5102 的有关规定。工业以太网系统设计应符合现行行业标准《以太网交换机技术要求》YD/T 1099、《以太网交换机设备安全技术要求》YD/T 1627、《具有路由功能的以太网交换机设备安全技术要求》YD/T 1629 的有关规定。

2 厂、矿等有调度电话要求的生产管理部门,宜在调度中心设行政、调度合一软交换总机。行政、调度语音交换系统设计应符

合现行国家标准《用户电话交换系统工程设计规范》GB/T 50622 的有关规定。软交换系统设计应符合现行行业标准《软交换设备总体技术要求》YD/T 1434、《基于软交换的综合接入设备技术要求》YD/T 1385 的有关规定。

3 大型站场宜设置有线或无线广播扩音对讲系统。

4 工业电视监控系统设计应符合现行国家标准《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395、《工业电视系统工程设计规范》GB 50115 的有关规定。

5 通信管道的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。

6 要求交流供电不间断的通信设备应采用不间断电源(UPS)供电。通信电源的设计还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。

7 通信系统设备接地的设计应符合现行行业标准《通信局(站)防雷与接地工程设计规范》YD 5098 的有关规定。当通信系统设备接地与供配电系统、仪表自控系统联合设计时,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。

8 消防站通信系统的设计应符合现行国家标准《消防通信指挥系统工程设计规范》GB 50313 的有关规定。

9 生产管理部门办公楼内的综合布线系统、有线电视系统工程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、《有线电视系统工程技术规范》GB 50200 的有关规定。

11.2.10 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 K 和附录 L 的要求。

11.3 给排水及消防

11.3.1 油田站场给水、排水系统应充分利用已有的系统工程设

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生产、生活、消防等各项用水对水质、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等因素,经技术经济对比后确定。

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等用水量之和,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,其容量不宜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和相关标准的有关规定。当水质指标不能满足要求时,应进行水质处理。

11.3.6 含油污水宜排入生产污水管道或单独收集处置。

11.3.7 油田站场产生的含油污水宜集中处理,集中的范围和方式可因地制宜确定。

11.3.8 含油污水处理设计应符合现行国家标准《油田采出水处理设计规范》GB 50428 的有关规定。

11.3.9 油田站场处理后的含油污水有条件时应回注,回注水质应符合油田有关规定。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,处理后的污水可无效回灌或达标后排放。

11.3.10 排水系统的选择应根据污水性质,结合油田排水制度、污水处理规划,按有利于综合利用和环境保护的原则确定。

11.3.11 废水排入外部系统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。

11.3.12 油田站场给水、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。

11.3.13 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 建筑与结构

11.4.1 建(构)筑物设计应保证结构安全、可靠,符合国家现行结构设计规范的要求,还应满足抗震、防火、防爆、防腐蚀、防噪声、环保及节能的要求。

11.4.2 建(构)筑物的建筑设计,应符合现行行业标准《油气田和管道工程建筑设计规范》SY/T 0021 的有关规定。

11.4.3 甲、乙类火灾危险性生产厂房的耐火等级不宜低于二级,其他生产厂房的耐火等级除相关规范另有规定外不宜低于三级。

11.4.4 有爆炸危险的甲、乙类厂房不应采用地下或半地下式厂房,宜采用敞开式或半敞开式厂房。当采用封闭式厂房时,防爆泄压设施的设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

11.4.5 有爆炸危险的甲、乙类厂房,宜采用钢筋混凝土柱或钢柱承重的框、排架结构、轻型钢结构有利于防爆、泄压的结构。建筑面积、高度及跨度较小的厂房,采取钢筋混凝土构造柱及圈梁加强措施时可采用砖墙承重的砌体结构。按油田滚动开发情况,对于短期油田开发区块可采用临时性或可拆装移动的建筑。

11.4.6 当甲、乙类厂房采用轻型钢结构时,建筑构件应采用非燃烧材料,墙、屋面板单位质量不宜超过 $60\text{kg}/\text{m}^2$ 。除天然气压缩机厂房外,宜为单层。与其他厂房的防火间距应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 中的三级耐火等级的建筑确定。当房屋耐火等级为三级时,柱及柱间支撑的耐火极限不应低于 2.0h ,屋面梁及屋面梁间支撑、系杆耐火极限不应低于 1.0h 。当房屋耐火等级为二级时,柱及柱间支撑的耐火极限不应低于 2.5h ,屋面

梁及屋面梁间支撑、系杆耐火极限不应低于 1.5h。建筑墙体及屋面板的耐火极限应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定执行。

11.4.7 建筑物应根据采光、保温、密闭要求采用单层或双层窗。对有爆炸危险的甲、乙类厂房计入泄压面积的门窗宜采用单层外开门窗,玻璃应采用安全玻璃。防爆与非防爆房间之间的窥视窗应采用满足甲级防火窗要求的密闭抗爆窗。

11.4.8 散发较空气重的可燃气体及可燃蒸气的有爆炸危险的甲、乙类厂房,地面应采用不发生火花的面层。当采用绝缘材料作整体面层时,应采取防静电措施。

11.4.9 站场管墩可采用混凝土结构及钢筋混凝土结构,管架及设备平台可采用钢结构及钢筋混凝土结构。室内操作平台及小型管架宜采用钢结构。管墩、管架设计应符合现行行业标准《化工、石油化工管架、管墩设计规定》HG/T 20670 的有关规定。

11.4.10 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砌体结构。

11.4.11 在满足地基稳定和变形的前提下,设备基础宜浅埋。除岩石地基外,基础埋深不宜小于 0.5m,对存在冻土的地区,基础埋深还应根据冻胀深度进行核算。基础混凝土的强度等级根据环境类别和使用年限,应符合现行国家标准《混凝土结构设计规范》GB 50010 的有关规定。钢筋混凝土基础强度等级不应低于 C20,素混凝土基础强度等级不应低于 C15,垫层不应低于 C10。设备基础顶面无预埋钢板时,宜设置 20mm~50mm 厚强度等级比基础高一级的细石混凝土二次浇灌层。较大型动力机器基础设计,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。

11.4.12 卧式金属储罐基础数量不宜超过两个,且不应浮放。基础的底面积应满足地基承载力要求。鞍座下竖板或框架及基础强

度应满足水平滑动推力和地震作用要求。

11.4.13 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、《石油化工钢储罐地基处理技术规范》SH/T 3083 的有关规定。沉降脱水罐、污水沉降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。

11.4.14 塔型设备基础、球罐基础、钢筋混凝土冷换框架设计,应分别符合现行行业标准《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、《石油化工钢筋混凝土冷换框架设计规范》SH/T 3067 的有关规定。

11.4.15 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。

11.4.16 抽油机基础可采用预制组装式或现浇整体式钢筋混凝土结构。

11.4.17 油气集输工程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。油气集输工程构筑物的抗震设计,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。

11.4.18 滩海陆采油田平台可采用砂石等实体结构平台。平台方位应根据风向、流向、流冰方向及安全等因素确定。

11.4.19 滩海陆采平台四周宜设防浪墙及边坡护坡,具体要求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。

11.4.20 滩海陆采平台上的计量站、接转站、配电间、值班室等建筑物,宜采用预制装配、车厢式或轻型钢结构建筑,其重量及外形尺寸应满足运输及吊装要求。

11.4.21 滩海陆采油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,荷载计算时均应考虑冰荷载或波浪荷载的作用。

11.5 供 热

11.5.1 供热介质宜选用热水。当热水供热不能满足要求时,可采用蒸汽或其他供热介质。热源可采用锅炉、加热炉等。

11.5.2 常压锅炉供热水温宜低于当地水沸点 $5^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$ 。锅炉供热的饱和蒸汽压力由工艺要求确定,不宜超过 0.8MPa (表压)。

11.5.3 油气集输站场热源的最大热负荷应按下列式计算:

$$Q_{\max} = K(K_1 Q_1 + K_2 Q_2 + K_3 Q_3 + K_4 Q_4) \quad (11.5.3)$$

式中: Q_{\max} ——最大计算热负荷(kW 或 t/h);

K ——锅炉房自耗及供热管网热损失系数,可取 $1.05\sim 1.20$;

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,原油部分取 $0.4\sim 0.5$,集气、压气部分取 $0.9\sim 1.0$;

K_3 ——生产热负荷同时使用系数,取 $0.5\sim 1.0$;

K_4 ——生活热负荷同时使用系数,取 $0.5\sim 0.7$;

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)。

11.5.4 当锅炉露天布置时,在操作层的炉前宜布置燃料调节、给水调节和蒸汽温度调节阀组,调节阀组不宜露天布置。

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。

11.5.6 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。

11.6 燃料供应

11.6.1 油田站场用燃料宜采用天然气。有条件的油田应采用干

气作燃料。

11.6.2 锅炉房内的燃气、燃油和燃煤设施的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。

11.6.3 以燃气为燃料时,燃料气系统应符合下列规定:

1 燃料气中硫化氢含量不应高于现行国家标准《天然气》GB 17820 中对于三类气质的要求。

2 加热炉、锅炉的供气管道应设气液分离器,必要时应采取管道伴热措施。

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。在燃料气的稳压装置后不应连接生活或其他用气管道。

4 进燃烧器前的燃料气管道上宜装有快速截断阀、放空阀及调节阀。

11.6.4 以燃油为燃料时,燃料油系统应符合下列规定:

1 燃料油掺水燃烧时应充分雾化,其乳化水最大含量应按实验资料或相似情况确定;

2 燃料油压力应平稳,供油压力和温度应根据雾化方式及油品性质确定,油管道应伴热。

11.6.5 以煤为燃料时,燃煤系统应符合下列规定:

1 燃煤应与所选用的锅炉相适应;

2 雨季运行的锅炉房应设置干燥棚;

3 寒冷地区上煤、除灰渣系统应有防冻设施。

11.7 暖通空调

11.7.1 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。

11.7.2 站场内各类房间的冬季室内采暖计算温度宜符合表 11.7.2 的规定。

表 11.7.2 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
原油泵房、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)、原油流量计间、阴极保护间、维修间、盥洗室、卫生间、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、水泵房、药品室、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:电机间、加热炉操作间、高压开关室、电容器室可不采暖。

11.7.3 采暖热媒宜采用热水,系统形式宜为同程式。对于远离集中热源的独立建筑可采用电采暖。

11.7.4 边远地区的井口建筑,在缺电的情况下可采用自然循环热水采暖系统或燃气红外线辐射采暖,自然循环热水采暖系统的作用半径不宜超过 50m。

11.7.5 站场内建筑物的通风方式及换气次数宜按本规范附录 M 的规定执行。

11.7.6 油气化验室的通风应采用局部排风。当设置通风柜时,排风机应为防爆型。

11.7.7 油气化验室通风柜操作口的吸入速度宜为 0.4m/s~0.6m/s。

11.7.8 当放散到厂房内的有害气体相对密度大于 0.75,且室内放散的显热不足以形成稳定的上升气流而沉积在下部区域时,宜从下部区域排出总排风量的 2/3,从上部区域排出总排风量的 1/3。

11.7.9 站场内的天然气压缩机房、天然气凝液泵房、天然气调压间、液化石油气泵房及燃气锅炉房应设事故通风装置。

11.7.10 沙漠地区站场内建筑物的通风设计应满足防沙要求。

11.7.11 当采用采暖通风达不到室内温度、湿度及洁净度等要求时,应设置空气调节,且防爆区的空调装置应满足防爆要求。

11.8 站场道路

11.8.1 油气集输站场道路的设计应满足生产管理、维修维护和消防通车的要求。站场道路级别宜按表 11.8.1 划分。

表 11.8.1 站场道路级别划分

道路级别	设置条件
主干道	一、二、三、四级油气站场进出站路及站内主要道路
次干道	一、二、三、四级油气站场中各单元之间的道路及五级油气站场(不含计量站)的进站路和站内主要道路
支道	厂房、车间出入口的道路
人行道	人员通行的道路

注:油气站场的等级划分应根据现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 确定。

11.8.2 进站路可采用公路型道路,站内路可采用城市型道路。

11.8.3 站场内道路的路面宽度可按表 11.8.3 选用。公路型进站路的路肩宽度宜为 1.0m 或 1.5m,受地形限制的困难路段可减为 0.5m 或 0.75m。

表 11.8.3 站场内道路的路面宽度(m)

道路级别	一、二、三、四级油气站场 (不含接转站)	接转站,五级油气站场 (不含计量站)
主干道	4,6,7,8	—
次干道	4,6,7	4,3,5
支道	4	4,3,5
人行道	1,1.5	1

11.8.4 一、二、三、四级油气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,消防路宜采用砂石路面或混凝土联锁路面砖路面。滩海陆采油田站场道路可采用土堤及砂石路堤等结构形式。

11.8.5 站场内道路计算行车速度宜为 15km/h。

11.8.6 站场内道路的最小圆曲线半径不宜小于 12m。纵坡度不宜大于 6%,竖向高差大的路段不宜大于 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。站场内道路可不设超高或加宽。交叉口路面内缘转弯半径宜为 9m~12m。

11.8.7 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,应根据实际情况采取有效的安全措施。

11.8.8 汽车装卸场地宜采用水泥混凝土场地,场地坡度宜为 0.5%~1.0%。场地结构应满足运油车辆的要求,装卸场地应照明,站外应设停车场。

11.8.9 生产天然气凝液的工艺装置区和液化石油气的汽车装车场地,应采用不发生火花的混凝土面层。

11.8.10 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。消防路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应小于 12m。

11.8.11 通向计量站及井场的道路可采用 4m 或 3.5m 宽的土路,长度超过 500m 时应设错车道。错车道的有效长度不应小于 20m,错车道路段路基全宽不应小于 6.5m,前后应各设长不小于 15m 的宽度渐变段。

11.8.12 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 的有关规定。

附录 A 重力分离器的计算公式

A.0.1 立式重力分离器的直径可按式计算:

$$D=0.350 \times 10^{-3} \sqrt{\frac{q_v T Z}{P W_0 K_1}} \quad (\text{A.0.1})$$

式中: D ——分离器内径(m);

q_v ——标准参比条件下气体流量(m^3/h);

T ——操作温度(K);

Z ——气体压缩因子;

P ——操作压力(绝)(MPa);

W_0 ——液滴沉降速度[按本规范公式 A.0.3-1 计算](m/s);

K_1 ——立式分离器修正系数,一般取 $K_1=0.8$ 。

A.0.2 卧式重力分离器的直径可按式计算:

$$D=0.350 \times 10^{-3} \sqrt{\frac{K_3 q_v T Z}{K_2 K_4 P W_0}} \quad (\text{A.0.2})$$

式中: K_2 ——气体空间占有的空间面积分率,按表 A.0.2 取值;

K_3 ——气体空间占有的高度分率,按表 A.0.2 取值;

K_4 ——长径比。当 $P \leq 1.8\text{MPa}$ 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。

式中其他符号意义与本规范公式 A.0.1 中相同。

表 A.0.2 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

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

续表 A. 0. 2

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_1	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

A. 0. 3 液滴在分离器中的沉降速度可按下列公式计算:

$$W_o = \sqrt{\frac{4gd_L(\rho_L - \rho_G)}{3\rho_G f}} \quad (\text{A. 0. 3-1})$$

$$f \cdot (Re^2) = \frac{4gd_L^3(\rho_L - \rho_G)\rho_G}{3\mu_G^2} \quad (\text{A. 0. 3-2})$$

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。用公式 A. 0. 3-2 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($\text{Pa} \cdot \text{s}$)。

A. 0. 4 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:

$$v_{\max} = K_{SB} \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G}} \quad (\text{A. 0. 4})$$

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《油气分离器规范》SY/T 0515 取值。

式中其他符号的意义与本规范公式 A. 0. 3-1 中相同。

附录 B 液滴在气体中的阻力系数计算列线图

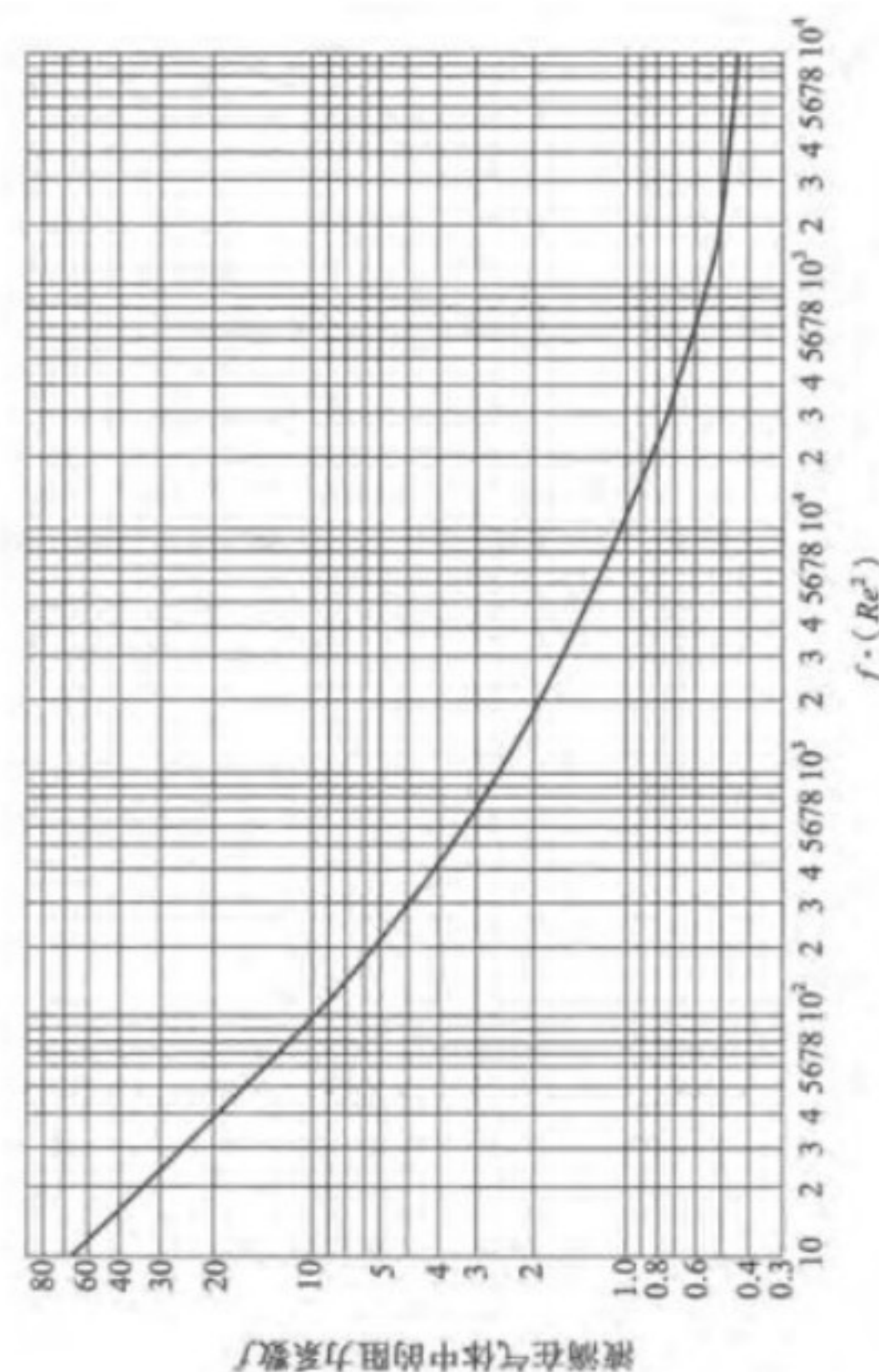


图 B 液滴在气体中的阻力系数计算列线图

附录C 油气混输的压降计算公式

C.0.1 当采用杜克勒 II 法时,水平管道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列公式计算:

$$\Delta p = \lambda_m \frac{\rho_m v_m^2 L}{10^3 \times 2d} \quad (\text{C.0.1-1})$$

式中: Δp ——油气混输管道压降(MPa);

λ_m ——混输阻力系数,见式 C.0.1-2;

ρ_m ——气液混合物的平均密度 (kg/m^3),见式 C.0.1-6;

v_m ——气液混合物平均流速(m/s),见式 C.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:

$$\lambda_m = \Phi \left(0.0056 + \frac{0.5}{Re_m^{0.32}} \right) \quad (\text{C.0.1-2})$$

$$Re_m = \frac{d v_m \rho_m}{\mu_m} \quad (\text{C.0.1-3})$$

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 C.0.1-1 确定;

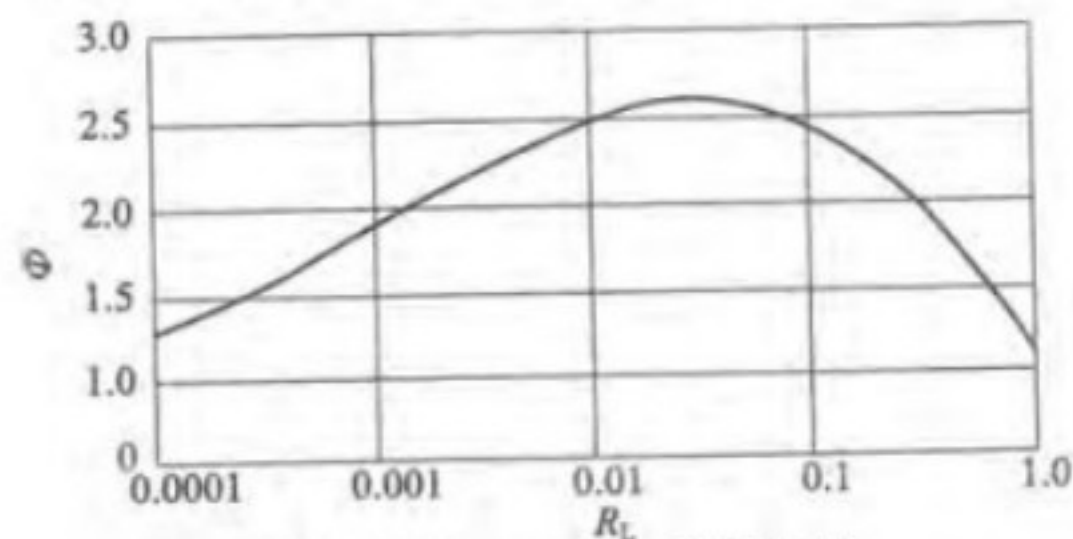


图 C.0.1-1 $\Phi - R_L$ 关系曲线

Re_m ——混输雷诺数;

μ_m ——气液混合物的动力黏度($\text{Pa} \cdot \text{s}$),见式 C.0.1-4。

式中其他符号意义与式 C.0.1-1 中相同。

3 气液混合物的动力黏度可按下列公式计算:

$$\mu_m = \mu_L R_L + \mu_g (1 - R_L) \quad (\text{C.0.1-4})$$

$$R_L = q_L / q_m \quad (\text{C.0.1-5})$$

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

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列公式计算:

$$\rho_m = \rho_L \frac{R_L^2}{H_L} + \rho_g \frac{(1 - R_L)^2}{1 - H_L} \quad (\text{C.0.1-6})$$

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 C.0.1-2 确定。

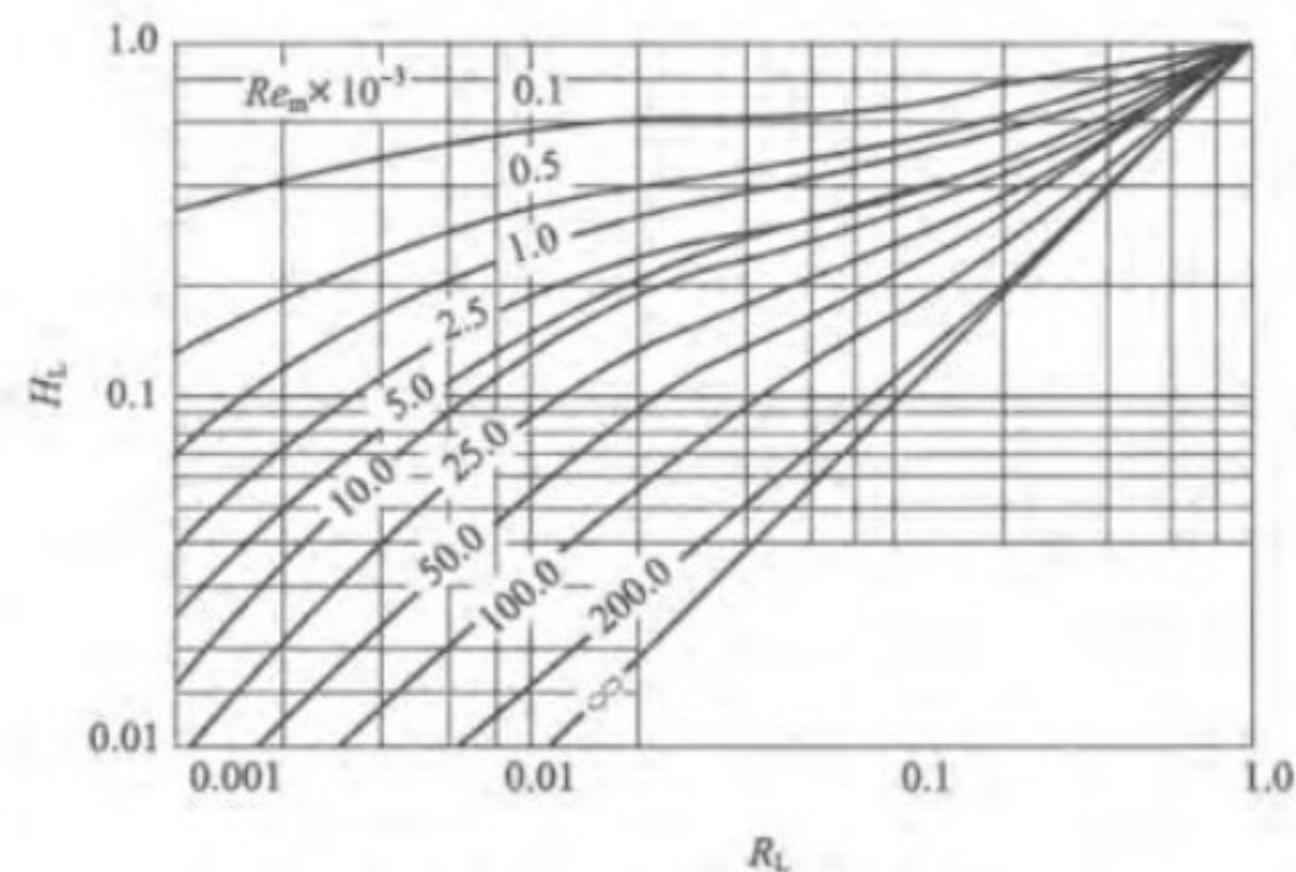


图 C.0.1-2 $R_L - H_L$ 关系曲线

5 气液混合物的平均流速可按下式计算:

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

式中: q_m ——气液混合物的体积流量(m^3/s);

d ——管道内径(m)。

C. 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:

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

式中: Δp ——油气混输管道压降(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, 见本条第 2 款;

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, 见本条第 4 款;

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公式 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:

$$H_L(0) = \frac{a R_L^b}{c Fr} \quad (\text{C. 0. 2-2})$$

式中: $H_L(0)$ ——水平管截面含液率;

R_L ——体积含液率, 见公式 C. 0. 1-5;

Fr ——弗劳德准数, 见公式 C. 0. 2-11;

a, b, c ——系数, 取决于流型, 见表 C. 0. 2-1。

表 C. 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:

$$H_L(0)_T = A H_L(0)_S + B H_L(0)_I \quad (\text{C. 0. 2-3})$$

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

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

式中: T, S, I ——分别表示过渡流、分离流和间歇流;

L_2, L_3 ——按表 C. 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:

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

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

$$c = (1 - R_L) \ln(d R_L^* N_{LW}^* Fr^b) \quad (\text{C. 0. 2-8})$$

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

式中: $H_L(\theta)$ ——倾角为 θ 的管路截面含液率;

d, e, f, h ——与流型有关的系数, 应按表 C. 0. 2-2 选取;

v_{sl} ——液相折算速度(m/s);

σ ——液相表面张力(N/m)。

表 C. 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	$c=0, \phi=1$			
下坡多型流	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

对于 $\theta=90^\circ$ 的垂直管路:

$$\phi=1+0.3c \quad (\text{C. 0. 2-10})$$

3 两相管路流型判别准则应按表 C. 0. 2-3 确定, 弗劳德准数应按式计算:

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

式中符号意义与公式 C. 0. 1-1、公式 C. 0. 2-2 中相同。

表 C. 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	$<L_1$	$L_1 = 316 R_L^{0.392}$ $L_2 = 9.252 \times 10^{-4} R_L^{-2.4684}$ $L_3 = 0.10 R_L^{-1.4518}$ $L_4 = 0.5 R_L^{-6.728}$
	≥ 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	$<L_4$	

4 两相流水力摩阻系数可按下列公式计算:

$$\frac{\lambda_m}{\lambda_0} = e^a \quad (\text{C. 0. 2-12})$$

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

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

$$\text{当 } 1 < m < 1.2 \text{ 时, } n = \ln(2.2m - 1.2) \quad (\text{C. 0. 2-15})$$

式中: λ_m ——两相流管路的水力摩阻系数;

λ_0 ——相同条件下两相均匀混合、相间无滑脱的水力摩阻系数。

对于水力光滑管, 无滑脱时水力摩阻系数 λ_0 可由穆迪 (Moody) 图中查得, 也可由下式计算:

$$\lambda_0 = 2 \lg \left(\frac{Re_0}{4.5223 \lg Re_0 - 3.8215} \right) \quad (\text{C. 0. 2-16})$$

无滑脱时, 雷诺数 Re_0 可按式计算:

$$Re_0 = \frac{dv_m [\rho_L R_L + \rho_g (1 - R_L)]}{\mu_L R_L + \mu_g (1 - R_L)} \quad (\text{C. 0. 2-17})$$

式中符号意义与公式 C. 0. 1-1、公式 C. 0. 1-5、公式 C. 0. 1-6 中相同。

附录 D 埋地沥青绝缘集输油管道 总传热系数 K 选用表

表 D 埋地沥青绝缘集输油管道总传热系数 K [$W/(m^2 \cdot ^\circ C)$]

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 E 埋地硬质聚氨酯泡沫塑料保温 集输油管道总传热系数 K 选用表

表 E 埋地硬质聚氨酯泡沫塑料保温集输油管道
总传热系数 K [$W/(m^2 \cdot ^\circ C)$]

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 F 集油管道伴热输送双管管组 [(D₂/D₁) ≤ 3] 热力近似计算公式

F.0.1 集油管道伴热输送双管管组的总耗热量可按下式计算:

$$\Phi = 2.57LK(D_1\Delta t_1 + D_2\Delta t_2) + q_m C\Delta t \quad (\text{F.0.1})$$

式中: Φ ——管组总耗热量(散热流量)(W);

L ——集油管道长度(m);

K ——保温壳内管道向外界的总传热系数(按钢管外表面作为基准传热面取值)[W/(m²·℃)];

D_1 ——伴热管外径(m);

D_2 ——集油管外径(m);

Δt_1 ——伴热管平均温度与外界温度之差(℃);

Δt_2 ——集油管平均温度与外界温度之差(℃);

q_m ——集油管设计流量(含水原油)(kg/s);

C ——原油(含水原油)比热容[J/(kg·℃)];

Δt ——原油(含水原油)的温升(℃)。

F.0.2 当集油管长度小于原油升温所需要的热伴随长度时,在井口应设换热器。集油管路伴热输送保证升温的热伴随长度,可按下式计算(双管管组):

$$L = \frac{q_m C \Delta t}{K' D_2 \left(1 - \frac{D_2 - D_1}{D_2 + D_1}\right) \Delta t' - 2.57 D_2 K \Delta t_2} \quad (\text{F.0.2})$$

式中: K' ——伴热管对油管的总传热系数[W/(m²·℃)];

$\Delta t'$ ——伴热管与油管的对数平均温差(℃)。

式中其他符号意义与公式 F.0.1 中相同。

附录 G 埋地沥青绝缘集气管道总传热 系数 K 选用表

表 G 埋地沥青绝缘集气管道总传热系数 K [W/(m²·℃)]

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

附录 H 站内架空油气管道与建(构)筑物之间最小水平间距

表 H 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		最小水平净距
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管架、管墩及管道最突出部分的距离。

附录 J 站内埋地管道与电缆、建(构)筑物平行的最小间距

表 J 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 路边石 外缘	边沟 外缘
管道名称	原油管道	2.0	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0
	天然气 凝液管道	2.0	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0
	污油管道	2.0	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0
	污水管道	2.0	1.5	1.5	2.0	1.5	1.0
	天然气管道 ($P \leq 1.6 \text{MPa}$)	1.0	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
	清水管道	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0
	加药管道	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	1.0

- 注:1 表中所列净距应自管壁或防护设施外缘算起。
- 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表中所列数值。
- 3 当有可靠根据或措施时,可减小表中所列数值。

附录 K 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 K 通信电缆管道和直埋电缆与地下管道和建(构)筑物的最小间距(m)

地下管道及建(构)筑物		最小水平净距		最小垂直净距	
		电缆管道	直埋电缆	电缆管道	直埋电缆
给水管道	75mm~150mm	0.5	0.5	0.15	0.5
	200mm~400mm	1.0	1.0	0.15	0.5
	>400mm	2.0	1.5	0.15	0.5
天然(煤)气 管道	压力≤0.3MPa	1.0	1.0	0.3 ^①	0.5
	0.3MPa<压力 ≤0.8MPa	2.0	1.0	0.3 ^①	0.5
电力线	35kV 以下电力电缆	0.5 ^②	1.5 ^②	0.5 ^②	0.5 ^②
	10kV 及以下 电力线电杆	1.0			
建(构)筑物	散水外缘	2.0	1.0	—	—
	无散水时		1.0	—	—
	基础		1.0	—	—
绿化	高大树木	2.0	—	—	—
	小型绿化树	1.0	—	—	—
输油管道		—	2.0	—	0.5
热力管道		1.0	2.0	0.25	0.5
排水管道		1.0	1.0	0.15	0.5
道路边石		1.0	—	—	—
排水沟		—	0.8	—	0.5
广播线		—	0.1	—	—

注:①交越处 2m 之内天然(煤)气管道不得有接口,否则电缆及电缆管道应加包封。

②电力电缆加有保护套管时,净距可减至 0.15m。

附录 L 通信架空线路与其他设备或建(构)筑物的最小间距

表 L 通信架空线路与其他设备或建(构)筑物的最小间距(m)

序号	净距说明		最小净距
1	杆路与油(气)井或地面露天油池的水平间距		20
2	杆路与地下管道的水平距离,杆路与消火栓的水平距离		2.0
3	杆路与火车轨道的水平距离		地面杆高的 $1^{1/3}$
4	杆路与人行道边石的水平距离		0.6
5	导线与建筑物的最小水平距离		2.0
6	最低导线或电缆与最高农作物之间		0.6
7	与线路方向 平行时	市内街道	4.5
		市内里弄(胡同)	4.0
		铁路	3.0
		公路	3.0
		土路	3.0
8	任一导线与 树枝间	市区树木树枝间最近垂直距离	1.5
		郊区树木树枝间最近垂直距离	1.5
9	跨越河流	通航河流最低电缆或导线与最高洪水时船舶或船帆最高点间距	1.0
		不通航河流最低电缆或导线距最高洪水位	2.0
10	电缆或导线穿越 有防雷保护装置的 架空电力线路 (最高线缆到 电力线条)	10kV 以下电力线	2.0
		35kV~110kV 电力线(含 110kV)	3.0
		110kV~220kV 电力线(含 220kV)	4.0
		220kV~330kV 电力线(含 330kV)	5.0
		330kV~500kV 电力线(含 500kV)	8.5

续表 L

序号	净距说明		最小净距
11	电缆或导线穿越 无防雷保护装置的 架空电力线路 (最高线缆到 电力线条)	10kV 以下电力线	4.0
		35kV~110kV 电力线(含 110kV)	5.0
		110kV~220kV 电力线(含 220kV)	6.0
12	与带有绝缘层的低压电力线交越时		0.6
13	供电线接户线		0.6 ^①
14	两通信线(或与广播线)交越最近两导线的垂直距离		0.6 ^②
15	电缆或导线与直流电气铁道馈电线交越时		2.0 ^③
16	与电气铁道与电车滑接线交越时		1.25 ^④
17	电缆或导线与霓虹灯及其铁架交越时		1.6
18	跨越房屋时最低电缆或导线距房屋平顶/屋脊		1.5/0.6
19	跨越乡村大道、城市人行道和居民区胡同最低电缆或导线距路面		5.0
20	跨越公路、通卡车的大车路和城市街道最低电缆或导线距路面		5.5
21	跨越铁路最低电缆或导线距轨面		7.5
22	与同杆已有线缆间,线缆到线缆		0.4

注:①供电线为被覆线时,光(电)缆也可以在供电线上方交越。

②两通信线交越时,一级线路应在二级线路上面通过,且交越角不得小于 30°,广播线路为三级线路。

③通信线路与 25kV 交流电气铁道的馈电线不允许跨越,必要时应采用直埋电缆穿过。

④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。

附录 M 站场内建筑物的通风方式及换气次数

表 M 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	换气次数 (次/h)
天然气凝液泵房	有害气体	有组织的自然通风或机械排风	10(20)
液化石油气泵房	有害气体	机械排风	10
天然气压缩机房	余热、有害气体	有组织的自然通风或机械排风或联合通风	8~10
天然气调压间	有害气体	有组织的自然通风或机械排风	3~6
原油泵房、计量站操作间,原油流量计间、流量计检定间、脱水操作间(含游离水脱除操作间)、污油泵房、含油污水泵房、油气阀组间	余热、有害气体	有组织的自然通风或机械排风或联合通风	6~10 (12~15)
加药间、化药间、药品室	有害气体	机械排风	5~10
燃油锅炉间、燃气锅炉间、加热炉操作间	余热、有害气体	有组织的自然通风或机械排风	3~6
污水提升泵房	有害气体	有组织的自然通风或机械排风	3

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 计算通风量时,房间高度大于 6m 时应按 6m 计算,事故通风应按房间实际高度计算。

3 括号内的换气次数为含硫的数据。

4 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。

5 当采用联合通风方式时,自然通风的换气次数取 3 次/h~6 次/h,机械排风按全部换气次数计算。

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

- 《混凝土结构设计规范》GB 50010
- 《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
- 《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
- 《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087
- 《工业电视系统工程设计规范》GB 50115
- 《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
- 《有线电视系统工程技术规范》GB 50200
- 《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
- 《消防通信指挥系统设计规范》GB 50313
- 《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
《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395
《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423
《油田采出水处理设计规范》GB 50428
《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459
《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB 50470
《钢制储罐地基基础设计规范》GB 50473
《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493
《用户电话交换系统工程设计规范》GB/T 50622
《石油化工安全仪表系统设计规范》GB/T 50770
《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
《低温压力容器用钢板》GB 3531
《石油液体手工取样法》GB/T 4756
《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310
《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
《污水综合排放标准》GB 8978
《稳定轻烃》GB 9053
《原油动态计量 一般原则》GB/T 9109.1
《石油和液体石油产品动态计量 第2部分:流量计安装技术要求》GB/T 9109.2
《石油和液体石油产品动态计量 第3部分:体积管安装技术要求》GB/T 9109.3
《石油和液体石油产品油量计算 动态计量》GB/T 9109.5

《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
《离心泵 效率》GB/T 13007
《天然气》GB 17820
《液态烃体积测量 容积式流量计计量系统》GB/T 17288
《液态烃体积测量 涡轮流量计计量系统》GB/T 17289
《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
《用气体涡轮流量计测量天然气流量》GB/T 21391
《相变加热炉》GB/T 21435
《用标准孔板流量计测量天然气流量》GB/T 21446
《钢制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
《钢制管道内腐蚀控制规范》GB/T 23258
《石油及天然气工业用集成撬装往复压缩机》GB/T 25359
《石油液体管线自动取样法》GB/T 27867
《工业企业设计卫生标准》GBZ 1
《厂矿道路设计规范》GBJ 22
《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
《油气田变配电设计规范》SY/T 0033
《油气田地面管线和设备涂色规范》SY/T 0043
《原油电脱水设计规范》SY/T 0045
《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048
《油田地面工程建设规划设计规范》SY/T 0049
《原油稳定设计规范》SY/T 0069
《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
《原油热化学沉降脱水设计规范》SY/T 0081

《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
 《石油储罐附件 第1部分:呼吸阀》SY/T 0511.1
 《石油储罐附件 第2部分:液压安全阀》SY/T 0511.2
 《油气分离器规范》SY/T 0515
 《绝缘接头与绝缘法兰技术规范》SY/T 0516
 《管式加热炉规范》SY/T 0538
 《石油工业用加热炉型式与基本参数》SY/T 0540
 《滩海石油工程电气技术规范》SY/T 4089
 《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
 《火筒式加热炉规范》SY/T 5262
 《原油天然气和稳定轻烃交接计量站计量器具配备规范》SY/T 5398
 《油田地面工程设计节能技术规范》SY/T 6420
 《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》SY 6503
 《用旋进旋涡流量计测量天然气流量》SY/T 6658
 《用科里奥利质量流量计测量天然气流量》SY/T 6659
 《用旋转容积式气体流量计测量天然气流量》SY/T 6660
 《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
 《用科里奥利流量计测量液态烃流量》SY/T 6682
 《出矿原油技术条件》SY 7513
 《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
 《石油化工钢筋混凝土冷换框架设计规范》SH/T 3067
 《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
 《钢制管法兰、垫片、紧固件》HG/T 20592~20635
 《化工、石油化工管架、管墩设计规定》HG/T 20670
 《液体装卸臂工程技术要求》HG/T 21608
 《以太网交换机技术要求》YD/T 1099
 《基于软交换的综合接入设备技术要求》YD/T 1385
 《软交换设备总体技术要求》YD/T 1434
 《以太网交换机设备安全技术要求》YD/T 1627
 《具有路由功能的以太网交换机设备安全技术要求》YD/T 1629
 《SDH 本地网光缆传输工程设计规范》YD/T 5024
 《通信电源设备安装工程设计规范》YD/T 5040
 《同步数字体系(SDH)光纤传输系统工程设计规范》YD 5095
 《通信局(站)防雷与接地工程设计规范》YD 5098
 《通信线路工程设计规范》YD 5102
 《基于 SDH 的多业务传送节点(MSTP)本地网光缆传输工程设计规范》YD/T 5119
 《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
 《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004

中华人民共和国国家标准

油田油气集输设计规范

GB 50350-2015

条文说明

修 订 说 明

《油田油气集输设计规范》GB 50350—2015,经住房和城乡建设部 2015 年 12 月 3 日以 1007 号公告批准发布。

本规范是在《油气集输设计规范》GB 50350—2005 的基础上修订而成,本次修订将原《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》,本规范只针对油田油气集输的内容进行编制。上一版的编制单位是大庆油田工程有限公司、中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司、中油辽河工程有限公司、中国石油天然气股份有限公司规划总院,主要起草人是李杰训、姜玉华、杨春明、章申远、裴红、周平、隋永刚、许超、陈运强、李玉贞、张有渝、徐晶、邢立新、张国兴、刘若武、董利珉、杨晓秋、王河、马福军、李唯、王小林、杜树彬、李正才、何文波、杜凯秋、沈泽明、唐胜安、曹婧、傅贺平、解起生、张维斌、张红领、盛炳林、刘奎志、张殿文、刘兴国、刘洪友、王秀君、尹伯德、康国仁、高东方、张更生。

本规范修订过程中,编制组进行了广泛的调查研究,认真总结了多年的油气集输工程设计经验,吸收了近年来全国各油田油气集输工程技术科研成果和生产管理经验,参考国内、国外相关标准,并广泛征求了全国有关单位的意见。

为了能便于广大设计单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定,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、依据以及执行中需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作了解释。但是,本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1 总 则	(107)
2 术 语	(108)
3 基本规定	(109)
4 油气收集	(113)
4.1 一般规定	(113)
4.2 采油井场	(118)
4.3 原油泵输	(119)
4.4 天然气增压	(124)
4.5 原油加热及换热	(126)
5 原油处理	(131)
5.1 油气分离	(131)
5.2 原油除砂	(134)
5.3 原油脱水	(134)
5.4 原油稳定	(143)
5.5 油罐烃蒸气回收	(145)
6 天然气处理	(147)
7 原油及天然气凝液储运	(149)
7.1 原油储存	(149)
7.2 原油装卸	(154)
7.3 天然气凝液储存	(157)
7.4 天然气凝液装卸	(159)
8 油气集输管道	(161)
8.1 一般规定	(161)
8.2 原油集输管道	(162)

8.3	天然气集输管道	(164)
8.4	天然气凝液和液化石油气输送管道	(166)
8.5	管道敷设及防腐保温	(167)
8.6	材料及管道组成件	(168)
9	自动控制及油气计量	(171)
9.1	一般规定	(171)
9.2	仪表选择及检测控制点设置	(172)
9.3	油气计量	(175)
9.4	计算机控制系统	(179)
10	站场总图	(181)
10.1	站场址选择	(181)
10.2	站场防洪及排涝	(181)
10.3	站场总平面及竖向布置	(184)
10.4	站场管道综合布置	(186)
11	配套设施及公用工程	(188)
11.1	供配电	(188)
11.2	通信	(191)
11.3	给排水及消防	(192)
11.4	建筑与结构	(194)
11.5	供热	(195)
11.6	燃料供应	(197)
11.7	暖通空调	(198)
11.8	站场道路	(199)

1 总 则

1.0.1 本条说明了制定本规范的目的。

1.0.2 本条说明了本规范的适用范围。本规范中所述陆上油田包括陆上的常规油田,还包括稠油油田、低产油田、沙漠油田。在原中国石油天然气总公司基建局 1995 年 12 月颁布的《低产油田地面工程规划设计若干技术规定》中,对于低产油田的定义是:“油层平均空气渗透率低于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、平均单井产量低于 10t/d 的油田;产能建设规模小于 $30 \times 10^4 \text{t/d}$ 的油田。”

1.0.3 本条说明了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《石油天然气工程建设基本术语》SY/T 4039—2012 确定的,并结合油田生产发展的实际做了适当完善和补充。

2.0.5~2.0.7 这三条术语参照辽河油田推荐的稠油分类标准,按 50℃ 时原油的动力黏度对稠油进行了详细分类。其中,普通稠油(conventional viscous crude):温度在 50℃ 时,动力黏度不大于 10000mPa·s 的稠油。

2.0.9 起泡原油的密度、黏度一般较高,气液分离的难度较大。

2.0.36 “滩海陆采油田”是指距岸较近、有路堤与岸边相连,并采用陆地油田开发方式的滩海油田,如辽河油田的笔架岭油田和海南三油田。这种油田的特点是地处滩海地区,水深较浅,距岸较近,采用海堤路(多为砂石路或土路),由陆地向海里延伸,在滩海上建平台(多为砂石平台或吹填平台),前期在平台上采用陆地钻机钻井,后期在平台上建油气生产及配套设施,油气产物通过沿海堤路敷设的管道输到岸上。滩海陆采平台在有的油田也叫滩海陆采人工岛或滩海陆采井场。

3 基本规定

3.0.1 油气集输工程必须适应油田生产全局的需要,满足开发和开采的要求。当油田已具有开发方案时,油气集输工程设计应以批准的油田开发方案为依据,并满足设计委托书或设计合同规定的内容、范围和要求。当油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原油和天然气,在这种情况下油气集输工程设计只能依据设计委托书或合同书。

3.0.2 油气集输工程必须满足油田开发和开采的要求,保证采输协调,生产平稳。然而,随着油田开发的不断发展,油田各阶段开发和开采方式是变化的,这要求油气集输系统工程设施也要随之作出相应的调整。要考虑能以地面设施的少量变动去适应油田开发不同时期、不同阶段的要求,而不是推倒重来。因此,油气集输工程及供电、供水、道路等公用工程需要编制长远规划。根据多年来油田地面建设的经验,油田建设工程应统一规划,分期实施。

3.0.4 实现密闭集输是降低油气损耗的重要措施。20 世纪 80 年代,我国油田主要采用压力缓冲罐密闭方式。90 年代,试验成功了油罐烃蒸气回收工艺,胜利、辽河、新疆、江苏等油田的许多站上已采用常压油罐配烃蒸气回收的密闭集输流程。大庆油田采用原油稳定工艺回收原油中的轻烃组分,其油气集输流程实现了全部密闭。进入 21 世纪,随着工艺的进步,部分低渗透油田、稠油油田实现了全过程密闭集输和伴生气的有效回收利用。但仍有部分低渗透低产油田、稠油油田、边远小油田等油田油气集输系统密闭率未达到 100%。工艺流程密闭率应当根据各油田各区块气油比、油田的开采条件、密闭后的经济效益区别对待。稠油集输系统的油气损耗率虽因轻质组分含量较少而较稀油低,但也是不可忽

视的。稠油工艺流程密闭应采用投资少、效益高、运行可靠的方法,比如用油罐烃蒸气回收或与集输和脱水相结合的加热闪蒸等方法。

3.0.5 油气集输工程分期建设的规模:

(1)关于分期建设的规模一般有两种意见,一种意见是按适应的原油含水率,另一种意见是按适应年限,这两种意见都以油田开发方案为基础。本规范按适应年限确定工程分期建设规模。这样,既可以把分期建设规模同工程的经济效益统一起来,又可以使本规范有较广泛的使用范围。

(2)规定每期工程适应期不低于10年,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规定适应年限下限为10年,其一是可以尽早发挥基建投资的作用,其二是考虑技术进步,同时考虑到油田开发研究方面认识油田的能力已有较大提高,多数油田都可以提供10年~15年的开发预测资料,有的油田已经可以提供20年的开发预测资料。

(3)当适应期内的输液量和热负荷变化较大时,如果输油泵、加热炉全部按最大负荷配置,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,主要耗能设备可按照具体情况分阶段配置。

3.0.6 实施滚动勘探开发的油田,其工程适应期比一般油田短。有的新建工程投产时间不长就要改造。因此,特别强调油田建设工程远期和近期的衔接。

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,应尽量简化平台油气生产及配套设施,平台上只设置井口装置、单井产量计量、油气加热与外输及必要的配套设施,必要时设油气分离设施。为了保证平台安全生产,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。

3.0.9 整体开发效益差是低渗透低产油田开发面临的主要难题,因此低产低渗透油田的地面工程设计应以降低投资和保证效益为基本出发点,采用经济、实用、简单、可靠的工艺技术和设备,合理降低建设成本,提高开发效益。在地面系统广泛采用丛式井布局和二级布站(或一级半布站),简化地面布局;油井计量利用功图法等软件量油的方式简化单井计量;普遍采用单管集油工艺,形成了丛式井单管、单管环状掺水、单管树状串接等简单有效的集油工艺;充分利用了油井产液和环境特点,进一步降低了掺水温度,扩大了不加热集输规模;应用了低温脱水和高效三相分离脱水的短流程工艺;采用撬装化、组装化设备。这些技术措施充分体现低产低渗透油田建设的技術特点,尽一切可能简化地面设施,适应了低成本的地面建设需要,又保证了油田的建设水平。

3.0.10 为了在停电或外输管道穿孔等事故发生时仍能满足生产要求,油气集输站场内工艺一般都设计事故流程。例如,当接转站设有事故罐时,应设计事故情况下的进罐流程;当不设事故罐时,应设计事故越站流程。脱水站分别设有含水原油事故罐和净化原油事故罐,工艺上应设计相应的事故流程。又如,管式加热炉应设计炉管事故紧急放空管道和吹扫管道,进油汇管应与进站油管道连通等也属于事故流程。

3.0.11 标准化设计是针对有共性的各类站场或工艺单元,开展的适用范围比较广泛的设计,适用于技术上成熟,经济上合理,统一的标准和模式。标准化设计实现站场或单元在平面布局、工艺流程、设备选型、建筑风格和建设标准的统一。统一平面布局指站场布局统一规划,同类型站场的工艺装置区大小和位置相一致,设计出标准平面总图,满足功能需求,减少占地。统一工艺流程是在优化总体布局的基础上,根据站场或单元功能要求,统一同类型站场或单元的工艺流程。统一设备定型是统一站场设备和管阀件标

准以及技术参数,实现设备选型定型化;对于非标设备应尽量统一设备外形和接口方位。统一建筑风格是在满足规范要求的同时统一油气生产及辅助配套建筑物的风格,包括建筑物的平面、立面、造型、色彩、装修以及内部设施配备等内容。统一配套标准即在站场主体工艺、设备、平面统一的同时,应尽量统一自控、道路、通信等辅助配套工程建设水平。根据站场或工艺单元的工艺流程和功能要求,可将工艺流程一致、功能要求相同,且重复利用率较高各类站场或工艺单元设计成标准化定型图纸,并形成不同规模的工艺单元标准化图集。标准化设计统一技术标准和要求,协调共性与个性的关系,采用标准设计有利于保证设计质量。

4 油气收集

4.1 一般规定

4.1.1 油气集输工程的布站方式是根据油井、计量站、接转站和脱水站在布局上的不同组合方式确定的。当油田面积较小、区块相对独立时,可采用油井—脱水站的一级布站方式。这种布站方式从油井到脱水站的集输距离相对较短。当油田面积较大、各区块相连、油井数量较多时,宜采用油井—计量站—接转站—脱水站的三级布站方式。这种布站方式,从油井到脱水站的集输距离较长,接转站和脱水站管辖油井数较多,接转站、脱水站建设数量少,系统投资更为节省,具有更好的经济效益。二级布站是在三级布站的基础上,将计量站和接转站功能合并而形成的一种布站方式。有的油田当油井不采用分离器计量时,将计量站简化为集油阀组间,在布站方式上称为“半”,又形成了油井—集油阀组间—脱水站的一级半布站方式或油井—集油阀组间—接转站—脱水站的二级半布站方式。采用何种布站方式,应根据各油田或区块开发的具体情况,通过技术经济论证确定。稠油油田通常采用一级布站或二级布站方式;低渗透低产油田通常采用一级布站、一级半布站或二级布站方式。

4.1.2 将接转站、放水站或脱水站同采出水处理站、注水站和变电所等联合布置时,称为集中处理站。

计量站和阀组间合理地管辖采油井数直接影响着建设投资和生产管理两个方面。

目前,由于加密调整改造,有些油田计量站管辖井数已超过30口,并未给生产管理带来不便,计量周期可以通过增加计量分离器的台数来满足。由于加密井距离很近,虽然计量站管辖井数

增多了,但并未扩大管辖范围,采油工人巡回上井检查没有困难。

环状掺水集油流程的集油阀组间是低渗透、低产油田开发的一种工艺,具有节约管道投资,降低运行能耗的优点。目前,集油阀组间最多管辖 10 个集油环,每个集油环管辖 3 口~5 口油井。

4.1.3 结合目前国内稠油油井多数采用丛式井集中布置(1 个井场通常布井 4 口~12 口)的实际情况,直接将分井计量装置布置在井场,不单独设置计量站,既降低了布站级数,也减少了出油管道长度。目前辽河油田通常 1 座~3 座丛式井场集中设置 1 套分井计量装置。

当采用蒸汽吞吐放喷罐时蒸汽吞吐放喷罐宜依托站场设置,移动式放喷罐可放置在井场。

4.1.4 我国原油多是陆相成油,其特点是高黏、高凝、高含蜡,对于这种“三高”原油,可采用加热输送,但是加热输送的能耗较大。也可以采用掺轻质原油(或轻质馏分油)、掺蒸汽、掺活性水等。当油田综合含水高于转相点时,其混合液体的流动性能得到明显改善,可以采用不加热输送。

根据油田地理位置、自然条件,油田开发特点及油品性质合理采用油气集输流程,可实现油田生产节能降耗,保证油田开发建设取得好的整体经济效益。吐哈油田采用单管不加热集油流程,井口至计量站为单管不加热集油,油嘴搬家,投球清蜡,计量站集中计量。塔中 4 油田原油物性好,具有“四低”(凝固点低、黏度低、含蜡量低和含硫量低)的特点,油气集输流程采用单管不加热常温输送集油流程。另外,高含水原油常温集油技术已在大庆萨、喇、杏油田、胜利东辛、胜采、临盘油田、辽河油田、大港油田推广应用;新疆彩南油田采用单管集油、井口加热、集中计量工艺流程。井口掺液双管流程包括掺油、掺活性水、掺蒸汽等。大庆油田普遍采用掺活性水流程,该流程对于地处严寒地区、高凝点的原油适应性强、安全可靠。随着油田含水率的增高,单井产液量增加,不断对油气集输的生产方式进行调整,如在低含水期掺入温度为 70℃ 的活性

水达到升温降黏输送的目的,在中高含水期采取降低掺水温度、掺常温水、减少掺水量等措施,对于产液量高的油井(如电泵井)采用双管出油不加热集油。稠油油田采用掺轻质原油(或轻质馏分油)或掺蒸汽流程。

单管环状掺水集油流程,起源于大庆外围油田。大庆外围油田属于低产、低渗透、油品性质差的油田,自开发建设以来,一直在探索简化集油流程、节省投资、降低能耗、提高经济效益的集输工艺流程,经过多年的实践,不断总结完善,逐渐形成了适合本油田特点的集输流程。该流程已在大庆外围龙虎泡、宋芳屯、榆树林、布木格和海拉尔等油田广泛采用。

该流程是在转油站将含油污水升温,用掺水泵输送到所辖的集油阀组间,由集油阀组间分配到各集油环。每个集油环串联油井 3 口~5 口,每座阀组间辖 3 个~10 个集油环,油井产出物进入集油环与循环的热水混合后一起输至集油阀组间,然后自压到转油站。不设计量站,单井产量采用液面恢复法或功图法计量。

单管环状掺水流程对老油田加密调整井的开发建设也具有重要的参考价值。加密调整井产量低,气油比低,可利用功图法量油技术,并可充分利用已建老井含水高、产液大的优势,老油田的加密调整井建设与老井相结合,将调整井挂入已建单井集油掺水管道中,派生出多种环状掺水流程模式。

依据集油管网形态的不同还有树状串接集油流程和多井串接集油流程,与其他流程相比,具有省钢材、省投资、施工速度快、投产见效快等优点,但对于地质复杂、断层多、油井压力变化大的区块,容易造成各井生产相互干扰。

4.1.6 本条确定设计采用的油井最高允许回压。

“设计采用的油井最高允许回压”是一个油田或区块油气集输工程设计确定的油井最大回压值,是指集输条件最不利油井可能出现的最高回压,如最远的端点井、集油时爬坡最大的油井在冬季出现的最大回压。大多数油井日常生产的井口回压会明显低于

“最高允许回压”。

1 据统计,我国 90%以上的采油井为机械采油井。机械采油井的产量基本不受井口回压影响。从抽油机的工作原理分析,抽油机的排量取决于深井泵的柱塞面积、柱塞冲程长度、单位时间内的往复次数。油井回压与产量并无直接关系,只是当回压增高加剧深井泵的内漏而影响泵效时,才会导致产量下降。石油工业出版社出版的《高效油气集输与处理技术》中指出:据对抽油井的测试和分析,回压提高 0.5MPa,井筒漏失仅增加 1%左右,小于采油调整流压(降低进泵压力)所增加的井筒漏失量。从动力消耗来说,提高机械采油井回压也是经济的。一般来说,机械采油设备单机功率小,与地面增压设备(泵)相比效率也较低。因此对油系统来说,提高机械采油井回压引起的动力消耗的增加可能比从地面增压(如增设接转站)动力消耗略高,但若油气同时考虑则是合算的。

井口回压适当提高之后,由于增大了原油中的溶解气量和轻组分含量,除能够合理确定第一级油气分离器的压力外,不仅有利于提高原油稳定和天然气凝液回收工艺的收率,还有利于不加热集输工艺的实现,达到节能的目的。另外,可以减少接转站的建设数量,有利于节省投资。因而,根据我国油气集输工程设计的多年实践,机械采油井最高允许回压宜为 1.0MPa~1.5MPa。对于低渗透低产油田,在单井产量较低、集输半径较长或采用不加热集输的情况下,油井回压可适当提高。国内油田大多数油井回压都在 1.0MPa~1.5MPa,以及 1.0MPa 以下。胜利油田部分集输半径较长的油井井口回压达到 1.8MPa~2.0MPa,长庆油田部分井井口回压达 4.0MPa~5.0MPa,吉林油田部分油井井口回压达到 1.9MPa~2.1MPa。

下列几种情况井口回压可低于 1.0MPa:

- (1)在井口、计量站上车拉、船运方式集油。
- (2)含砂量较大的稠油。

(3)集油管网简短的小断块油田。

(4)在油田开发后期,通过技术经济论证,可适当降低井口回压。

2 辽河油田的稠油区块井口回压普遍为 0.3MPa~0.6MPa。根据辽河油田曙光采油厂测试,回压每增加 0.1MPa,产量降低 2%左右。

3 特殊地区是指地形地貌复杂的地区、低渗透低产油田经济效益差的地区或边远油田地区。

4 自喷井回压:按照气体通过喷嘴的流动规律,当流速达到气体工作状态下的音速时,如果喷嘴后面与前面的压力比值不超过临界压力比时,则流量仅与喷嘴前压力有关,而背压(喷嘴后压力)的变化对流量没有影响。各种气体的临界压力比分别为:单原子气体,0.487;双原子气体,0.528;多原子气体,0.546;过热水蒸气,0.546;饱和水蒸气,0.577。

自喷井回压主要取决于油井油管压力和油井油气产量,试验证明,油气混合物经过油嘴的流动规律和气体通过喷嘴的流动规律基本相同。当油嘴内油气流速达到或接近油气工作状态的音速时,若油嘴后压力(回压)与油嘴前压力(油压)之比不超过 0.5 左右,则油井产量主要与油嘴前油压有关,而回压对产量无甚影响。

通常回压与油压的比值越小,就越有利于油井的稳产。但是,这个比值越小,消耗在油嘴上的能量就越多,集输系统压力就越低,地面工程就越不合理。兼顾到油田地质开发和油田地面建设两个方面,本规范规定,设计采用的自喷井回压可为油田开发方案确定的油管压力的 0.4 倍~0.5 倍。

4.1.8 油田生产除油井需停产检修外,其他输送与处理装置均是连续生产,只有因停电、维修等特殊情况才停运,一年的累计停输时间一般只有几天时间。由于开发调整、油井作业、气候及其他原因,各种装置的生产油量有不同程度的不均衡性。一般是接转站的不均衡性比脱水站要大。考虑生产不均衡性和计算上的方便,

对一般计量站、接转站、脱水站用所辖油井日平均产液量的总和作为该站的设计液量,相当于考虑了1.1~1.3的不均衡系数。按照输油管道和油库以往的习惯做法,油库的设计能力用年输油量 10^4t/a 表示。考虑输油不均衡性、油田原油生产的不均衡性等因素,储运设施的设计能力应为油田开发方案提供的所辖油田原油年产量的1.2倍。

4.2 采油井场

4.2.1 本条规定了采油井场工艺流程应满足的要求。

油井清蜡和油井加药流程应视需要而定。

本条对稠油井场是否设置放空油池没作具体规定。在实际生产中,注汽闷采后,开井初期含水量很大,接近100%,且温度很高,有时需往放空池(或高架罐)喷油。另外,起下作业管柱和生产管柱、作业后放喷,都需放空,但考虑到污染和安全因素,不宜设放空油池,可采取临时措施解决。

不同集输流程的特殊要求如出油管道清蜡、加药、掺液等。

4.2.2 井场拉油罐储存天数可根据油井产量、油品性质、运输条件、气候条件等进行综合确定。各油田不尽相同。如:胜利油田拉油井场储油罐储存时间约2d,河南油田、吉林油田拉油井场储油罐储存时间3d~6d,大庆油田拉油井场储油罐储存时间2d~3d,长庆拉油井场储油罐储存时间3d~7d。

4.2.3 滩海陆采平台设置污油污水罐,主要是为了防止正常生产及井口作业时产生的污油污水排放到海水中,造成环境污染。辽河油田的笔架岭油田和海南三油田井场平台上均设置一个 50m^3 污油污水罐。

4.2.5 采油井场占地面积的大小,应在满足工艺设施的布置安装和现场各种管理操作的前提下,尽量压缩,以达到节约占地、减少投资的目的。

4.2.6 在居民区内以及靠近居民区的油井设置围栏或围墙,一方

面可以防止外来人员进入井场损坏采油设备,保证安全生产;另一方面可防止儿童和其他闲杂人员以及大牲畜进入井场,避免遭受意外的损害。

目前围栏或围墙的种类有多种,距居民区的距离也不尽相同。如:大庆油田在居民区内以及距居民区100m以内地带的油井井场设1.8m高钢板网围栏,其中抽油机井场、螺杆泵井场围栏平面尺寸为 $7.5\text{m}\times 15\text{m}$,电泵井井场围栏平面尺寸为 $7.5\text{m}\times 15\text{m}$;辽河油田在居民区内以及靠近居民区地带的油井设砖混围墙,抽油机井场围墙平面尺寸为 $20\text{m}\times 20\text{m}$;长庆油田在环境恶劣地区内井场设2.2m~2.5m高砖围墙,围墙顶部还要加铁丝网;吉林油田在居民区内以及距居民区2000m以内地带的油井的井场设玻璃钢围栏,围栏高1.5m~1.7m,在抽油机驴头方向,在井口以内紧挨着抽油机底座,其他三面距抽油机底座最外缘0.5m。距居民区多少米以内地带的油井需设井场围栏、围栏或围墙的形式及大小,可根据各油田具体情况确定。

4.3 原油泵输

4.3.1 原油泵输主要包括油、气、水混输,含水原油的输送和净化原油的输送。输油的选择需根据输送介质的黏度、含气量、固体颗粒含量等特性确定,同时还需要考虑泵的流量、扬程等工艺要求。

4.3.2 设计液量为考虑原油产量高峰、不均衡系数和原油含水率的日最大液量。取工作泵的总流量为设计液量即可满足正常生产要求,可以不再考虑其他裕量。实际上由于受泵型的限制,工作泵的流量往往会稍大于设计输液量。根据各油田对输油泵的长期使用经验,工作泵中间流量与设计输液量的比值在1~1.23之间。

考虑到工艺设计中管路系统(包括设备)压力降计算比较复杂,局部阻力计算与实际有一定出入,压降计算中的一些参数(如含水油黏度)变化范围较大,对计算结果有一定影响。另外,还有

管道结蜡、沉砂、结垢等因素的影响。泵的扬程需要留有适当的裕量。根据油田的具体情况,提出所选泵的扬程应为系统计算总水头的1.05倍~1.20倍。

4.3.3 目前油、气、水混输在各油田都有一些应用,油气混输泵除要满足水力机械的要求外,还应对气液流量的变化有很强的适应能力,现场试验表明,泵进口气液混合物的气液比例极不均匀,气液常交替流过泵体,因此,要求泵具有抗“干转”(即泵内100%气体)性能,常要求混输泵具有20min的“干转”能力。未经处理的油气水混合物比较脏,除水以外,还含有一定量的砂子等固体杂质,因此混输泵必须抗磨、抗蚀。

目前国内双螺杆混输泵最高适用流量 $1100\text{m}^3/\text{h}\sim 2000\text{m}^3/\text{h}$,长期稳定运行最大入口含气率85%~98%;国内单螺杆混输泵最高适用流量 $200\text{m}^3/\text{h}\sim 1000\text{m}^3/\text{h}$,长期稳定运行最大入口含气率75%~95%;建议选用时根据供货商提供的具体技术性能指标确定。

4.3.4 我国的油田,除稠油外几乎全部采用离心泵输油。离心泵的优点是结构简单、体积小、价格便宜、工作可靠,故障少,便于维修,流量均匀,流量和扬程范围大。缺点是输送高黏原油时性能显著下降。效率换算系数0.45是离心泵工作范围的下限。当效率换算系数小于0.45时,使用离心泵已很不经济,泵吸入性能明显降低,泵运行不安全因素增大。离心泵工作的适宜范围是效率换算系数大于0.7。当换算系数为0.45~0.7时,在泵输系统有效汽蚀裕量允许的前提下,泵的选型还应考虑设备费、动力费、维护费等因素,通过技术经济对比分析确定。考虑介质黏度因素确定泵类型时,可通过查询输送黏性介质时的有关泵的性能图表确定。由于离心泵输送高黏度原油时性能显著下降,所以国内油田普遍采用容积泵输送稠油。

4.3.5 “稠油输送泵的总流量宜按设计液量的1.1倍~1.2倍确定,出口压力宜按输油系统计算总水头的1.1倍~1.2倍确定”。

这里的总流量是指各工作泵的排量之和。本规定考虑了稠油热采的特点。在蒸汽吞吐期采油期间,各周期产油量以及同一周期开井时间不同时,产量的变化幅度很大,对胜利、辽河、河南以及新疆等油田调查了解到,某些稠油油田实际的液量为设计液量的1.2倍~1.5倍。

4.3.6 在确定泵的台数时,主要考虑两个因素:一是适应输液量的变化,二是尽量提高泵效。

对于采用注水开发的油田,初期液量和后期液量一般相差较大。特别是投产液量低于设计油量时,初期输油量仅为设计液量的1/3左右。如果设计只考虑一台泵工作,因初期油量太小不能连续运行,使生产管理困难又浪费动力。接转站设3台泵,刚投产时一台运行,到后期2台泵运行,就可以较好地适应接转站液量的变化,保证连续运行并节省电耗。

在满足工艺要求,适应液量变化的情况下,泵的工作台数应尽量少,以提高输送效率。无特殊情况(例如受泵的选型限制),相同功能的泵,操作台数不应多于3台。

在调查中了解到并联运行的泵,有时出现吸入流量不匹配,不均衡,有吸不上液的情况。本次特提出“应考虑吸入管流量的分配和泵吸入性能的匹配”。

4.3.9 在管道施工中,有时发现管道内遗留棉纱、手套、草袋等物。清管时,清除物中还有石块、木棍。另外,在生产过程中发现有胶皮、烂草、树叶等进入油罐中。鉴于上述情况,为保护泵安全运行,有必要在泵前设过滤器。

各种泵对输送介质中所含杂质的要求是不同的。离心泵流道较宽阔,运动件没有啮合面,比较小的碎片不会对离心泵造成危害。因此离心泵的过滤器可采用较稀的滤网,大庆油田采用3目~10目,国内炼油厂离心泵用过滤器采用6目。

由于离心泵用过滤器网眼大,阻力小,实践证明可以采用较小的过滤面积。胜利油田过滤器滤网流通面积一般为3倍~4倍吸

入管截面积。根据以上情况,规定滤网开孔面积一般为吸入管截面积的3倍~4倍。实际选用时,大型泵可选用低值,小泵宜选用高值。

4.3.10 离心泵出口设止回阀是为了防止介质倒流,造成泵的叶轮损坏。容积泵出口设旁路回流阀相当于安全阀的旁通阀,作用是容积泵的部分流量通过回流阀来进行回流,以达到调节出口压力的目的。回流阀开度越大,输送流量越低,压力越低。

4.3.11 容积泵与离心泵不同,在操作不当(如:出口管路未打开就启泵)的情况下,可能使出口管路出现超压,造成系统的损坏,故应在靠近泵出口的管段上安装安全阀。本条为强制性条文,必须严格执行。

4.3.12 安全阀入口管道应设在泵出口与切断阀之间,安全阀出口管道应接至泵进口与切断阀之间的管道。有的安全阀的泄放端是直接引到了泵房外,既不安全也不环保,因此本条特提出“安全阀的泄放端管段宜与泵的入口端管段连接”。

4.3.13 油田泵站一般地势比较平坦,为不加大罐基础工程量又满足灌泵要求,依场区地势,一般是使罐底标高高于泵房地坪0.5m以上,罐内低液位高于泵中心一般仅1m。为了使泵有较好的吸入条件,需限制吸入管流速,以减少吸入管路摩阻。考虑到泵站扩建时更换管道的实际困难,泵吸入管道设计流速宜稍低一些。但流速太低时,水力坡降的减少(绝对值)已不明显。一般为排出管流速的1/2。

在管内流速相同时,管径增加,水力坡降将减小,所以输量大时可以采用较高的流速,而输量小时则应采用较低的流速。

对于管径在DN150~DN700范围内的泵吸入管道,液体流速宜为0.6m/s~1.0m/s。泵站规模较小,原油黏度较高,泵的吸入性能较差,油罐同泵房高差较小时,应采用较低的流速。反之,可采用较高的流速。有的油田泵入口的流速不大于0.8m/s,有的油田在0.5m/s左右。

站内泵排出管道流速,一般是等于或稍低于站外管道流速。目前各油田普遍采用的流速范围为1m/s~2m/s。

稠油泵的进出口流速均更低,辽河、新疆、胜利等油田工艺设计的经验参数为:进口支管流速一般为0.4m/s~0.6m/s,干管流速一般为0.3m/s~0.5m/s;排出口支管流速一般为1.0m/s~1.5m/s,干管流速一般为0.8m/s~1.2m/s。

因此,本条规定的泵进出口流速是在综合了普通原油泵(离心泵)和稠油泵(容积泵)进出口流速经验数据的基础上提出的。

4.3.14 由于目前国内生产的油气混输泵不同产品的进、出口管道允许流速差异较大,规范编制中确定了较宽的进、出口管道流速范围,在实际确定管径时,可根据管道工艺布置、外输管道的管径适当调整。

混输泵入口压力过低时,容易抽空、产生振动,并损坏机械密封,通常混输泵运行吸入压力不低于0.2MPa。

4.3.15 当输油泵采用离心泵时,根据经验,泵吸入管与排出管内径应符合如下要求:

(1)排出管内径应大于或等于泵的排出口内径;

(2)吸入管内径应至少比泵进口内径大一级。

4.3.16 缓冲罐的作用,一是在正常生产状态下,将液面控制在一定范围内,实现密闭集输;二是在输油泵突然停运或来油突然全部中断的情况下,提供一个判断和排除故障的时间,防止原油进入气管道或输油泵抽空;三是利用正常缓冲容积,减少油流的不均衡性,以改善原油处理装置的工作条件,如原油稳定装置的进料泵缓冲罐、原油脱水站的脱水泵缓冲罐。

按照上述缓冲罐的作用,其缓冲容积应由三部分组成。第一部分是正常生产缓冲容积,即控制高、低液位之间的容积,其作用是将液面控制在一定范围内,实现密闭集输,并在一定程度上减小油流的不均衡性;第二部分是上部缓冲容积,即允许最高液位与控制高液位之间的容积,其作用是在密闭输送装置的输油泵突然停

运时,提供一个倒换流程或采取其他应急措施的时间,防止原油进入气管道;第三部分是下部缓冲容积,即控制低液位与允许最低液位之间的容积,其作用是在来油中断时,提供停泵操作的时间,防止输油泵抽空。由于大多数情况上部缓冲容积应大于下部缓冲容积,因此正常生产的缓冲容积一般位于缓冲罐的下半部或中间偏下部。

影响缓冲时间的因素较多,如进出物料的不平衡程度,液面自动控制水平,由密闭流程切换为开式流程的难易程度(如开关阀的个数和大小,阀门是手动或是气动和电动,操作阀门是集中还是分散等)。因此,只能按照密闭输油运行的经验,提出一个缓冲时间范围,在进行工程设计时,应按照具体情况,确定合理的缓冲时间。一般地说,进出液量不平衡严重,液面自动控制程度较差,切换流程比较困难者,宜采用较大的缓冲时间,反之可采用较小的缓冲时间。

考虑到流程切换和液位控制的技术水平,提出密闭输油装置的总缓冲时间一般仍为 10min~20min。特殊情况(如:来液不均衡,液量较小,泵型较小或泵型难选,地处偏远,地形复杂,难以管理等)的缓冲时间一般可以按 30min 左右设计。考虑到稠油泵输的实际情况,稠油泵输缓冲罐的缓冲时间仍规定为 20min~40min。

4.3.18 一般情况下,功率为 40kW 以上的电机采用变频调速器比较经济合理。

4.3.21 泵或电动机(驱动装置)的重量超过 1000kg 或台数较多时,泵房或泵棚内宜设检修用的起重设备。

4.4 天然气增压

4.4.1 3 螺杆压缩机适用于低入口压力(或负压)、高压比,但出口压力不能过高,一般不超过 2.5MPa。

4.4.2 当电源可靠、电价低,电费少,输电线路短、不需大量的输

变电投资,有国家电源和供电网,可采用电动机。用于油田天然气增压的压缩机,其原动机采用燃气发动机以天然气为燃料可就地取用,气价低时较为经济合理。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。

4.4.3 用于油田的天然气压缩机一般由成撬商供货,压缩机转速从中速到高速,压缩机出厂时已经完全撬装。

4.4.4 油田天然气压缩机的选型和配置应能适应气量的变化,因此选用往复压缩机居多,可通过调速、吸入压力的变化及多台机组并联运行来适应气量的变化。考虑到往复式压缩机维护率较高,宜设备用机组。

4.4.5 离心压缩机干气密封采用中间带迷宫密封的二级串联密封,密封气采用干天然气,二级密封的隔离气宜采用氮气等惰性气体,与采用空气做隔离气相比,增加了安全性,因采用空气做隔离气其二次密封气体泄漏气为空气与天然气的混合物,存在一定安全隐患。

4.4.6 往复压缩机填料和中体放空含有可燃气体,需引至厂房外高点放空。有的国外压缩机厂家的标准中,天然气中含有硫化氢时,要求采用吹扫型填料,通入氮气做吹扫气,避免填料放空气对环境污染。

4.4.7 天然气进入压缩机前应根据机组要求除去气中液、固杂质。分离器设置自动排液、液位控制及高液位报警等防止凝液进入气缸,这是必要的安全设施。油田天然气压缩一般采用有油润滑的往复式压缩机,压缩后天然气带油,若不进行脱除而直接进入下游天然气处理系统,会造成下游分子筛脱水系统的分子筛结焦、甘醇脱水和胺法脱硫脱碳装置溶液起泡。

4.4.8 天然气压缩机是易泄漏的转动设备,为避免可燃气体聚集,故推荐露天布置或半露天布置。在国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 的 6.3 节中“压缩机组的布置及厂房设计原则”对各种自然环境如高寒、沙漠等地的压缩机组厂房建设、机组室内

布置及对建筑物的防火、防爆、防噪声和安全检修等都提出了具体要求,可参照执行。封闭式压缩机厂房对降低压缩机噪声向厂界传播的作用非常明显,室内墙壁做隔吸声处理时降噪效果更为显著,因此要求限制厂区噪声时,可采用封闭式压缩机厂房。

4.4.10 压缩机工艺气系统设计要求:

1、4 这两款规定的安全保护装置应由压缩机组(指压缩机、原动机及二机的辅机)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。

2 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,放空阀泄放量应等于或大于压缩机的额定排气量。

3 往复式压缩机进出口旁通管道的设置是为了机组排量的调节和机组启机之用。

4.4.11 空冷同水冷对比具有运行维护方便,低能耗以及厂址不受水源限制等优点,尤其对山区、荒漠地区,水资源短缺,故推荐优先选用空冷。

4.5 原油加热及换热

4.5.3 火筒炉或水套炉具有如下优越性:

(1)适合“三化”(预制化、撬装化、组装化)施工,节省现场施工工程量。

(2)结构紧凑,体积小,便于同分离、沉降、缓冲等构成组合设备,简化工艺流程。

(3)抗爆能力强,使用寿命较长。

所以在计量站、接转站中采用火筒炉或水套炉更为适宜。

油气集中处理站、管输油库等站库,由于热负荷大、输油压力高、用热点多,可视具体情况采用火筒炉、水套炉、真空相变炉或热媒炉。

火筒炉是火筒式直接加热炉的简称,是被加热介质在壳体内由火筒直接加热的火筒式加热炉。若精心操作,火筒式直接加热炉有很高的热效率。火筒式直接加热炉的缺点是:

(1)传热面受热不均匀,易出现局部过热区,加剧这些区域的腐蚀和结垢;

(2)易在受热面上结垢,影响传热,甚至堵塞流道;

(3)液体流量很小或停流时,将使液体汽化、烧毁受热面而导致事故。因而,直接式加热炉适用于低压、液体流量稳定、腐蚀性小、不易结垢的场合,并需定期检查和清理受热部件。

被加热介质在壳体内的盘管(由钢管和附件组焊制成的传热元件)中,由中间载热体加热,而中间载热体由火筒直接加热的火筒式加热炉,称为火筒式间接加热炉。中间载热介质为水的火筒式间接加热炉,简称水套炉。壳体在常压下工作的水套炉,简称常压水套炉。水套炉、真空相变炉和热媒炉属于火筒式间接加热炉,其适用范围要比火筒式直接加热炉更为宽泛些。

4.5.4 加热炉台数的确定应考虑:

原油集输中的热负荷冬季与夏季有显著差别,按冬季最大热负荷确定加热设备,到夏季由于负荷减少,可以轮流检修。这样既满足生产要求,又节省了加热设备。多年来各油田基本上均是按这个原则确定加热设备。稠油因其特殊的原油物性,在接转站、脱水站或矿场油库可设备用炉。

计量站加热炉可为1台,但应有在夏季停炉检修时维持生产的技术措施。稠油计量站加热炉一般选2台。

4.5.5 目前,油气集输系统加热炉的负荷率较低,有些加热炉的运行负荷率低于50%,使得运行效率很低。为了提高加热炉的运行负荷率,必须在油气集输工艺设计配置加热炉时,提高加热炉的设计负荷率。配置加热炉时负荷率不低于80%的要求,是根据《油田地面工程设计节能技术规范》SY/T 6420—2016制定的。

4.5.6 多功能合一设备火筒上结垢、积砂和结焦,不仅影响设备

的热效率,还可能由于容器火筒受热不均匀变形烧坏而造成着火事故。而且,多功能合一装置的功能较多,属于多个工艺环节的集成,当火筒烧坏以后会对整个工艺过程产生较大影响。

4.5.7 本条对管式加热炉的工艺管道安装作了规定。

1 当多台加热炉并联或一台炉子有多组炉管时,运行过程中可能产生偏流。严重的偏流会引起管内壁结焦,炉管变形,甚至引起炉管破裂、加热炉爆炸。炉管发生偏流会引起每组炉管出口油温的明显差异。发现这种情况后,可利用阀门进行调节,以防止偏流恶化。因此,要求每组炉管出口单独装温度计和截断阀。

2 当炉管破裂时,采取事故紧急放空和扫线措施,迅速将炉管内存油排除,以减少原油漏失量,降低炉管温度,避免炉管结焦,减轻炉管遭受破坏的程度。

4 在以往的生产实践中,由于突然停电,使炉管内原油停止流动,即使将炉火关掉,由于炉膛的高温会造成炉管结焦。为保护炉管免遭损坏,一般是把站场来油改进外输加热炉,靠自压走油,但当站场来油为含气原油时,进外输加热炉油管道应与站内第一级油气分离器后出油管道连通。

4.5.10、4.5.11 这两条是参照《石油工业用加热炉安全规程》SY 0031—2012 制定的。

4.5.12 本条是参照《石油工业用加热炉安全规程》SY 0031—2012 制定的。如果燃烧器自动停止工作时,燃气阀不能及时有效地关闭,燃气将直接进入炉膛,燃烧器停止工作时间越长,进入炉膛内的燃气越多,待加热炉重新点火时,若炉膛及烟道吹扫不彻底,将有可能发生爆炸,造成安全事故。本条为强制性条文,必须严格执行。

4.5.14 换热器的种类很多,有管壳式、套管式、板式、板翅式换热器等。

在各种换热器中,适应性最大,使用最广泛的是管壳式换热器。在中等压力(4.0MPa 左右)情况下,采用管壳式换热器最为

合适。

管壳式换热器常用的有浮头式和固定管板式两种。两者相比,浮头式的优点是壳体与管束的温差不受限制,管束便于更换,同时壳程可以用机械方法进行清扫。

螺旋板换热器具有传热效率高、结构紧凑、制造简便、价格便宜、不易结垢等优点。由于两种传热介质可进行全逆流流动,传热效率高,且适用于小温差传热,国内可达最小温差为 3°C ,这有利于回收低温热源并可准确地控制出口温度。又由于长径比较管壳式换热器小,使层流区的传热系数变大,适用于高黏度流体的加热或冷却。但存在容易堵塞、检修及机械清洗困难、操作压力受限制的缺点。

稠油换热不宜选用平板式或螺旋板式换热器。

4.5.15 原油集输系统的站场为一年 365 天生产,无计划检修期,且工况不稳定,故提出换热器至少应选 2 台。选 2 台时,备用率可取 50%,当 1 台检修时,另 1 台可承担 75% 负荷。当多台换热器并联安装时,其进、出口管路设计应考虑防偏流问题。

4.5.17 两股流体换热,哪一股走管程哪一股走壳程,应根据流体性质,从有利于传热,减少设备腐蚀,减少污垢积累,减少压力降和便于清洗等方面去选择。一般原则如下:

(1) 流量小的或黏度大的走管程,因可采用多管程获得较大的流速,有利于传热。

(2) 有腐蚀性的流体走管程,以免走壳程时换热器的管程和壳程同时受腐蚀。

(3) 不清洁的易于结垢的流体走管程,便于清洗。壳程不便于清洗。

(4) 压力高的流体走管程,以免壳体受压而增加厚度,多耗钢材,造价增大。

(5) 两股流体温差较大时,宜将膜传热系数高的流体走壳程。壳程雷诺数 >100 即为湍流状态,以提高传热效率。

4.5.19 流速增大时,给热系数增大,同时也减小了污垢在管子表面沉积的可能,从而提高总传热系数,减小传热面积,降低工程投资。但流速增大后,产生的压力降与流速的平方成正比地增加,动力消耗、操作费用相应增加。从介质输送能耗最小来考虑,必须有最适宜的流速。液体常用流速范围:管程为 $0.3\text{m/s} \sim 3\text{m/s}$,壳程为管程流速的一半。《炼油装置工艺设计规范》SH/T 3121—2000 中规定为不宜大于 3m/s 。故提出管内液相介质流速不宜大于 3m/s 。

4.5.21 为使设备通道内的流体达到湍流状态,增加换热效果,流速不宜太低,为此规定流速大于或等于 1m/s 。

5 原油处理

5.1 油气分离

5.1.1 增加分离级数可以改善分离效果,但过多增加分离级数,原油收获量的增加值越来越少,相反分离设备的投资和经营费用上升。因此,分离级数也不应太多,有关油气分离的资料一般都推荐 2 级~4 级。

石油大学出版社出版的《油气集输》(冯叔初等编)中指出,国内外长期实践证明:对于一般油田采用三级或四级分离,经济效益最好;对于气油比低的低压油田(依据地层剩余压力进行油气分离的压力低于 7 大气压)则采用二级分离,经济效益较佳。

原石油工业部科技情报所 1974 年出版的《国外油气分离器及高产油田的分离流程》中综述:处理工艺都采用多级分离,一般采用二级、三级、四级。二级分离大多都用于原油相对密度高、气油比低和自喷压力低的油田;三级分离大多用于原油相对密度中等,中、高气油比和中等井口压力油田;四级分离大多用于原油相对密度低、高气油比和高自喷压力的油田,四级分离也用于需要外输高压天然气或用高压天然气保持油层压力的油田。

5.1.2 立式重力分离器是利用重力作用使液滴从气流中分离下来。油气水混合物经入口分流器初步分离后原油在重力作用下流入分离器的集液区,来自入口分流器的气体向上进入重力沉降区,被气体携带的油滴在该区靠重力沉降至集液区,未沉降的油滴随气体流经捕雾器,在捕雾器内聚结、合并成大油滴,在重力作用下流入集液区。立式重力分离器的一般结构包括入口分流器、重力沉降区、集液区和捕雾器四部分。立式分离器适合于处理含固体杂质较多的油气混合物。在气油比很高、气体流量较小且液体停

留时间较短时,采用立式分离器。

卧式重力分离器的工作原理与立式分离器相同,油气水混合物经入口分流器初步分离后原油在重力作用下流入分离器的集液区,来自入口分流器的气体水平地通过液面上方的重力沉降区,被气体携带的油滴在该区靠重力沉降至集液区,未沉降的油滴随气体流经捕雾器,在捕雾器内聚结、合并成大油滴,在重力作用下流入集液区。集液区具有一定体积,是原油流出分离器前有足够停留时间,同时集液区也提供缓冲容积,均衡进出分离器原油流量的波动,能为下游设备提供较稳定的流量。对于普通油气分离,特别是可能存在乳状液、泡沫或用于高气油比油气混合物时,卧式分离器较经济。

三相卧式分离器,油气水混合物进入分离器后,入口分流器把混合物初步分成气液两相。液相进入集液区,在集液区依靠油水密度差使油水分层,底部为分出的水层,上部为原油和含有分散水珠的原油乳状液层。油和乳状液从堰板上流至油室,经由液位控制的出油阀排出。水从堰板上游的出水阀排出,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 $1/2$ 到 $3/4$ 直径间变化。

5.1.3 重力沉降分离的工艺计算参数:

1 关于分离液滴的最小直径,国内外有关资料的推荐值基本一致,即 $100\mu\text{m}$ 。为保证分离效果,一般要求在分离条件下分出气体中带走的油量不超过 $50\text{mg}/\text{m}^3$,实测说明,只要保证将直径大于 $10\mu\text{m}$ 的油滴从气体中除去,就能达到这个要求。分离器设计时,一般考虑是将大于 $100\mu\text{m}$ 的油滴在油气沉降分离时都能沉降下来,而大于 $10\mu\text{m}$ 的油滴是当气体进入捕雾器时,将之捕集下来。

2 油气分离器既要从气体中分离出液滴,又要从液体中分离

出气泡,所以计算分离器处理能力时,应对处理气体和液体能力分别计算。油气分离器液体处理能力,受液体性质和操作条件影响较大,从理论上计算分离器处理液体的能力比计算处理气体的能力更困难。因此在计算液体处理能力时,只满足液体在分离器中有足够的停留时间。液体在分离器中的停留时间等于分离器中的存液容积除以液体的流量。美国石油学会标准《油气分离器规范》API Spec 12J R(2009)中规定,两相分离器内液相停留时间的基本设计参数见表1。根据大多数的使用经验,两相分离器中的液相停留时间取 $1\text{min}\sim 3\text{min}$ 的范围就已足够,对于起泡原油,所需停留时间为 $5\text{min}\sim 20\text{min}$ 。

表1 油气分离器内的液相停留时间

原油相对密度		停留时间(min)
$^{\circ}\text{API}$	$\rho_o/\rho_w(15.6^{\circ}\text{C})$	
>35	<0.8467	1
20~30	0.9314~0.8762	1~2
10~20	1.0000~0.9340	2~4

3 在油气混输时,工艺方面影响分离效果的诸因素中,最本质的因素是物流的波动。所谓波动,就是气液流在集油管流动过程中,在其长度方向出现的气液段塞流,这种气液段塞流会交替地进入分离器。在液体段塞到来时,分离器出现的是短时间液体过载;气体段塞到来时,分离器出现的是短时间的气体过载。为了消除物流的不均匀性,以保证分离装置的正常工作,安装分离器的实际台数应为计算台数的 1.5 倍~ 2 倍。因此暂取物流波动系数为 1.2 倍~ 1.5 倍。

5.1.4 按照实际生产情况,油气分离器检修工作量较小,能够长期连续运行。但是,由于清砂,仪表维修等因素,分离设备需不定期停运,因此规定分离设备一般应不少于 2 台,当一台停运时,另一台可以维持生产。以往的生产实践证明,当含有大量气体的原油直接进入事故油罐时,会引起油罐严重振动,对油罐造成损害。

特别是一旦大量气体从油罐散入大气,蔓延到整个场区,会造成不安全因素。因此不应允许未经分离的油气混合物直接进入事故油罐。所以对设事故油罐的站,仍要求分离设备一般应不少于2台。

5.2 原油除砂

5.2.2 新疆油田水力冲砂时喷嘴喷射速度为8m/s,胜利油田为5m/s~10m/s,国外经验为6.5m/s~8.9m/s,本规范取5m/s~10m/s。每个喷嘴喷水强度不应小于 $0.8\text{m}^3/\text{h}$,由生产经验确定。

5.2.5 采用水力冲砂或旋流除砂工艺的分离设备,尽管单独设置了沉砂腔和出油腔,但仍然会有一部分砂子进入出油腔,如果不及及时排出,沉砂将会影响出油。因此,要求在出油腔采取必要的搅动措施防止沉砂,使进出油腔的砂子随油进入后续设备进一步处理。

5.2.6 砂的收集处理可以在本站就地处理,或多个站集中处理,也可由第三方处理。

5.3 原油脱水

5.3.1 原油脱水方法有热化学沉降脱水、电化学脱水等多种。每种方法都有自己的特点和适用范围。因此,脱水工艺应根据原油性质、含水率、乳状液的乳化程度及采出液中三次采油驱油剂的类型和含量、破乳剂性能等,通过试验和经济对比确定。试验内容包括:

(1)原油、水物性测试:测试原油、水黏度随温度的变化关系,测试油水相对(质量)密度随温度的变化关系。

(2)乳状液性质测试:测试判断乳状液类型,测试乳状液稳定性及受化学药剂种类和含量的影响,测试乳状液的介电常数和击穿场强。

(3)破乳剂研制(筛选)试验:研制或筛选经济有效的破乳剂。

(4)进行含水原油的静置分层试验:评价破乳剂加入浓度、脱水温度、沉降时间对沉降脱水效果的影响,给出热化学沉降脱水可

行性报告。

(5)进行原油电化学脱水模拟试验:评价破乳剂加入浓度、脱水温度、供电方式、极板布置方式、脱水场强等对原油脱水效果的影响,给出脱水电流随时间变化的关系,给出原油电化学脱水可行性报告。

根据上述试验结果,设计不同的脱水工艺,进行经济对比后确定脱水工艺方案。

5.3.2 脱除游离水通常用化学或热化学沉降方法,并采用斜板、聚结材料、管道化学破乳、沉降等措施提高设备处理能力。

处理乳状液主要采用热化学方法和电化学方法,原油性质较好时可采用热化学方法,高黏原油、乳化特别严重的原油则需采用电化学方法。

我国多数油田的原油黏度和密度较高,乳状液的处理比较困难,一般采用电化学方法处理乳状液。大庆油田多年来一直采用热化学沉降脱除游离水和电化学处理乳状液的两段脱水工艺,对这种脱水工艺积累了较多的经验,处理常规稀油乳状液采用平挂电极电脱水器,处理聚合物驱乳状液采用竖挂电极电脱水器。而且电脱水工艺耗电较少,处理1t净化油耗电仅为 $0.2\text{kW}\cdot\text{h}$ 。随着西部油田的开发建设,出现了一些低密度、低黏度原油,热化学处理乳状液工艺技术得到发展,如东河塘、石西油田已采用两段热化学沉降脱水工艺。采用高效三相分离器或高效压力沉降罐进行热化学脱水,在能够满足脱水要求时,经济效益是较好的。

采用常压热化学沉降脱水,沉降时间较长(一般处理常规稀油沉降时间9h~24h,处理稠油一段沉降时间6h~24h,二段沉降时间10h~40h),沉降罐投资较大,占地面积较大。但由于有些稠油密度大、黏度高,电脱水的作用效果不好,只能采用常压沉降进行脱水。

总之,原油脱水工艺方式的选择要根据各油田生产实际和原油物性特点等,通过技术经济对比确定。

5.3.3 原油脱水工艺流程如下:

(1)整个化学沉降脱水包括注入破乳剂、混合、聚结、沉降四个步骤。这四步又可分为两个相对独立的阶段:

①在液流呈紊流状态时,在破乳剂作用下,使乳状液部分地破坏和水滴聚结。

②在静止或液流明显地呈层流状态时,使油水分离。

这两个阶段要求液流处于两个截然不同的流动状态。显然一般沉降罐不能兼有上述两种作用。经过计算和试验,证明第一阶段可在矿场集输管道内完成,第二阶段可在油罐内进行。

(2)原油脱水可采用污水回掺的工艺流程,即电脱水器排出污水与来油混合进沉降罐,通过一些油田的生产实践,污水回掺有以下几个作用:

①加热原油。电脱水器脱出污水与站外来的含水原油有 $10^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ 的温差,混合后,使进沉降罐原油温度升高,有利于提高化学沉降效果。

②冲洗破乳。水珠相遇会产生碰撞聚结,用大股水掺入含水原油中,会使原油中大颗粒的水珠并入掺水中实现“以水脱水”,即水洗作用。

③冲洗除砂。原油中的泥砂粒径多在 $0.01\text{mm}\sim 1.0\text{mm}$,悬浮在黏度较高的原油中不易沉降分出。用热水搅拌冲洗,由于水的黏度远小于原油,砂粒迅速下降分出。

为了充分发挥水洗作用,掺水点距沉降罐应有一定的距离,一般宜大于 50m 。

当采用接转站沉降放水时,将电脱水排出的污水输到接转站回掺,是很不合理的。另外,当原油含水较高时(例如 70% 以上),污水回掺的作用不如低含水时显著。因此,在具体工程设计时,是否采用污水回掺,应结合原油集输系统的流程和布局,并经过经济对比确定。

5.3.4 稠油黏度大,油水密度差小,且油水自乳化倾向强,采用热化学沉降脱水时通常需要较长的沉降时间,因而适宜采用容积较

大的常压沉降罐。

特稠油及超稠油黏度更大,油水密度差更小,油水自乳化倾向极强,微弱的扰动都会影响脱水效果,辽河油田对于此类原油采用二段热化学沉降脱水,其中第二段脱水采用静态沉降工艺,取得了较好的效果。

污水回掺有以下几个作用:

(1)确保输往污水处理站的污水含油指标稳定。静态沉降脱水采用泵抽底水工艺,出水口设在沉降罐的底部,抽底水泵操作时,随着罐内油水界位下降,抽出污水含油量增加,操作不当时甚至会造成抽出原油情况发生,将这部分污水回掺,可避免输往污水处理站的污水含油指标不稳定情况的发生。

(2)加热原油。通常第二段沉降脱出污水与站外来的含水原油有 $20^{\circ}\text{C}\sim 30^{\circ}\text{C}$ 的温差,混合后,使进沉降罐原油温度升高,有利于提高化学沉降效果。

(3)药剂回用。采用水溶性破乳剂脱水时,第二段热化学沉降脱出污水中会溶解较多的破乳剂,污水回掺后这些破乳剂将在一段脱水中重复利用。

5.3.5 对于轻质及中质原油,为避免油气挥发,脱水工艺应立足于密闭流程和设备。进入常压沉降脱水罐的不稳定原油,因含有大量的挥发气体,所以应选用固定顶油罐。

5.3.6 本条是原油脱水工艺参数应符合的一些规定。

3 油水沉降时间

沉降时间指沉降罐内沉降段的有效容积和单位时间处理液量的比值。当油、水汇管靠近罐顶与罐底时,可近似为沉降罐全容积和单位时间处理液量的比值。常压沉降脱水罐的沉降时间应根据原油性质、乳状液的乳化程度、含水率、脱水罐的结构等的不同,通过试验确定。

压力密闭沉降罐多数为卧式容器,其沉降面积随油水界面的升降而改变,故在设计上采用沉降时间比采用表面负荷率更确切。

卧式压力沉降罐的沉降距离基本上是一定值,采用沉降时间可以反映沉降罐的效能。当采用卧式压力沉降罐脱水时,热化学脱水沉降时间一般为 10min~30min,电化学脱水沉降时间一般为 30min~60min。处理聚合物驱采出原油时,沉降时间可根据实际情况适当延长。电化学脱水沉降时间的设计见《原油电脱水设计规范》SY/T 0045—2008。热化学脱水沉降时间的设计主要参照下列资料:

(1)20 世纪 80 年代初,河南油田双河联合站的“三合一”设备,采用平流式沉降分水罐。沉降部分有效容积为 26m³,按六组数据平均处理量(90m³/h)计算,沉降时间仅 18min,较长的沉降时间是 24min,进口原油含水 60% 上下,出口原油含水小于 20%。该站集油采用双管掺活性水流程。后来,河南油田设计院不断改进沉降分水罐结构,脱水能力进一步提高,有些脱水罐的油水总沉降时间可以降至 10min。

(2)据国外资料,对一般原油(包括经加热的重黏原油),油水混合液的沉降时间为 3min~15min。如奥地利邵克钦油田接转站上的加热、分离、沉降“合一”设备,采用空罐沉降脱水,将含水 70%~90% 的原油脱水到 10% 以下,沉降时间仅 16min。据情报资料,国外游离水脱除器的沉降时间为 2min~24min。

(3)按照美国石油学会标准《油气分离器规范》API Spec 12J R(2009)中规定,在三相分离器中液相的停留时间见表 2。

表 2 三相分离器内的液相停留时间

原油相对密度		温 度		停留时间(min)
°API	$\rho_o/\rho_w(15.6^\circ\text{C})$	°F	°C	
>35	<0.8498	—	—	3~5
<35	>0.8498	>100	>37.8	5~10
		80~100	26.7~37.8	10~20
		60~80	15.6~26.7	20~30

4 进电脱水器的原油含水率

在热化学和电化学两段脱水的处理流程中,首先需要确定进

入电脱水器的原油含水指标,即一段热化学沉降脱水把原油含水降到多少较为合理。这不仅影响电脱水器和加热炉负荷,还影响到一段沉降设备的结构形式和数量。因此,这一指标应综合考虑沉降脱水和电脱水两个方面来确定。

原油含水包括游离水和乳化水两部分。乳化水沉降速度十分缓慢,只靠重力自然沉降,不能将乳化水脱下来。按照斯托克斯公式计算,原油黏度为 30mm²/s 时,大于 300μm 的水滴 5min 可以分离出来,100μm~300μm 的水滴,分离时间要 45min 到 3h。把油水混合物试样静止置于试管内,观察油水分层情况,水层厚度 h_w 随沉降时间的延续而增加,原油内含水率降低,如图 1 所示。开始水层厚度随时间迅速增加、原油含水率迅速降低,一段时间(各种不同密度的原油,油水混合物性质不同,时间长短不一,一般为 3min~20min)后水层厚度基本不再增加,原油含水率的降低趋于平缓。此时已分出的水称游离水,水层上方为水含量较多的油水混合物称油水乳状液,顶层为含少量水的原油。

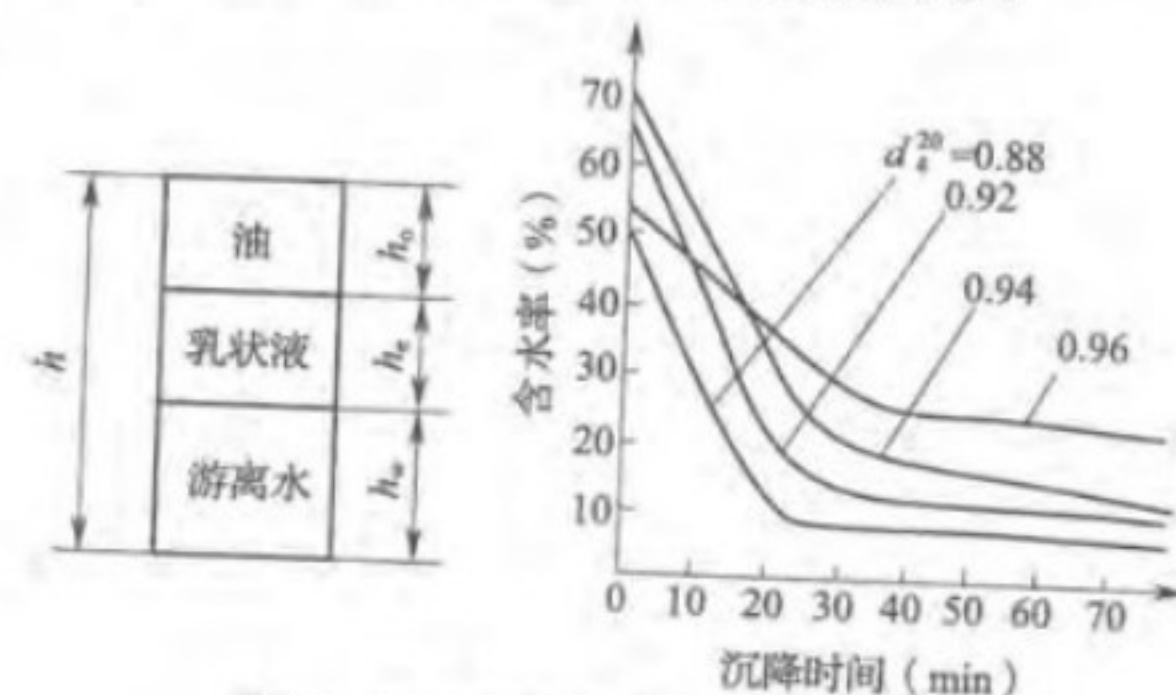


图 1 含水率随沉降时间变化关系

上述计算和理论分析,已为沉降罐分层取样资料所证实。将沉降罐分层取样分析的原油含水率作为纵坐标,以沉降时间为横坐标,作出沉降时间与沉降效果关系曲线,多数曲线具有明显的折点。以大庆中三站为例,原油沉降的开始阶段,大量的游离水迅速地沉下来,30min 之内含水由 50% 降到 13%,再延长沉降时间,虽

然含水率还在降低,但由于基本上是乳化水或小颗粒的游离水,沉降速度已十分缓慢,经过 70min 含水率才下降 2 个百分点。

上述分析和实测资料说明,当采用热化学沉降法和电化学法两段脱水时,沉降脱水与电脱水有一合理的含水率界限。用沉降法脱除游离水比较有效,乳化水用电化学法脱除比较经济。沉降时间与沉降效果关系曲线的折点一般就是沉降罐出口比较合理的含水率。由于原油性质、流动过程、破乳方法的不同,各油田不同地区的原油乳化程度差别较大,各条曲线的折点也有所不同。从大庆油田大罐沉降的实测数据看,折点所对应的含水率大多数为 10%~20% 之间。

按照原油电脱水的生产实践,在电极结构合理、采用可控硅自动调节供电电压、原油含水率在 30% 以下时,电脱水器均可以平稳运行,产品质量符合要求。

5.3.7 卧式压力脱水设备包括卧式压力沉降罐和电脱水器。

沉降脱水器单台处理能力一般按液量核算。电脱水器的处理能力是指在一定含水率波动范围内的净化油生产能力,这一能力不随含水率的变化而变化。脱水设备的设计处理能力是按试验的最大处理量,并留有适当的余地确定的。这是考虑到长期生产中控制参数和破乳剂质量可能发生波动,电脱水器还要考虑保证净化原油质量稳定,留有适当裕量。

在原油生产中,卧式脱水设备进行检修、除垢、清砂等作业,一般在 3d 内可以完成。在短时间内,采用提高脱水温度,改善热化学沉降脱水效果,加大破乳剂用量,加强操作管理,可以超过设计处理能力 20% 运行,脱水质量不会有明显变化。

考虑上述因素,条文中提出:“当一台脱水设备检修,其余脱水设备负荷不大于设计处理能力(额定处理能力)的 120% 时,可不另设备用;若大于 120% 时,可设一台备用。”

由于原油性质的差别和单台脱水器处理量的不同,我国各油田电脱水器的耗电量有很大差别,每台脱水器对脱水站供电负荷

相平衡的影响程度也不一样。所以条文中仅提出,在确定电脱水器工作台数时,应考虑到电负荷的相平衡因素,至于是否要求脱水器台数必须是三的倍数,可按脱水站供电负荷相平衡情况确定。

5.3.8 本条是添加破乳剂应符合的一些规定。

1 考虑破乳剂加入部位,既要注意充分发挥破乳剂的效能,又要考虑方便管理。多年来,人们曾在井口、计量站、接转站、脱水站等集输流程的各部位加过破乳剂。从发挥破乳剂最佳效能来讲,在油井井口加入破乳剂可从根本上抑制油包水型乳化液的生成;若在计量站或接转站加入,可起“破乳降黏”作用,其效能已为管道化学破乳脱水所证明;若在脱水站加入,那就只起破乳作用。从管理的角度出发,在脱水站加入最方便,在接转站加入一般还是可行的,在井口加破乳剂,由于受交通、气候、破乳剂溶液配制等条件限制,在管理上有很多实际困难。条文中对破乳剂加入地点未作硬性规定,可按照充分发挥破乳剂性能,又方便管理的原则,结合工艺流程,按具体情况确定。无论在哪里加入,都要保证破乳剂与含水原油在进入脱水容器之前充分混合。根据油田原油脱水的实践经验,当采用脱水站加药时,破乳剂应尽量在进站阀组处加入,加入点距脱水容器一般不小于 50m,并应设静态混合器以确保破乳剂与含水原油的充分混合。

3 破乳剂的加入方式。以前曾采用天然气压送,用计量泵或比例泵输入几种方式。天然气压送方式,由于天然气压力变化、阀门调节误差等原因,破乳剂加入量经常发生波动,浪费破乳剂,影响脱水效果,不宜采用。计量泵体积小,维修工作量较小,近几年已逐渐取代比例泵。因此,一般宜采用计量泵定量、连续、均匀地将破乳剂加入含水油管道。

5.3.10 聚合物驱采出原油的脱水与水驱采出原油相比,难度有较大幅度的提高,尤其是脱后污水含油量较高。因聚合物属亲水性表面活性剂,对 W/O 型乳状液具有一定的破坏作用,阻碍 W/O 型乳状液的生成,却有助于 O/W 型乳状液的生成致使污水含油

量较高;聚合物使水相黏度增大,影响水层状态,使水中的油不易分离,造成污水含油量较高。大庆北十三联合站是专门处理聚合物驱采出液的联合站,在设计中,输往污水处理站的脱后污水含油量指标在 3000mg/L 以下,污水处理站运行良好。

根据辽河油田经验,对于普通稠油处理站,油系统出水含油量指标控制在 1000mg/L 较为容易。对于特稠油、超稠油处理站由于油水密度接近,油系统出水含油量指标较难控制,如辽河油田冷一联合站油系统出水含油达 3000mg/L,特油公司二号处理站油系统出水含油达 4000mg/L。

5.3.12 老化油的产生受诸多因素的影响,主要来源于几个方面:①从脱水系统的污水沉降罐和污水处理系统的沉降除油罐中回收的污油;②三次采油形成的乳化液颗粒;③钻井、作业及原油输送过程中形成的乳化液;④回收的落地油;⑤细菌作用下产生的含油悬浮物。

老化原油是原油生产和处理过程中,在药剂、机械杂质、胶质沥青质、细菌、空气、循环剪切等因素的作用下长期积累形成的,乳化状态稳定的,采用常规药剂和处理方法无法处理的,对原油脱水系统有较大影响的原油乳状液。

老化油大都集中在沉降罐、污油池、污水站内,以油—水中间过渡层等形式存在,并且在站内不定期地循环,占用了沉降罐、电脱水器等脱水设备的有效容积,降低了原油脱水设备的利用率,增大了原油沉降脱水的难度,影响了原油电脱水器的安全平稳运行及其脱水效果。给脱水站的运行管理带来了很大的困难。老化原油宜单独处理。

当老化油数量较少,对系统影响不大时,可以采用现有的工艺进行回掺处理,但是需要密切监测联合站的运行参数,防止老化油的数量增加,影响联合站的稳定运行。当老化油数量较多,对联合站的运行产生了较大的影响时,需要建设独立的老化油处理系统,对联合站老化油进行连续处理。

5.4 原油稳定

5.4.1 原油稳定的目的在于降低原油在储运过程中的蒸发损耗,合理利用油气资源、保护环境、提高原油在储运过程中的安全性。原油蒸发损耗低于 0.2% 时,已经达到现行行业标准《油田地面工程设计节能技术规范》SY/T 6420—2008 的控制指标,此时原油中 $C_1 \sim C_4$ 的轻组分含量通常小于 0.5%,进行稳定处理经济效益差。如果没有蒸发损耗的实测数据,可以根据原油中 $C_1 \sim C_4$ 组分的潜含量确定是否进行原油稳定,当潜含量低于 0.5% 时,可不进行稳定处理。

5.4.2 稳定前的原油集输和处理工艺过程必须密闭是对井口至联合站的集输和处理流程而言。这段流程严禁中间开口,否则轻组分损耗很大,以至失去原油稳定的意义。

5.4.3 原油稳定装置与原油脱水净化和外输有着密不可分的关系。这些装置应统一规划,集中设置,不但可以共用水、电、热及污水处理等公用工程,而且可以减少物流、热流往来过程中间环节,合理利用能量,降低综合能耗。

5.4.4 原油稳定的深度是指对未稳定原油中 $C_1 \sim C_5$ 的提取程度。提取的越多,则稳定程度越高。由于原油饱和蒸气压主要取决于原油易挥发组分的含量,所以用最高储存温度下的原油饱和蒸气压来衡量原油稳定的深度。

从降低原油储运过程中蒸发损耗的角度考虑,稳定原油的饱和蒸气压越低越好。但追求过低的饱和蒸气压,不仅会使投资增大,成本升高,经济效益下降,而且会使稳定原油数量减少,还会使原油中 C_6 及 C_6 以上重组分携带率增大,减少原油中汽油馏分的潜含量,造成原油的品质下降。

本规范要求,稳定原油在最高储存温度下的饱和蒸气压的设计值不宜高于当地大气压的 0.7 倍。从理论上分析,当稳定原油的饱和蒸气压等于当地大气压时,用浮顶罐储存,并实现全密闭输

送,是可以把原油的蒸发损耗降到最小。考虑到国内油田集输站场生产作业、事故储存的需要,原油储罐多采用拱顶罐,并且原油储运过程中有相当数量的原油通过铁路运输,同时考虑到原油稳定装置实际运行会有波动,饱和蒸气压设计值比保证值要低一些,因此,稳定原油在最高储存温度下的饱和蒸气压设计值不宜高于当地大气压的 0.7 倍。

5.4.5 在达到规定的原油稳定深度的前提下,采用合理的稳定方法,对降低能耗、取得较高的经济效益是非常重要的。究竟采用何种方法,应根据原油的组分、物性数据、原油稳定的深度及产品要求,对产品收率、能量消耗、操作费用、基建投资、经济效益诸方面进行综合对比分析后,选择最佳方案。

(1) 负压闪蒸工艺和正压闪蒸工艺(有压缩机)的投资相差不大,但单位原油处理能耗负压闪蒸比正压闪蒸低。同时,负压闪蒸的组分切割精度高,提取的轻烃中原油重组分携带少,产出轻烃量少。但原油轻组分含量较高时,负压压缩机的排量增加,会增大投资和能耗。因此,原油轻组分含量不高时,优先选择负压闪蒸工艺。

(2) 正压闪蒸工艺需要提高原油的温度才能使稳后原油蒸气压指标达到要求,单位原油处理能耗较高。同时,由于组分切割精度不如负压闪蒸,提取的轻烃中原油重组分携带量大,相应产出轻烃量大。在原油中 $C_1 \sim C_4$ 的轻组分含量大于 2.5% (质量分数) 时,宜选择正压闪蒸。在原油中 $C_1 \sim C_4$ 的轻组分含量不大于 2.5% (质量分数) 时,若对轻烃产品收率有一定要求,或原油稳定气可不经压缩机升压直接进入与其相邻的天然气处理系统,也可考虑采用正压闪蒸。

(3) 分馏工艺的组分切割精度高,可达到较高稳定深度,投资和单位原油处理能耗也是最高的,在凝析油处理中普遍采用。对于轻组分含量高的原油,当对原油组分分离的精度要求较高、稳定深度较深时,可考虑选择分馏工艺。

5.4.6 原油的组分很复杂,很难用纯组分把它分析清楚,应由原油中轻组分含量和原油蒸馏标准实验数据拟合而成。采用虚拟组分法来描述原油的组成是目前国内外的习惯做法。蒸馏标准实验数据的每一馏分可以认为是一个虚拟组分,每一馏分的物性(相对分子质量、密度等)就是这一虚拟组分的性质。这样就把原油处理成由若干个与纯组分相似的虚拟组分组成的混合物。原油中的轻组分含量可采用气相色谱法分析。

5.4.7 原油稳定装置的设计能力宜根据油田开发预测资料合理确定。装置处理量的波动范围设计过宽有很多弊病,各种设备在低效率下工作,能耗高。尤其是加热炉,炉管里的流速很低,会使油在炉管里结焦,以至于堵塞炉管。因此推荐波动范围为 80%~120%。在工程适应期内,装置负荷率不应低于 60%。

5.4.8 原油稳定装置设进油总管自动关断阀和事故越装置旁路是为了停产或装置发生事故时,停止进料,未稳定原油转往下游的事故油罐。旁路的未稳定原油不应进浮顶罐。

5.4.9 原油稳定装置生产的气相富含 C_3 、 C_4 , 不应直接作为燃料,应就近输入天然气处理系统。

5.5 油罐烃蒸气回收

5.5.1 油罐烃蒸气回收不能认为是原油稳定的方法,而是降低油气损耗的一种措施,也是实现密闭储存的一种手段。结合原油组分、原油产量及当地气温等情况,若采用烃蒸气回收以后的原油能满足储存要求,也可不再进行稳定。

5.5.2 罐顶装设安全阀是防止油罐在排油、进油过程中造成憋压及负压的措施。

5.5.3 液压安全阀是呼吸阀失效时的保护措施,《石油储罐附件 第2部分:液压安全阀》SY/T 0511.2—2010 规定其吸气启动压力值为 -490Pa,对其排气启动压力则给出多个等级,不论选择哪个等级压力值,均应大于呼吸阀排气工作压力。

5.5.4 油罐抽出气量,因原油组分、溶解气系数、操作温度、压力的不同变化较大,所以计算的出气量误差有时也较大。因此,在选用抽气压缩机时,根据实际情况,考虑一定的裕量是必要的。同时,由于油罐的抽气量最终是由原油处理量决定的,很多油田,特别是稠油油田,原油处理量达到设计处理规模也就2年~3年时间,多数年份原油处理量比设计规模要低很多,因此,压缩机抽气裕量也不宜过大,建议按设计排量的1.5倍~2.0倍取值。

最大瞬时气量中应计入最大溶解气量、水蒸气量以及可能从末级分离随油带出的气量。若有低液位报警并能自动切断出油阀时,则可少计或不计分离器带出的气量。

5.5.5 罐区内罐与罐之间的抽气管道宜连通。油罐数量多时可适当分组,以减少抽气能耗。但应校核各管道的压力降,注意其连接方法,避免造成抽气压力不均,保证各罐的压力平衡。管道压降应尽量低,一般不高于200Pa。

5.5.6 抽气管道设计时不应有液袋,目的是为防止压缩机进液,保护压缩机。

5.5.7 原油进罐前的分离器应有可靠的液位控制措施。采取这项措施的目的,是为了防止气相窜入油罐,对抽气装置产生冲击。

6 天然气处理

6.0.1 天然气处理包括原料气增压、天然气净化(脱水、脱 H_2S 和 CO_2)、天然气凝液回收、外输气增压等工艺过程的组合,原料气温度、压力和组成条件的不同,下游用户对天然气烃水露点、组分、压力要求的不同,以及对天然气凝液产品要求的不同,决定了天然气处理总流程有各种不同的工艺过程组合方式。这些工艺过程的组合整体上作为一套处理装置,应统一布局,宜集中布置。

6.0.5 集输系统上游油气分离器来气携带原油量大,需要设除油器对其分离,除油器应有足够的液体缓冲时间,否则易造成装置进料气压缩机入口滤网堵塞、气缸进液,当来气输送距离远时,更需要分离器有较好的分离、缓冲功能。天然气含固体粉尘杂质较多且较难分离时,应增加除尘净化设施,如在重力分离器之后设过滤分离器、网状过滤器等。

6.0.6 对于天然气处理装置由气体而引起的火灾,扑救或灭火的最重要的最基本的措施是切断气源。为此,在装置的进气总管上设置自动紧急关断阀,是确保在事故发生时能迅速切断气源的重要措施。为确保原料天然气系统的安全和超压泄放,在装置自动紧急关断阀前或上游集输系统应设置自动紧急放空阀或安全阀。

6.0.9 天然气脱水工艺应根据油田油气集输系统的实际情况进行选择,按照天然气处理总工艺流程要求,综合考虑脱水原料气温度、压力和组成条件,以及天然气凝液回收工艺或下游用户对天然气水露点要求,合理确定脱水工艺。

6.0.14 天然气凝液回收装置采用的脱水工艺有两种方式,一种是前端设脱水装置,如分子筛脱水装置或甘醇脱水装置,其脱水后露点要求与管输要求的原则相同,要求比最低制冷温度低 $5^{\circ}C$;另

一种脱水方式是天然气低温分离同时脱水脱烃,对于不要求高的轻烃收率、仅对天然气进行露点控制的场合,此种工艺应用较为普遍,需要加入水合物抑制剂进行防冻,水合物抑制剂的浓度要保证水合物形成温度比最低制冷温度至少低 3°C 。

7 原油及天然气凝液储运

7.1 原油储存

7.1.1 钢制油罐具有造价低、施工快、防渗防漏性好、检修容易、占地小等优点,故要求储油罐采用钢制油罐。

油田内部未稳定原油罐主要包括原油脱水罐、稳定装置供油罐、事故油罐及储油罐。进入油田内部未稳定原油作业罐的未稳定原油,因含有大量的挥发气体,所以应选用固定顶油罐。

对于单罐容量为 10000m^3 及以上的稳定原油储罐采用浮顶罐可以安全储存,并可以显著降低油气损耗。但是,若用浮顶油罐储存含有较多挥发气体的不稳定原油,则不能控制油气损耗,而且由于降压产生的大量闪蒸气容易破坏浮顶罐的密封结构,情况严重时甚至会发生密封结构破坏、浮顶沉没等故障。

7.1.2 通常,各油田外输原油储罐是设在矿场油库的,但根据各油田油气集输系统布局的不同,有的油田也将原油储罐设在距离矿场油库或外输首站较远的集中处理站。

7.1.3 油田原油储罐主要包括下列油罐:

(1)集中处理站的原油储罐;

(2)矿场油库的原油储罐;

(3)属油田管理的输油管道首站和末站的原油储罐(中间站油罐不计作原油储罐)。

我国的输油管道大部分归管道专业公司统一管理,有少数几条地区性的管道由油田管理。由于各油田情况不同,要严格区分油田内部管道和油田外部管道是十分困难的,不少油田输油管道首站就是矿场油库,并且原油储罐的合理使用和油量调配同管辖权有密切关系。所以把归油田管辖的输油管道首站和末站(主要

是火车装车油库)油罐计入油田原油储罐,而不属油田管辖的输油管道上的油罐不计作油田原油储罐。

计算油罐容量有两种方法:一种是用年周转量和油品在一年或一个月的周转次数来确定油罐容积,这种方法多用于储备油库和商业油库。另一种方法是按年输油量和储存天数来确定油罐容积。近年来,炼油、港口、管道、油田等企业均采用这种方法。本规范仍采用储存天数来计算油罐容积。

7.1.4 储罐容量在使用上可分为下面三种情况:

(1)名义容量。即油罐理论容量,它是按油罐整个高度计算的。一般设计油罐时,是以这个尺寸计算容量,选择油罐的高度 H 和直径 D 。

(2)储存容量(实际容量)。油罐储油时,实际上并不能装到油罐的上边缘,最多只能装到极限液位,以保证储油安全。当油罐下部有加热设备时,还应减去加热设备占去的容积。油罐对应于极限液位的容量便是储存容量。油罐的极限液位取决于下列因素:

1)不同种类的油罐本身的结构特点。对内浮顶罐,应考虑在不碰撞固定顶时内浮顶能达到的最高高度。对外浮顶罐,应考虑在浮顶密封与罐壁接触条件下,浮顶能达到的最高高度。现行行业标准《原油及轻烃站(库)运行管理规范》SY/T 5920—2007规定,浮顶油罐的极限液位为浮船挡雨板最高点低于罐壁上沿30cm。对有二次密封的内、外浮顶罐,应考虑二次密封不超过罐顶边缘时,浮顶能达到的最高高度。

2)保证油面上的泡沫盖层有足够的厚度。现行行业标准《原油及轻烃站(库)运行管理规范》SY/T 5920—2007规定,极限液位为泡沫发生器接口最低位置以下30cm。

3)储存油品因温度变化、体积膨胀引起的液位升高。如稠油、起泡原油等。

(3)作业容量。油罐使用时,出油管下部的一些油品并不能发出,成为油罐的“死油”。因此,油罐在使用操作上的容量比储存容

量要小,它的容量是储存容量减去油罐“死油”得到的。油罐“死油”的大小可根据出油管的高度决定。

当运行安全比较保险时,根据现行行业标准《原油及轻烃站(库)运行管理规范》SY/T 5920—2007规定,安全液位的上限无论是固定顶油罐还是浮顶油罐,应低于极限液位100cm。主要是考虑进油的速率及关闭进油阀门所需时间内的液位升高等因素。

原油储罐储存系数,指油罐储存容量和名义容量之比。

通常稠油拱顶罐储存系数为0.75,浮顶罐为0.80。但根据对各稠油油田的调查,目前各油田的稠油处理及储存温度较高,稠油发泡现象并不普遍,因而本规范对稠油储罐储存系数不作特殊规定,仅规定当油罐中储存起泡原油时,固定顶油罐可取0.75。一般情况下,起泡原油不宜储存在浮顶油罐中,若储存于浮顶油罐,其储存系数可取0.80。

7.1.5 管道输油受气候及其他外界因素影响较小。因此,对于原油以管道外输为主的油田,其储备天数可以比铁路及公路运输少一些。铁路及公路外运受气候和外界条件的影响较大,如暴风、大雪、洪水、路况等。另外,铁路是各种货物混合运输,原油外运情况还受在铁路货运中所处的地位及铁路货运调度安排的影响,因此以铁路外运为主的油田,其储存天数应比管输多。此外,原油储存天数还受炼厂检修、管道事故抢修等因素影响。

大庆油田的实际储存天数,20世纪60年代为4d~5d,70年代为2.4d~3d,1983年以后储存天数增加到3d~5d。大庆油田在1971年之前以铁路外运为主,1972年以后以管输为主。原油外输经过地震、暴风雪、火车故障、管道大型动火、原油价格下跌等不正常情况,出现了几次油田储罐全部装满的紧急状况。

90年代初建设的东河塘油田集中处理站,原油外输能力 $100 \times 10^4 \text{ t/a}$,有 5000 m^3 拱顶储油罐3座,储存天数为4d。

根据调研,2002年新疆油田原油储存天数为9.2d,吉林油田

原油储存天数为 12d, 河南油田原油储存天数大于 30d, 长庆油田原油储存天数为 12.1d, 冀东油田(铁路外运)原油储存天数为 18.1d。胜利油田目前储存天数为 8d, 规划“十五”末达到 15 天。

考虑对生产管理的影响情况, 为了避免原油外输过程中出现问题对原油生产造成影响, 根据以往的经验 and 目前现状, 本次规范编写时只给出了能够维持油田正常生产时的最低储存天数。

在当前加强社会主义市场经济建设的形势下, 石油企业的原油生产和销售加大了市场化运作的力度。而且在加入 WTO 以后, 国内石油市场的产、供、销受国际石油市场的供销关系和价格波动的影响较大。因此考虑各原油生产企业为缓解油价波动和市场供需波动的冲击, 增加原油生产的平稳性和获取更大的经济效益的需要, 各原油生产企业可以根据自己原油生产的实际情况、投资情况以及在经济效益方面的追求, 经过认真的研究和论证, 去决策原油储存设施的建设需要。

另外, 从国家石油战略安全角度考虑, 需要大大加强石油战略储备工程的建设。国际能源机构建议, 石油储备的规模应相当于 90 天的净进口油量。对于石油储备, 国际上的通行做法是采用国家战略储备和企业商业储备相结合的模式。石油储备油库的建设和管理要加强市场运作, 应由国家储备和企业储备同时并举, 而且按 1:2 的比例, 促使企业储备量要大于国家储备。因而应鼓励原油生产企业加大原油储备设施的建设。

7.1.6 原油脱水站、集中处理站事故油罐的设置应考虑:

(1) 原油脱水站、集中处理站在采用压力密闭脱水和压力密闭外输以后, 单纯从油气集输工艺本身考虑可不设事故油罐。考虑到下列因素, 这些站应设一定量的事故油罐。

1) 我国油田原油集输几乎全部以电为动力, 由于自然灾害(如大风雪等)、供电事故及其他原因, 这些站的停电现象不可避免;

2) 由于站内或外输油系统检修、动火焊接连头等原因, 会要求短时间停产或减少外输量, 在油田改、扩建时这种情况会经常出现。

如果不设事故油罐, 一旦发生上述情况, 将造成油田大面积停产或大量放油, 后果严重。

(2) 决定事故油罐容积的主要因素是供电故障处理和检修时间的长短。现分述如下:

据调查, 一般的供电故障几个小时即可解除。油田上发生的几次严重的停电故障, 一般在 1d 之内恢复供电。

油田管道维修时动火焊接, 一般是利用夜间扫线 8h~12h, 白天进行动火。经调查了解辽河油田曙一联、新疆油田二油库的几次大型动火情况, 在 24h 之内可以完成。从生产实践看, 大庆喇嘛甸油田的喇一联、喇三联的事故油罐容积, 为该站 18h~24h 的设计油量, 已连续运行多年。

7.1.7 我国大部分油田接转站、放水站不设事故油罐。但如果不设事故油罐将严重影响原油生产时, 也可以设事故油罐。根据调研, 部分油田接转站设事故油罐的原因, 主要有以下几点:

(1) 油田供电负荷等级低, 解除电气故障时, 为了不影响原油产量而设事故油罐。

(2) 外输距离较远的接转站, 外输管道损坏概率比较大。

(3) 离生产管理基地较远的站, 当发生事故时, 维修人员不能及时到位或材料设备供应不能及时到位。

条文中提出的事故油罐容积, 主要根据下列资料:

(1) 据调查, 更换一台接转站的变压器, 一般 4h 可以完成。一般的电器故障, 几个小时也可以解除。

(2) 吉林油田海坨接转站设计外输液量为 $1000\text{m}^3/\text{d}$, 设 500m^3 事故油罐 2 座, 储存时间为 20.4h。该站外输距离较远, 为 35km。

(3) 长庆油田王三接转站设 400m^3 事故油罐 2 座, 外输液量 $530\text{m}^3/\text{d}$, 储存时间为 30.8h。盘古梁油田盘一接转站设 200m^3 事故油罐 1 座, 外输液量为 $280\text{m}^3/\text{d}$, 储存时间为 14.6h。

7.1.8 我国的原油大部分含蜡量高, 黏度大, 易凝固。储油温度

一般都在 35°C 以上,有时甚至高达 $60^{\circ}\text{C}\sim 70^{\circ}\text{C}$ 。在我国北方的冬季,油罐内外温差大都在 $50^{\circ}\text{C}\sim 70^{\circ}\text{C}$,热耗比较严重。在寒冷地区和严寒地区的原油储罐,罐壁一般应进行保温。在其他地区油罐壁是否保温可按具体情况通过经济分析确定。

对浮顶油罐罐壁进行保温,不仅可以减少热耗,关键是可以改善浮顶的运行条件。由于我国原油含蜡量高,在使用过程中发现罐壁结蜡严重。当浮顶下落时,有一部分蜡和凝油被刮蜡板刮掉,还有一部分仍粘附在罐壁上。浮顶上升时,粘附在罐壁上的凝油和蜡又有一部分被刮下来流到浮顶上,污染浮顶。结蜡与凝油量随油罐壁内外温差增大而增加。罐壁不保温,油罐壁内外温差显著增加,使罐壁结蜡和凝油量增多、蜡质变硬,浮顶运行增加困难,污染加重,增加了不安全因素。我国各油田的储油温度都高于当地最冷月平均温度,为保证浮顶顺利运行,对罐壁宜进行保温。

7.1.9 油罐内原油的加热保温主要有掺热油、盘管加热和电加热三种方式。掺热油方式,需单独设置原油加热设备和热油管网,系统比较复杂,但管道没有腐蚀问题,使用寿命长,且加热能力大,适用于大型储罐。为了使掺热油均匀,一般采用热油喷洒方式,加热介质为罐内储存的原油,经加热炉加热升温后,经环形喷洒装置的旋流喷嘴喷入油罐内与储存原油直接混合加热。该工艺具有安全可靠、换热效率高的优点,而且能起到冲砂的作用,防止罐底油渣沉积。盘管加热方式一般用热水作介质,可以同热水采暖与伴热系统共用加热设备和管网,系统比较简单,适用于小型油罐,如接转站和脱水站事故油罐。采用盘管加热方式时,关键是采取措施减缓钢管腐蚀,延长使用寿命,避免盘管腐蚀穿孔导致加热介质进入储罐内。电加热宜采用可抽式电加热装置。

7.2 原油装卸

7.2.1 装油方式有以下几种:

(1)原油火车装油有上装和下装两种方式。下装系统于 1971

年试验成功,但油罐车下部卸油器由于经常开、关,以及行驶中振动等原因,密封难度大,特别是对于轻质油品,由于其具有易燃易爆的危险特性,故对轻油油罐车下部卸油器的严密性和可靠性要求极高。同时,由于车辆改造等问题,下装系统至今未能推广应用。油田原油装火车均采用上装系统。

(2)小鹤管和大鹤管装油均属上部装油方式。油田曾建大鹤管装车场 4 座,其余均为小鹤管装车。大鹤管装油的特点是鹤管口径大、流速大,便于实现装车操作自动化,但鹤管活动部件多,易损坏,操作中旋转部件易漏油,由于单罐装车流量太大,泡沫多,计量误差大,故目前不易采用。小鹤管装油的优点是设备少,操作简单,占地、投资、维修等工作量小,缺点是装车时鹤管数量多。通过多年的生产实践,小鹤管装车速度快,日装车量大,是目前火车油罐车上部装卸原油的主要方式。

7.2.2 本条规定了装车设施的设置。

1 原油库装车场由于油品单一,一般设两个装车线即可满足要求。采用双侧整列布置,两个装车线可以交替进行装车和调车作业,机车可以送来空罐取走重车,装油作业可以连续进行,显著提高装油效率。所以对大型装车场应采用双侧整列布置。

按照我国炼油方面的统计资料和油田的实践,原油列车的调车时间平均在 1h 上下,若净装油时间为 1h~1.5h,并考虑每天有 3h 用于交接班、吃饭等,则单侧装车的最大列数为 10.5 列~8.4 列。实际上,由于站库与车站的联系配合等原因,半列装车的最大装车量还要低一些。因此规定,日装车列数为 8 列及以上时宜采用双侧整列布置,在 4 列及其以下者用半列双侧布置,在 5 列~7 列时栈桥的布置可根据调车时间同净装油时间的相互配合情况确定。由于单侧栈桥占地较多,基建投资和工程量较大,一般不宜采用。

2 根据油田的实践,不能单侧整体对位的装车场,每列车对位需摘钩多次,调车员劳动强度大,对位质量也不易保证。为了缩

短调车作业时间,提高对位水平,改善调车员工作条件,每天装车5列及以上的装车场应做到列车不摘钩一次对位。

鹤管沿铁路中心左右摆动的范围接近3m。栈桥两端部距最近一鹤管的距离不宜小于3m。鹤管间距应根据合同规定的油罐车型确定。

3 石油装卸栈桥是保证石油及其产品装卸工作的安全进行,减轻劳动强度和提高工作效率的专用设施。特别是上部小鹤管灌装,包括开车盖、对鹤管、看油面、检尺、关盖紧螺丝多道作业。如不设栈桥,每装一辆车,装油工需多次上下罐车,装油效率低,容易发生冒顶事故,也不安全。所以要求凡是经常进行装车作业的装车场(日装车1列及以上的装车场)应设装车栈桥。

7.2.3 油库日装车列数计算公式7.2.3中,铁路来车不均匀系数 K 及油罐车装量系数 e 数值取自《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》SH/T 3107—2000。

7.2.4 在一列油罐车装油的过程中,开始和中间一段时间是多个鹤管同时装油,单个鹤管流量较小,操作比较平稳。在装油最后阶段,只有一两个鹤管装油,此时流量高、压降大,鹤管跳动。据大庆油田西油库的实践,当汇管压力管于0.2MPa(该压力主要消耗在鹤管上)时,鹤管甚至从油罐内自动跳出来,发生跑油事故。为避免这种情况发生,比较好的办法是,在装油泵出口和进口汇管之间装自动回流阀,由泵出口汇管压力控制泵的回流量,以保持装油汇管压力在一定范围内。若不设自动回流阀,由泵工手动调回流,操作稍有疏忽,就会造成憋压及跑油事故。因此,装车泵进出油汇管之间宜设自动回流阀来控制装油汇管压力。

7.2.5 在装油鹤管上装设闸阀和旋塞阀可确保鹤管的灵敏度和安全性。

7.2.6 汽车油罐车的装油方法,有泵送及自流灌装两种。油田常用的简易方法是利用油井的压力,将油压至高架油罐,定期向油罐车自流装油。

7.2.7 设蒸汽接头,目的是为个别设施冻结时解冻或清洗污油时提供蒸汽。

7.2.8 汽车卸油用储油设施常采用卧式卸油罐,也有钢制卸油箱或水泥混凝土卸油池。为了使泵具有良好的吸入条件,以及泵便于安装,卸油罐常采用地上安装。卸油台可根据场地情况设为倒车式或通过式。

7.2.10 采用将鹤管插到储罐车底部的浸没式灌装方式,比采用喷溅式灌装方式灌装原油,可减少油气损失。此外,采用喷溅灌装方式鹤管出口处易于积聚静电,一旦静电放电,则极易引发火灾事故。将装油鹤管插到储罐车底部,既可减少油气损失,还可防止静电危害。

本条规定装卸车流速不应大于4.5m/s,是为了防止静电危害,减少油气挥发,减少管道振动和减小管道水击力。国外有关标准对油品灌装流速也有严格限制。例如,美国API标准规定,不论管径如何流速限值为4.5m/s~6.0m/s;美国Mobil公司标准规定,DN100鹤管最大装车流量不应大于125m³/h,折算流速为4.4m/s。

7.2.11 本条是参照《石油库设计规范》GB 50074—2014有关条款制定的。

7.3 天然气凝液储存

7.3.1 本条是参照《石油化工储运系统罐区设计规范》SH/T 3007—2014储罐选型中有关条款制定的。

7.3.2 天然气凝液、液化石油气和1号稳定轻烃需采用压力储罐储存,单位容积耗钢量大,消防等级高,所以储存天数不能太大。作业罐和储罐的容积应根据产量、运输方式和距离综合考虑,按设计产量计算。储存天数的确定原则说明如下:

1 生产作业罐的主要作用是进行沉降脱水,以及输送管道一旦发生故障时,保证装置能正常生产。考虑以上作业一般能在1d

内完成,确定装置生产作业罐的储存天数为 1d。

2、3 外销产品储罐的作用是协调凝液生产和外运之间的矛盾。主要包括装置产量波动以及装置检修引起的产量变化,外输管道故障、气候、道路对外运的影响等。管道输送受气候影响较小,运行比较可靠,输量比较均匀,取储存天数为 3d。用罐车拉运时,考虑车辆调拨、运输条件以及气候影响等因素,规定运输距离小于或等于 100km 为 3d~5d,运输距离大于 100km 为 5d~7d。

7.3.3 球形罐或卧式罐的装量系数是参照《石油化工储运系统罐区设计规范》SH/T 3007—2014 压力储罐的设计液位要求制定的。

7.3.4 储罐的个数主要是根据收油、沉降切水和外输等操作要求确定的。

7.3.5 本条关于天然气凝液及其产品的设计压力的规定,是按照《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004—2009 有关规定制定的,更进一步的解释可查阅上述规范第 3.9.3 条说明。对于混合组分的天然气凝液储罐及稳定轻烃储罐,按上述规范关于液化气体的规定确定工作压力,并要求采用可能出现的最轻组成确定饱和蒸气压。

7.3.6、7.3.7 这两条是参照《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 有关条款制定的。

7.3.8 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。天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃进储罐温度是参照《石油化工储运系统罐区设计规范》SH/T 3007—2014 中可燃液体储存温度推荐值确定的。

7.3.10 对于不含水的天然气凝液及其产品(如天然气深冷装置所产天然气凝液),只在罐底设排水口临时使用。对于含水的天然气凝液及其产品,在储运过程中会有水析出,因此需设排水口将其排除。为满足防火和环保要求,应收集后集中处理。

7.4 天然气凝液装卸

7.4.1 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。

7.4.2 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。在《炼油厂全厂性工艺及热力管道设计规范》SH/T 3108—2000 中规定: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。

$$v \cdot D \leq 0.5$$

式中: v ——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 中规定一致。API RP 2003 中明确说明该标准所提出的推荐做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—2014 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,势必装车时间很长。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要素,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。

7.4.3 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。

7.4.4 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。

7.4.5 装车泵设回流线目的,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。

8 油气集输管道

8.1 一般规定

8.1.1 本条规定了油气集输管道选线要求。

1 线路工程费用及钢材耗量在全部线路工程中占有较大比例,因此线路走向必须进行方案调整,比选,择优选定。

2、3 在油田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以减少施工费用和方便管理。可同沟敷设的同类性质管道指输送介质特性相似、管道设计压力相近且埋设深度接近的管道。同沟敷设管道间的间距应满足管道施工和维、检修的需要。

4 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增大的各种特殊地段,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,则可选择适当的部位通过。

8.1.2 油气集输管道沿线温降计算采用的是舒霍夫公式。

8.1.5 管道强度计算原则如下:

1 管道强度计算除考虑管道所承受的正常内压、外部荷载外,对通过地震区的管道还必须考虑地震时所受外加应力。根据现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB 50470—2008。

设计地震动峰值加速度以 $0.05g$ 为设防起点,考虑了以下几点:我国 20 世纪 60 年代中期以来多次强烈地震的震害表明,当遇到 7 度烈度影响时,埋地管道就有损坏。1975 年海城地震,辽河油田管道多处遭受损害;1976 年唐山地震,秦—京输油管道在 7 度区有三处损坏。同时,地震区重复遭遇 7 度烈度地震影响的概率较

大,间隔时间较短。为了保证重要地段的可靠性,重要地段按照提高一度设防。因此,从震害积累的后果考虑,并考虑一定的安全余度,以设计地震动峰值加速度为 $0.05g$ 作为设防起点是必要的。

2 管壁厚度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。

8.1.6 研究表明输送管道当 $D/\delta < 140$ 时对正常运输的埋地管道,圆截面不会失稳也不会出现刚度问题。

8.1.7 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,凝析液将分离出来在管道的低洼处积聚,从而增加管道阻力,降低输气能力,特别是当有水合物产生时,固体水合物将逐渐积聚堵塞管路而影响输气,因此集气管道宜设置清管设施。

集输油管道清管可以清除管内污物,对石蜡原油可清除管壁结蜡,降低输送阻力。国外的输油管道一般考虑清管措施,大部分集油管道也进行清管。长庆、文留油田集油管道普遍采用清管措施,其他油田也逐步应用。

油田集油管道一般管径小,输送距离短,有可能采用定期热洗等其他办法清蜡。若一律要求清管球(清管器)清蜡,则增加阀门较多。对低压自喷井,有可能由于通球清蜡影响产量,严重时会造成油井停喷。鉴于上述情况,在条文中提出:集输油管道清管设施的设置,可根据原油性质、含水率、集输方式以及其他工艺要求确定。

8.2 原油集输管道

8.2.3 在规定的输量下,增大管径可降低输油所需的压力,减少输油动力消耗,但管道建设费用和热能消耗增加。在一定的输量下,只对于某一范围的流速才是最经济的。

影响管道经济流速的因素较多,如流量大小、输送距离、原油

性质、燃料及动力价格、材料及设备概算指标、基建投资偿还年限等。油田管道输量范围大,管径大小悬殊,管道长短差异较大,原油性质变化幅度大。对这样复杂的问题,很难用某种简单的图表和公式作出确切的规定,这里只能通过计算和其他资料提出一个大致的范围。

条文中提出,油田内部输油管道的流速一般为 $0.8\text{m/s} \sim 2.0\text{m/s}$ 。当原油黏度较高(如稠油),输量较小时,宜采用较小的流速,反之可采用较大的流速。

8.2.4 根据石油大学出版社出版的图书《油气集输》(冯叔初等编)的介绍,紊流混合摩擦区的水力阻力系数 λ 也可采用伊萨耶夫公式或阿特舒尔公式计算:

$$\text{伊萨耶夫公式} \quad \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.8 \lg \left[\frac{6.8}{Re} + \left(\frac{\epsilon}{7.4} \right)^{1.11} \right]$$

$$\text{阿特舒尔公式} \quad \lambda = 0.11 \left(\frac{e}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25}$$

式中: Re ——雷诺数;

ϵ ——管道相对粗糙度, $\epsilon = \frac{2e}{d}$;

e ——管道内壁的绝对粗糙度(m),按管材、制管方法、清管措施、腐蚀、结垢等情况确定,油田集输油管道可取 $e = 0.1 \times 10^{-3} \text{m} \sim 0.15 \times 10^{-3} \text{m}$;

d ——管道内径(m)。

但表 8.2.4 中所列的科尔布鲁克公式的计算结果最为精确。

8.2.5 埋地集输油管道的总传热系数:

1 埋地沥青防腐绝缘管道的总传热系数。

沥青防腐绝缘管道的总传热系数与管径、埋深、管内液体流态、土壤组成和湿度等多种因素有关,其中管径与土壤湿度的影响更大。在以往的工程设计中,大多数油田都是通过实测或按相似条件下的运行经验确定传热系数。

实测传热系数的方法主要有两种。一种是利用油田试生产的

油管道,实测流量、起点和终点油温、管道长度、管外土壤温度等数值,然后按舒霍夫公式计算管道的传热系数。另一种方法是利用探针法测量土壤的导热系数,然后计算管道向土壤的放热系数,再考虑内部放热系数和管壁导热的影响,即可计算出管道的总传热系数。为了正确确定管道的传热系数,需要在一年的不同季节测定土壤的导热系数。

在新油田建设的规划阶段,进行初步计算时往往不能取得准确的管道传热系数实测资料,为了使计算比较符合实际,根据部分实测资料并参照部分油田的设计规定,拟定了附录 D,制订附录 D 的依据和使用时应注意的问题见附录 D 说明。

2 硬质聚氨酯泡沫塑料保温管道的总传热系数。

泡沫塑料保温管道的总传热系数,应尽量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。在进行初步工艺计算不能获得实测资料时,可参照附录 E 确定。

在本规范中,保温管道的热力计算是以钢管外表面为基准传热面,附录 E 中的数值是以钢管外表面作为基准传热面确定的。如果保温管道的热力计算是以保温层中间表面或外表面作为基准传热面,使用附录 E 的数值时应进行换算,即将附录 E 中的数值乘以钢管外径,再除以保温层平均直径或外径。

关于基准传热面问题和总传热系数 K 值的取值问题详见附录 E 说明。

8.2.8 本次修订根据《钢制管道内腐蚀控制规范》GB/T 23258—2009 表 1 中管道内介质腐蚀性评价指标,结合管道的设计寿命及管道所处的环境,给出了管道腐蚀裕量,管道腐蚀裕量可取 1mm~4mm,具体数值由设计人根据实际情况确定。本条的腐蚀包括介质腐蚀及周围环境腐蚀。

8.3 天然气集输管道

8.3.1 未经净化处理的湿天然气,从原油中分出时,分离温度高、

压力低,进入埋地管道输送,根据大庆油田的情况,气中含油水 $30\text{g}/\text{m}^3 \sim 40\text{g}/\text{m}^3$ 。集气管道为气液两相输送,使管输效率降低。根据美国 TE 公司试验结果对比分析(见油气管道技术专辑,1981 年),在大庆油田气带液量情况下其管输效率在 80% 左右。又根据贝克的建议,可按常用的输气管道公式,用以下公式校正,即:

$$\Delta p_{\text{湿}} = \frac{\Delta p_{\text{干}}}{E^2}$$

式中: $\Delta p_{\text{湿}}$ ——湿气压力降(MPa);

$\Delta p_{\text{干}}$ ——干气压力降(MPa);

E——管道效率系数。

依据输气公式在低压下压降和输气量的关系,得出在大庆油田集气管道计算时,应在设计气量基础上乘以 1.25 倍。同时考虑生产气油比的取值精度和油田开发生产情况的变化,规定对未经净化处理的湿天然气,集气管道水力计算采用气量应为设计气量的 1.2 倍~1.4 倍。

8.3.2 集气管道流量计算公式系美国威莫斯公式,是美国在 1912 年从生产实践中总结出来的经验公式,主要适用于管径与输量较小、管壁粗糙度高、输送的气体净化程度低的低中压输气管道,该公式管内壁粗糙度取值为 0.0508mm。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。对于干线输气管道,按该式计算的流量比实际流量小 10% 左右。

8.3.5 此条是为避免管道低点积液、防止和减小管道冻堵及出现局部腐蚀概率而制定的。

8.3.6 油田集气管道一般都为低压湿气管道,管道冻堵首先是由气中游离水结冰引起的,可以采取管道深埋至冻土层之下或管道和热原油或污水管道同沟敷设等措施,使气体温度保持在冰冻温度以上。当湿气集气管道压力较高时,水合物会变成管道冻堵的控制因素,可通过加注水合物抑制剂,使气体温度在水合物形成温度以上。

8.3.7 油田内部天然气集输管道,因其管径一般较小,长度较短,周围建(构)筑物相对密集,若将管道的设计系数按沿线地区等级选取,可操作性差。因此,规定设计压力小于或等于1.6MPa的天然气集输管道的设计系数,按本规范第8.2.8条原油集输管道的方式进行确定,但在原油集输管道设计系数基础上提高了一个级别。设计压力大于1.6MPa的管道,其设计系数按《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015根据地区等级进行确定。

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~0.07 mm/a。含水酸性天然气腐蚀裕量上限值4mm是参照《高含硫化氢气田地面集输系统设计规范》SY/T 0612—2014相关规定进行制定的。

8.4 天然气凝液和液化石油气输送管道

8.4.2 管道总阻力损失取为管道摩擦阻力损失计算值的1.1倍~1.2倍,是参照《输油管道设计规范》GB 50253—2014制定的。

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汽压高,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汽压,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0.2MPa~0.3MPa。《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0.5MPa。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0.5MPa。

8.4.3 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—2003(2006版)确定的。

8.4.4 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。

8.4.5 此条规定与《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℃时饱和蒸汽压力小于0.1MPa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℃时饱和蒸汽压力大于或等于0.1MPa的天然气凝液管道,按《输油管道工程设计规范》GB 50253—2003(2006版)中的液态液化石油气管道确定强度设计系数。

8.5 管道敷设及防腐保温

8.5.1 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。由于在荒原戈壁区、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。

8.5.2 规定管道最小埋深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。至于管道从输送经济性方面所确定的合理埋设深度可根据工艺要求来确定。《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015中的有关规定同样也适用于油气集

输工程设计,因此,本规范直接采用《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 的有关规定。

8.5.3 “地面敷设时,管底距地面不应小于 0.3m”是依据了新疆油田稠油集输管道地面敷设的经验数据。

8.5.4 胜利、辽河、新疆等油田的热采稠油油田集输管道均发生过多起热力破坏的情况,主要发生在出土的弯头、三通、焊口、穿越部分以及进出站连接处。故本条强调应采取补偿措施和必要的锚固。

8.6 材料及管道组成件

8.6.1 本条规定了油气集输管道用钢管、管道组件材质选用的原则,是油气集输工程的建设、设计、施工、供应各方均应遵守的。

8.6.2 油气集输管道输送的介质是石油、天然气,均属易燃或易爆介质,且输送压力较高,油气集输管道最低设计压力为 1.6MPa,为了管道的安全,要求油气集输管道用钢管必须在具备一定强度的条件下,具有较高的韧性和良好的可焊性,且经过严格的检验,标准中所列的 4 种钢管现行国家标准,都具备上述条件,且在油气集输的工程中得到广泛应用,证明是适合用于油气集输管道的。

8.6.3 管道附件包括弯管、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,出现安全事故的危害甚大,因此对用于管道附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,且油气集输管道的介质一般腐蚀较严重,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,因此为了保证油气

集输工程的安全,不应用于油气集输工程中。

8.6.6 酸性介质对钢质管道和管道附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。

8.6.8 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。

8.6.10 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,因此应用《压力容器》GB 150—2011 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。

8.6.11 管封头的结构尺寸和计算符合《压力容器》GB 150—2011 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。

8.6.12 清管器收发筒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,因此要求符合《压力容器》GB 150—2011 规定,且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。

8.6.13 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。

8.6.14 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油气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

此推荐采用现行行业标准《钢制管法兰、垫片、紧固件》HG/T 20592~20635—2009 管法兰标准。

8.6.15 绝缘接头已普遍用于油气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。

8.6.16 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《石油、石化及相关工业用的钢制球阀》GB/T 12237—2007 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。

9 自动控制及油气计量

9.1 一般规定

9.1.1 仪表控制系统指由盘装显示、报警、调节等仪表组成的控制系统。计算机控制系统指以微处理器、微型计算机技术为核心的 PLC、DCS、SCADA、工业控制机等控制系统。

1 原油脱水站、原油稳定站、天然气处理厂、集中处理站等大型站场工艺过程的检测控制参数较多,调节控制逻辑较复杂,对生产过程的安全可靠性要求较高,采用计算机控制系统可以满足生产控制要求,提高生产管理水平。

油气集输其他站场要求向上一级管理部门传输生产数据或对操作、报警、报表等操作管理功能要求较高时,一般采用计算机控制系统,不需要向上一级管理部门传输生产数据且 I/O 点少、没有复杂控制的站场,一般采用仪表控制系统。

4 井场尽可能简化自动化设施,主要是优化井场 RTU 设置,尽可能减少 RTU 数量,不必每个井场都设置一套 RTU,如丛式井和距离较近的加密井,可以多井设置一套 RTU。以减少自动化系统投资,提高经济效益。

9.1.2 《油气田变配电设计规范》SY/T 0033—2009 中 3.1.3 条将井场和计量站用电负荷划分为三级负荷,而根据《石油化工仪表供电设计规范》SH/T 3082—2003 中 4.2.2 条规定:“仪表用电负荷属于三级负荷,这类负荷在供电中断时,对生产过程影响较小,不会造成设备损失和经济损失,因此,不需要设置 UPS,而由普通电源供电”,《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892—2013 中第 2.1.4 条规定:“仪表用电负荷属于普通负荷时,仪表工作电源可采用普通电源”。为此,本条规定井场和计量

站仪表及 RTU 不推荐采用 UPS 供电,如果生产管理有特殊要求时,计量站可配置 UPS 装置。

“其他站场”:除井场、计量站外的工艺过程相对复杂的站场,如外输计量站、接转站、放水站、原油脱水站、集中处理站、矿场油库等。仪表用电负荷等级划分,需根据站场的重要程度、规模及停电后造成的损失和影响等因素综合考虑。

不间断电源装置的后备时间一般为 30min,当电网供电可靠性不能得到保证时,后备时间可适当延长。

9.1.3 《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892—2013 对仪表选型、供气、安装、配管配线、防雷及接地、控制室的设计规定很详细,故本条不再对上述内容提出要求。

9.1.4 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。因为《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,所以本条只做原则性要求。

9.2 仪表选择及检测控制点设置

9.2.1 由于电子仪表更新换代较快,又有《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892—2013 的相关规定,因此本条主要规定了仪表选择原则,没有对各类仪表选用作具体规定。

2 气动执行机构比电动执行机构经济,但控制阀数量较少时,一般选用电动执行机构,因为通常建设仪表风净化装置的投资可能会与购买电动阀的投资持平,甚至会更高。

4 不同爆炸和火灾危险区域,要选用不同防爆类型的电动仪表、电动执行机构等电气设备,防止电气火花引起火灾或爆炸,保

障人身和财产安全。

防爆型式对危险场所的适用性见表 3。

表 3 防爆型式对危险场所的适用性

序号	防爆型式	代号	国家标准	防爆措施	适用区域
1	隔爆型	d	GB 3836.2	隔离存在的点火源	1 区,2 区
2	增安型	e	GB 3836.3	设法防止产生点火源	1 区,2 区
3	本安型	ia	GB 3836.4	限制点火源的能量	0 区~2 区
	本安型	ib	GB 3836.4	限制点火源的能量	1 区,2 区
4	正压型	p	GB 3836.5	危险物质与点火源隔开	1 区,2 区
5	充油型	o	GB 3836.6	危险物质与点火源隔开	1 区,2 区
6	充砂型	q	GB 3836.7	危险物质与点火源隔开	1 区,2 区
7	无火花型	n	GB 3836.8	设法防止产生点火源	2 区
8	浇封型	m	GB 3836.9	设法防止产生点火源	1 区,2 区
9	气密型	h	GB 3836.10	设法防止产生点火源	1 区,2 区

5 沙漠油田露天安装的仪表及监控设备,当性能不能满足环境条件要求,如不采取保护措施,高温、强阳光辐射会影响仪表的使用寿命和精度。滩海陆采油田为海洋性气候,仪表选择考虑防盐雾、防潮湿,防止仪表被腐蚀或滋生霉菌,影响仪表美观和性能。

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。由于油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,没有给出具体监测和控制内容。油田一般工艺生产过程的主要监测和控制内容如下:

(1)密闭输送的缓冲罐、油气分离器、原油脱水器等压力容器,需要设置压力指示、报警及必要控制。

(2)储罐、沉降脱水罐、卧式容器、塔器等容器,需要设置液位

指示和报警,原油脱水器、沉降脱水罐还需设置油水界面指示、报警及必要控制。

(3)需要实时观察的工艺生产过程温度、压力,应设置指示、报警及必要控制。

(4)接转站和原油脱水站的外输油量、伴生天然气量、采出水量、油井掺水和热洗量需进行计量。

(5)接转站、脱水站一般设外输油含水分析指示。

(6)大中型加热炉需设置火焰熄火报警与联锁。

(7)大型输油泵、天然气压缩机、膨胀机等设备的监测和控制,需按工艺和设备的技术要求确定。如果输油泵、压缩机配变频调速装置时,需要设计闭环调节系统。

9.2.3、9.2.4 可燃气体和有毒气体特性参见《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493—2009 的附录 A 和附录 B。

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规范》SY 6503—2016 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,所以本条款不再赘述。

9.2.5 油气集输站场紧急切断和泄压放空设施是为保证生产安全而设置的,一般通过危险性和可操作性分析(HAZOP)确定。

井口地面安全装置是经过安全认证的井口安全切断系统。当井口一次节流阀后工艺管道和设备的设计压力低于井口压力时,应采用超压保护;输出管道低压保护主要是防止油田内部油气集输管道爆破后原油及天然气大量泄放,污染环境;火灾保护功能主要是依靠井口地面安全装置的可熔栓塞在易发生火灾区域实现的。现场紧急联锁按钮一般要求安装在井口集输工艺装置边缘,

且发生安全事故后,操作人员可以接近的位置。根据装置区域大小,一般设置 1 个~2 个,该紧急联锁按钮与井口地面安全装置组合,可实现操作人员手动联锁切断井口物流。一般不含硫化氢的中、低压油井不设置井口地面安全装置。

对于含有含硫酸性天然气的油井,如果经权威部门安全评估,井场管线、阀门法兰等泄漏时,可造成环境污染,危害人体健康,需要设置紧急关断系统。

9.3 油气计量

9.3.2 本条规定了油井产量计量应符合的要求。

1 油井油、气、水产量计量,主要是掌握油井的生产动态,为分析储油层的变化情况,科学地制定油田开发方案提供依据。由于油井生产情况较为复杂,不同油井的油、气、水产量差异较大,同时计量条件也较差(如油中含砂、含气、气体带液等)。如果只考虑保证计量数据的准确可靠,最好是给每一口油井设置一套计量装置,连续地进行计量,但这从经济上考虑是不现实的。因此,对油井油、气、水计量,提出太高的计量准确度要求是难以达到的,也是不必要的。

通过以往油井油、气、水计量准确度分析,当采用两相分离计量方法,含水率测量误差在 $\pm 1.0\%$ 以内,油井含水率小于 90%时,产油量计量的误差基本上可以控制在 $\pm 10.0\%$ 以内。而当油井含水率大于 90%时,只有采用油井三相分离计量方法,才能获得较高的产油计量准确度。当含水率测量误差为 $\pm 1.0\%$ 时,产油量计量准确度随原油含水率变化情况见表 4。

表 4 产油量计量准确度随原油含水率变化关系表

含水率(%)	50	60	70	80	90
含水率测量误差(%)	± 1.0	± 1.0	± 1.0	± 1.0	± 1.0
产油量计量误差(%)	± 2.0	± 2.5	± 3.3	± 5.0	± 10.0

对于低产少气井,采用常规分离计量装置,经济性较差,存在量油周期长、排液困难等问题,可以采用软件计量,误差要求放宽到 $\pm 15\%$ 。即便如此,对于软件量油技术而言,这个误差也不是容易达到的。

2 油井产量计量也可根据生产动态分析的应用要求,注重油田区块计量、重点监测井计量,这样可以进一步简化油井产量计量工艺,不建多井集中计量设施,只建油田区块计量或重点监测井的产量计量设施。当稠油油井产气量较小时,即气液比小于 $10\text{m}^3/\text{t}$ 时,可采用体积法或称重法计量产液量,相对而言,采用称重法比较简便。若原油含砂量小,也可采用容积式流量计计量。

3 油井油、气、水产量计量的实践证明,多数油井的产量变化是有规律的。油井计量既要做到经济合理,又要使计量数据准确可靠,就得寻找这种规律,利用这种规律,然后按照这种规律确定出油井计量的时间和周期。

实践证明,一口油井连续计量 $4\text{h}\sim 8\text{h}$,一般可以代表一天产量,能够满足计量准确度要求,也便于生产管理。至于油井每月计量的次数,根据我国多数油田采用多层分采的实际情况,确定为 $10\text{d}\sim 15\text{d}$ 计量一次,也就是说每月计量 2 次 \sim 3 次是适宜的。对于产量低的油井,可采用延长计量时间的方法,计量周期可延长到 $15\text{d}\sim 30\text{d}$ 。

5 经过分离器进行处理以后的原油,是在一定的压力条件下,相对稳定的单相原油。为确保流量计量准确,应使流量计的压力与分离器的压力基本接近,故要求流量计尽量接近分离器安装。如果安装了浮球连杆液面控制器或自力式(差)压力调节装置,则油、气流量计必须安装在控制器之前,以确保流量计的计量准确度。

6 目前在油田上使用的原油含水分析仪表按原理大致可分为两类:

(1)直接测量法(电容法、微波法、超短波法等)。此类原油含

水分析仪表是根据乳化原油电化学特性不同,测量中、低原油含水连续相的浮化原油电导率。在乳化原油未出现油水相转相时,其含水率测量误差可以控制在 $\pm 0.1\%$ 以内。当原油中有明显的游离水出现时,其含水率测量误差将增大,可以控制在 $\pm 1.0\%$ 左右。

(2)间接测量法(振动管式液体密度计、放射性测密度法等)。利用实际生产中某区块纯油、纯水的密度值相对稳定的特点,测量含水原油的密度,通过计算间接测得含水率。该方法在理论上可用于 $0\sim 100\%$ 的原油含水率测量范围,并且不受油水转相的影响,从而避免了高含水原油由于油水转相的不确定性造成的不可控的原油含水率测量准确度,其含水率测量误差可以控制在 $\pm 1.0\%$ 以内。

9.3.3 本条第 2 款的制定依据是《石油及液体石油产品流量计交接计量规程》SY 5671—1993(2006)与《原油天然气和稳定轻烃交接计量站计量器具配备规范》SY/T 5398—1991 中有关条款。

9.3.4 本条文对原油流量计配置及安装作了规定。

1 本款是为达到第 9.3.3 条第 2 款规定的计量系统准确度要求,对流量计的准确度及对原油的密度和含水率等参数的测量方法与设备提出的要求。

在《石油及液体石油产品流量计交接计量规程》SY 5671—1993(2006)中规定,对作为原油外输交接的一级计量应根据油量交接规模来确定是采用质量计量类型还是体积计量类型。我国规定原油按质量计量,单位为吨。对原油的密度、含水等参数定期由取样化验确定,取样的要求应符合规定中的有关要求。

2 这条规定是保证和提高流量计长期连续计量的计量准确度以及流量计检定和维修所必需的。

3 使用中的流量计,尤其是 0.2 级流量计,国家计量检定规程规定其检定周期为 6 个月。因此,在设计中必须考虑其周期检

定措施,配备相应的检定装置,并根据计量等级和规模分别采用复现性为0.02%的固定式标准体积管、车装式标准体积管或0.1级标准流量计,并要求标准装置的准确度应等于流量计准确度的 $1/3 \sim 1/2$ 。

4 对于配备在线检定装置的流量计,为保证检定流量点的稳定,流量计出口端宜配备流量调节阀。当流量计出口压力较低,可能低于被测油品的饱和蒸汽压或流量计的背压要求时,在流量计出口端或出口汇管上应安装回压阀。当集输工艺流程可能出现倒流或流量计出口压力高于进口压力的情况时,流量计出口端或出口汇管上应安装止回阀。

9.3.5 本条对天然气输量计量作了相关规定。

2 天然气作为重要的能源和化工原料,其产量和价格都在不断提高。与之相适应的计量技术不断完善,计量仪表的配套水平不断提高。除差压流量计外,速度式、容积式气体流量计、超声流量计也开始应用于天然气流量计量中。天然气计量仍采用传统的体积流量计量。本节中一级计量系统准确度等级表9.3.5-1是参照《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603—2014给出的。二、三级计量系统准确度是在原石油天然气总公司开展天然气允差研究工作,调查国内外天然气计量技术现状,分析与国际接轨的形势下,根据当时标准审查会的初步意见和上述研究成果,在1998年3月召开的原油天然气计量项目评审会期间,由与会有关方面商定的结果。

3 表9.3.5-2的主要依据是《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603—2014。国内其他标准规范对天然气二、三级计量系统配套仪表的准确度均没有明确要求,这里参考一级计量系统配套仪表的准确度要求降低一级配置。

4 实流检定是保证天然气计量准确性和可靠性的重要手段。有条件的大口径天然气一级计量系统,应尽量采用在线实流检定。

6 天然气常用流量计计量特性可参考《天然气计量系统技术

要求》GB/T 18603—2014附录C。涡街流量计尚未建立国家或行业天然气计量方法标准,因此未列入。

9.4 计算机控制系统

9.4.1 由于计算机控制系统发展很快,结构形式较多,本条对计算机控制系统的类型选择只作了一般的规定。本规范中没有涉及现场总线(FCS)控制系统,主要是它在油田应用较少,而且FCS控制系统目前国际上没有统一的标准,多种现场总线共存,技术侧重面不同,各有相应的应用领域,与传统的DCS等控制系统相比投资也偏高。

2 生产单元或装置相对集中的厂(站),一般包括多个工艺处理装置或多个工艺单元。

目前,各油田计算机控制系统应用较普遍,采用种类较多,有PLC、DCS、SCADA等。各种类型的控制系统在系统构成和功能上各有所长,在应用中应根据工程规模、兼顾油田整体自控水平,取其所长,合理选用。

控制系统类型的选择主要取决于工艺复杂程度和检测控制回路的数量。对于天然气处理厂、原油稳定站、集中处理站,由于工艺过程相对复杂,对产品质量和生产安全可靠都有较高要求,基本过程控制系统建议采用DCS控制系统,独立建设的原油脱水站、接转站一般没有复杂控制回路,基本过程控制系统采用中小型PLC系统较合适,且软硬件容易开发、价格便宜、可靠性较高。

总之,计算机控制系统的选型需根据各油田的建设规模、投资能力、管理水平等多种因素确定。

3 工艺流程相对简单的站场一般指井场、计量站、集油阀组间、线路阀室。上述站场的RTU主要承担单井数据采集及控制/单井两相或三相轮巡计量及集油工艺过程的数据采集及控制,同时,将采集的数据上传至站场控制系统和区域生产管理中心,并接受上一级管理部门的调控指令。考虑到上述站场采集的数据相对

较少,一般采用 RTU 控制器。计量站根据现场操作管理需求,可以采用带操作显示面板或触摸屏的 RTU。

4 第三方控制设备可以是独立撬块装置自带的控制系统,如压缩机、热媒炉、加热炉等自带的控制盘,也可以是管道泄漏检测系统等除站场控制系统外的其他控制系统。独立撬块装置自身联锁保护较多,采用 PLC、RTU 可提高生产安全可靠。

第三方控制设备的数据上传到站场控制系统,主要是方便生产管理,通过站场控制系统的人机界面可对其进行监视。标准通信接口,一般指串行接口 RS232、RS422、RS485,也可以是以太网接口 RJ45;标准通信协议,可采用串口的通信协议如 MODBUS、PROFIBUS 等,也可采用工业以太网 TCP/IP 协议等,便于与站场控制系统的数据上传和调通。

9.4.2 本条对计算机控制系统的选型作了规定。

2 对数据通信作了一般规定,系统网络应具备开放性,有条件可统一规划自动化控制系统软件平台,统一通信软件接口,便于生产数据的共享。

4 油气集输站场工艺过程简单、输入和输出点较少且操作频率不高的生产单元,可 2 个生产单元设置 1 台操作员站,工艺过程相对复杂、输入和输出点较多且操作频率较高的生产单元一般单独设置操作员站。当操作员站多于 2 台时,建议设置工程师站和服务器,推荐采用 B/S(浏览器/服务器)或 C/S(客户端/服务器)架构的人机界面管理操作系统。当操作员站不多于 2 台时,操作员站一般兼工程师站,采用单机版的人机界面管理操作系统。

9.4.3 由于《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823—2013 对计算机控制系统应具备的功能规定较详细,因此,本条只对计算机控制系统应具备的基本功能作了一般规定。

10 站场总图

10.1 站场址选择

10.1.1 站场址的选择,在整个设计中是一个重要的环节,如果站址选择不当,将会造成生产长期不合理。油气站场的建设应严格遵守基本建设程序,必须根据主管部门批准的可行性研究报告或经审查批准的油田地面建设总体规划设计,以及所在地区的城镇规划,进行站场的选址工作,同时要兼顾集输管道的走向。

10.1.2 站场址应有一定的面积,满足生产工艺的需要,使站内各建筑物之间留有符合防火安全规定的间距,并给站的扩建留有必要的余地。在油田站场建设中应切实做到合理利用和节约使用土地,尽量提高土地利用率,凡有荒地可利用的地区不得占用耕地,凡有劣地可利用的地区不得占用良田。

10.1.4 有关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、维修等公用设施的简化,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。矿场油库宜靠近油田边缘,减少占用油田土地,方便油田开发。

10.1.6 站场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,站场址应靠近水源、电源、热源,并应满足外部交通运输要求,应做好优化比较,确定一个经济、合理的站场址。但站场与公路的间距除应符合《石油天然气防火规范》GB 50183—2004 的规定外还应符合公路安全保护条例的有关规定。

10.2 站场防洪及排涝

10.2.1 油气集输工程是油田建设的一部分,当油田处在有洪水

或内涝威胁的地区时,站场的防洪设计一般应与油田防洪排涝统一考虑,按照具体情况确定。目前,我国各油田油气集输工程的防洪排涝大致有三种情况。

(1)油田大面积被外来洪水和内涝积水淹没时,宜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。大庆喇嘛甸油田开发建设中,在油田东北部设区域性防洪堤阻止外来洪水侵入,并排除油田内涝积水,也收到较好的效果。80年代以来,大庆油田水泡子地区的油田建设,大多数是采用水泡子排干方案。前一年建设排涝站投产后,较快地排干了水泡子。不仅保证第二年油田钻井和全面开发建设,而且有利于油田长年维修和生产管理。另外,大港油田曾设大堤防止海水内侵,华北油田在白洋淀设淀南新堤保护雁翎油田也属于这种情况。

(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)油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。例如中原文留油田处于黄河泄洪区内,将井场、活动计量站、接转站架高1.5m~2.5m,文一联合站周围设挡水大堤,上宽2m,高2.5m,底宽12m。吉林油田松花江江套内的油井和计量站也是适当抬高标高(1.5m~2m)。

按照各油田的实践,后两种办法虽能避免井、站被水淹,但在洪水到来时,输油管道泡在水中,散热量显著增加,并且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,应尽量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 采取防泄漏措施是为了避免站场内可燃、有毒液体泄漏,流入邻近江河、海岸、湖泊,污染水体。本条为强制性条文,必须严格执行。

10.2.3 油田生产的特点是连续性生产,一个环节发生问题就会

影响整个油田的生产。装置一旦被水淹,不仅造成停产,原油还可能凝到管道中。又由于各种设备和仪表一旦遭受损坏,再恢复生产有许多困难。因此,在一般情况下,油气集输设施不应被洪水淹没。

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,需付出很大的代价,也很不经济。目前我国和世界许多国家,一般都是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。本规范对油气集输站场防洪设计标准给出了区间值,全国各油田根据新井、新区的产油量、递减速度等油田开发情况,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。

我国一部分油田将站场加高,对保证油田生产起了明显作用。1998年,松花江发大水,吉林英台油田被水淹,但英一联合站因为标高比周围地势高2m多,使生产未受到影响。

辽河油田欢喜岭油田在大凌河河滩上建有110口采油井和8座计量站,其中8座计量站的平台标高是按重现期为20a的防洪设计标准设计的,采油井口未抬高,每年到汛期将水套炉拆除。

苏北油田位于邵伯湖内的油井,为保洪水期能进行正常生产,将井口和井上设备、设施都分别提高设计标高(场地未抬高)。

10.2.5 江苏高集油田位于淮河行洪通道内,平时行水宽度只有200m,丰水年行水宽度有2km,水深4.5m,所有油水井均位于水中。2座计量站采用钢架平台抬高4.5m,66台抽油机采用钢支架抬高4.5m,电机、配电箱与抽油机统一抬高,变压器在柱上抬高4.5m。2003年淮河泄水,油田被淹130多天,一直没有停产。

吉林新民油田位于松花江泄洪区内,计量站采用钢架平台抬高2.5m~3.0m,116口油井中的水泡子井采用钢架平台将抽油机、电机、配电箱整体抬高2.5m~3.0m,变压器在柱上抬高

3.0m。低洼地井采用毛石进行基础加深,抽油机基础抬高 1m 左右,电机和配电箱再抬高 1.05m,使电机轴与减速箱轴平齐。采油树均不抬高。

10.2.6 靠近山区建站时,由于邻近高山,为防止山洪冲刷站场,应在站场与山之间设置截洪沟,但截洪沟不应穿过场区。

10.3 站场总平面及竖向布置

10.3.3 油气生产设施包括用于油、气、水收集、处理、储存和输送等生产过程所有的容器、设备、机泵和各种建(构)筑物,它们是油田和油气输送管道各类站场建设设计中的主要工程内容。对生产设施的布置除应和工艺流程相一致外,还应考虑物料流向、生产管理、安全防火、设备维修等因素,应尽量避免管网多次交叉、物料多次往返流动,应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,应按不同功能将设备相对集中分区布置。如将进站阀组、油气分离器和压力沉降脱水器等设备靠近布置,以便缩小距离形成一个区;又如原油电脱水应靠近污水处理区,以便于含油污水处理和污油回收,但由于二者的工艺过程有所区别,因此分成两个区布置为好。辅助生产设施应靠近站场出入口布置。如中控室、仪表值班室、值班休息室等生产、生活人员集中的建筑物等。可避免生产、生活人员随意进入生产区会影响生产区的安全。为了减少占地,降低投资,集中处理站的布置也可打破专业界限,对同类设备进行联合布置。如含油污水处理工艺中的污油回收罐可以同脱水工艺中的事故油罐布置在同一个防火堤内。

10.3.4 凡产生有害气体和可燃气体的生产设施,均应按当地全年最小频率风向布置在生活基地或明火区的上风侧,是为了避免有害气体和可燃气体产生泄漏时,进入居民区后产生污染,进入明火区后产生火灾。

10.3.5 在进行竖向布置时,一般将油罐布置在自然地形较高的

地方,泵房设在较低的地方,以利于泵的吸油。特别是离心泵,所需的“汽蚀裕量”较其他类型泵的气蚀裕量高,所以油罐底最低标高与泵房地坪的高差应满足泵的正常吸入和自流灌泵的要求,其高差一般不小于 0.5m。

10.3.6 变电所靠近站内主要用电负荷可节省电缆,减少功率损耗。站场内的变电所布置在场区边部,可以减少站场用地,并有利于安全生产。

10.3.7 站场内通道宽度在满足建(构)筑物防火间距要求的同时,留出管廊带宽度、绿化宽度、人行道宽度,最终确定通道宽度。

10.3.8 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,一般都应设置围墙。计量站、增压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,应根据实际情况加高或降低围墙高度。对场区内大于或等于 35kV 的变电站,由于其高低压变配电设施较多,占地面积较大,为了变电站的安全,与场区内部其他站之间应设高度为 1.5m 的围栏,对场区外部的围墙高度仍应不小于 2.2m。

10.3.9 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、占地多、外观不美,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。

10.3.10 几种特殊地质条件下的竖向设计要求:

(1)膨胀土:分两种情况,一种是原状浸润性,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,不宜改变原来地下水深度。另一种是干燥型,场地平整时也要保持必要的表土覆

盖层,以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,防护前护面土体的水要引出,然后人工加固密封。

(2)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,应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,但为联系用的道路除外。

(3)岩石地基地区:尽量减少挖方,以减少艰难工程,宜采用重点式阶梯布置方式。路槽开挖宜与场地平土同时进行,近远期基槽宜同时开挖。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,该场地的蒸发量往往大于降水量,表层土比下层强度高,不宜挖方。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。

(4)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。盐渍土地区的基础应做防腐处理,一方面防止地下水渗透腐蚀,另一方面要防止管道泄漏腐蚀。

10.4 站场管道综合布置

10.4.1 这是管道综合布置的一般原则,管道是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,应结合总平面布置、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。管道综合布置不只是考虑平

面布置,同时还应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、供配电电缆应尽量采取架空布置。架空管道,生产上易于管理,易于发现事故,也容易检修,能减少管道的外腐蚀。供水管道、排污管道、回水管道、照明电缆等可采用埋地敷设。

在工艺装置和建筑物之间均需设置生产维修道路,因此地上管道管架的敷设位置和高度均应满足交通运输车辆的通行、转弯半径、视距等需要,而且在靠近建筑物一侧管线布置不应影响建筑物的采光和通风等要求。

10.4.3 本条规定了地上管道安装高度要求。

1 规定架空管道管底标高为2.2m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),应视具体情况而定,以满足设备检修及日常操作为准。管道与设备之间,应有必要的净空。

10.4.4 架空管道跨越道路时垂直净距为5m,是由于消防事业的发展,消防设备不断更新以及油田大型设备整体运输的需要。有大件运输要求的道路,其垂直间距应为最大设备直径加运输设备的车辆总高,或为车辆装载大件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。现行标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22—1987规定的安全高度为0.5m~1.0m。

10.4.7 管道与电缆交叉的容许最小间距是参照《电力工程电缆设计规范》GB 50217—2007中第5.3.5条确定。

11 配套设施及公用工程

11.1 供 配 电

11.1.1 油气集输各类站场电力负荷等级的划分,应根据站场在油田生产过程中的重要程度、规模、用电负荷容量及中断供电后对人身安全、经济上造成的损失和影响等因素综合考虑确定。

(1)一级负荷:中断供电将造成人员伤亡;中断供电在经济上造成重大损失者,如打乱油田主要生产装置的正常生产过程,短时间难以恢复,造成原油、天然气大量减产者。

(2)二级负荷:中断供电在经济上造成较大损失者;打乱油田主要生产装置的连续生产过程,且需较长时间才能恢复,造成原油、天然气大量减产者。

机械采油井排供电负荷定为二级负荷供电。目前各油田对机械采油井排线路设计标准不一,有的油田采用单回路单变压器供电,有的油田采用双侧电源单回路单变压器供电。考虑一旦停电就要影响机械采油井出油,直接影响油田产量,需要保证机械采油井排线路的供电可靠性。为此建议,机械采油井井排干线宜采用双回路(或环形)单变压器供电(单变压器是指为单井或多井供电的变压器)。对于高凝原油,工艺有特殊要求时,可采用双电源双变压器供电方式。边远孤立的小油田可结合实际情况简化处理。

(3)三级负荷:不属于一级和二级负荷的其他用电负荷。

11.1.2 一级负荷在正常情况下采用双重电源供电的方式。双重电源有两层含义,第一为两回电源相互独立,第二为两回回路相互独立。两回电源相互独立:两回电源来自不同电网;来自同一电网但电路互相间联系弱(电源分别取自母线分段运行或者装设母差

保护的分段接线并列运行之下的两段母线等),或者来自同一电网但电气距离远(如电源分别取自两个变电所,但两个变电所电源取自同一处;此情况下,电源可靠性需论证)。两回回路相互独立:采用双回架空线路,不同杆架设;采用双回电缆,采用不同敷设路径,或敷设路径相同,但电缆间存在防火分隔措施等等。

在油田开发初期,供电条件难以满足两个电源的要求,暂时可由单电源供电,但必须设置燃气或柴油发电机组等设施,作为停电时的应急措施。

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。因此,对此类负荷应设置不间断供电的应急电源,一般可采用蓄电池型不间断供电装置或其他形式的应急电源。

二级负荷宜采用两回线路供电,可由发电厂或变电所的两段母线分别馈出一回线路。二级负荷的站场是油田主要的生产环节。因此,在有条件时,特别是环网供电的油田,应将两回路引自不同的母线段,提高供电的可靠性。不能取得两回线路供电时,当工艺上设有安全措施或有燃气或柴油发电机作为应急电源时,可由一回专用线路供电。

11.1.3 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,特别是油田大面积供电,若采用10kV配电网,35kV、66kV变电所的数量就可减少,网络接线也相应简化。目前我国已能够生产10kV电压等级的大容量电动机。因此本条提出配电线路电压应优先采用10kV,对于远距离且分散的油区,为了加大供电半径,减少网损,也可采用35kV作为配电线路电压,如中原、江汉油田已大量采用。在极少数地区,也可采用66kV。

11.1.4 低压为0.4kV变电所中单台变压器的容量不宜大于1600kV·A,当用电设备容量较大,负荷集中且运行合理时可选用2000kV·A及以上容量的变压器。近年来能够生产大容量的

低压断路器及限流低压断路器厂家逐渐增多,在油田配电中采用1250kV·A及1600kV·A的变压器已经比较多,故推荐变压器的单台容量不宜大于1600kV·A。

抽油机电机的平均功率因数一般为0.45左右,一般在井口附近安装并联电容器进行无功补偿,这种单独就地补偿经济效益比较高,但是最大补偿容量只能按电动机空载时功率因数等于1进行选择。因此抽油机在工作时功率因数仍比较低,一般仅能达到0.7~0.8,若想再使其提高,可在变压器的高压侧安装电容器进行二次补偿或在线路侧设置集中补偿,这样可使功率因数达到0.9以上。

11.1.5 为提高电压质量,应正确选择变压器的变比和电压分接头,并尽可能使三相负荷平衡。

11.1.9 电脱水器供电电源和供电设备应符合下列要求:

1 电脱水器供电方式受油品性质和脱水工艺参数的影响。一般情况下采用直流电对原油深度脱水处理比交流电效果好,但交流供电方式简单,投资少,如果对脱水指标要求不是很高,也可以考虑采用。交直流复合供电方式兼具交流和直流供电方式的优点,适合大多数情况选用。

2 为保证电脱水器供电可靠性,要求对每台电脱水器设有独立的供电回路和装置。供电电源一般由配电柜引接到控制柜,再由控制柜引接到脱水变压器,变压器输出端与电脱水器的电极引出线相连。

3 控制柜应根据负载情况适时调节输出电压,防止过电压和过电流。

4 因脱水变压器输出电压较高,如果高压中心接地,输出端对地电压降低一半,对绝缘设计有利。

5 电脱水器运行过程中经常放电产生过电压和过电流,高压整流硅堆电压和电流储备系数小,容易损坏,所以要求比一般的整流设备具有更高的电压和电流储备系数。

11.2 通 信

11.2.1 油田各生产管理部门对通信业务的需求主要包括语音通信、数据通信及图像通信等。各站场和生产管理部门之间除语音通信外,还有数据通信、图像通信,以实现油气集输工艺过程的监视控制和数据采集。

11.2.2 已建有石油专用通信网的油田所属地区,通信系统设计应充分利用现有石油专用通信网基础设施,没有石油专用通信网的地区可利用当地公网通信资源。通信系统建设以满足油田近期需求为主,兼顾油田远期(10年以上)对通信业务的发展需要。

11.2.3 油田通信系统的设计内容包括主用通信、备用通信、应急通信。主用通信是指油田正常生产时使用的通信方式,备用通信是指主用通信中断时所使用的通信方式,应急通信是指油田特殊场所主用及备用通信均中断时所使用的通信方式。

油田备用通信方式是指油田主用通信方式以外的一种通信方式,如果油田主用通信方式为有线通信方式,那么备用通信方式可选择无线通信方式或其他,反之亦然。用户方根据油田的具体情况来选择备用通信方式,以满足油田油气集输工程的工艺要求。

应急通信主要用于油田应急抢险及一些特殊场所,可使用采用VSAT卫星移动车、卫星移动终端及其他无线通信方式。

11.2.5 有线通信方式是指通信采用光纤传输和电缆传输两种方式。有线通信适合于油田正常的生产管理及油田站场相对集中的场所。用户方根据油田的具体通信需求情况来选择不同的有线通信方式,以满足油田正常的生产管理要求。

无线通信方式是指微波通信(包括扩频微波)、一点多址微波通信、集群通信、卫星通信、GSM通信、3G通信、数传电台等通信方式。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油田油气集输工程的通信要求,以及

边远井场的巡线和应急的通信要求。用户方根据油田所处的地理位置、具体的通信需求情况来选择不同的无线通信方式,以满足油田油气集输工程的工艺要求。

11.2.6 有线通信线路的衰减限制,参照《程控电话交换设备安装工程设计规范》YD 5076—2014 的规定制定。

11.2.7 油田内一些防爆场所(如轻烃罐区、油库区域等)配备的通信设施(如电话机、对讲机、工业电视监控设备等)必须是防爆型通信产品(如防爆电话机、防爆广播喇叭、防爆对讲机、防爆摄像机设备等),防爆型通信产品等级满足防爆场所等级的要求。本条为强制性条文,必须严格执行。

11.2.8 根据通信系统安全区域分区及分级的情况,设置必要的安全措施,如核心板卡及光纤的冗余设计、防火墙及单向网闸等。

11.3 给排水及消防

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。

油田厂、站、库给水、排水系统应统一规划,分期实施。对于一期工程建成后,二期施工困难或一期、二期同时建设投资增加不多,在技术上更加合理的工程,应一次建设。

11.3.2 给水系统应根据用水要求,经技术经济对比分析确定分建或合建。例如:当消防给水采用低压给水系统,且外部系统能满足水量、水压要求时,为了维护、管理方便,消防给水管宜与生产、生活给水管道合并使用。当消防给水采用高压(或临时高压)给水系统时,为确保供水安全,消防给水管应与生产、生活给水管道分开,设置独立的消防给水管道。

外部给水系统能够满足用水要求时,尽量利用外部系统,以节省工程投资。外部给水系统不完善或无外部给水系统的偏远油气厂、站、库经技术经济比较合理时,可自建地面(或地下)水源或用罐车拉水。

11.3.3 油气厂、站、库的设计供水量应满足站内各项用水量的要求。用水定额执行《油气厂、站、库给水排水设计规范》SY/T 0089—2006 的有关规定。

设计供水量应用消防用水量进行校核,当站内设有消防水罐时,供水量应不小于消防水罐补水量的要求;当站内无消防水罐,消防水直接取自供水管道时,设计供水量应既满足消防用水量的要求又满足火灾期间不能停水的其他设备的用水量要求。

11.3.4 在外部供水量不足或用罐车拉水的地区,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 生活饮用水指用于饮用、烹饪、淋浴、洗涤、冲洗卫生器具污物、冲洗地面用水和其他生活上的用水。其中与人体直接接触或饮用的烹饪、饮用、盥洗、淋浴等部分的用水水质,应符合《生活饮用水卫生标准》GB 5749—2006 的有关规定。其他生活用水如洗涤、冲洗卫生器具污物、冲洗地面等用水可采用非饮用水,水质应达到《城市污水再生利用 城市杂用水水质》GB/T 18920—2002 的要求。通常情况下,油气厂、站、库用于洗涤和冲洗卫生器具污物的水由生活饮用水给水管网统一供水,此时要求生活饮用水的水质应符合《生活饮用水卫生标准》GB 5749—2006 的有关规定。

11.3.9 油田采出水成分复杂,要将其处理达标后排放处理成本较高。根据各油田的生产需要和地质特点,将采出水经适当处理后用于油田注水,或找一封闭地层进行污水回灌,这种处置方法相对较为经济。在无回注或回灌条件的地区,污水需要就地排放时,必须选用合理的工艺进行处理,水质达到国家和当地环保主管部门规定的水质后方可外排。

11.3.10 排水系统的选择应根据条文规定的原则,结合生产实际,确定分流或合流。目前,各油田多采用分流制排水系统,即含油污水处理后用于油田注水,雨水直接排放,生活污水单独处理排放或进入含油污水处理系统。如果各类排水均要求排入水体时,

建议未被污染的雨水直接排放。不含可燃液体的生产污水与生活污水合流,统一处理达标后排放。

11.3.11 目前我国尚无工业废水排入城市排水管道的国家标准。由于各地的污水处理能力不同,对进入排水系统的废水的水质、水量要求也不一样。为了不影响外部系统的正常运行,废水排入外部系统之前要取得外部系统管理部门的同意。

11.4 建筑与结构

11.4.1 建(构)筑物的抗震、防火、防爆、防腐蚀、防噪声等是油气集输工程建(构)筑物设计中需要注意的几个重要问题,其次还要同时满足现行国家结构设计规范要求,确保结构安全、可靠。

11.4.3 本条是根据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 第 6.9.1 条制定的。对于其他生产厂房,如果相关规范有耐火等级的要求,应满足,如油浸变压器室要求采用一级耐火等级。

11.4.4 本条是根据《建筑设计防火规范》GB 50016—2014 第 3.3.4 条制定的。

11.4.5 本条是根据《建筑设计防火规范》GB 50016—2014 第 3.6.1 条制定的,并增加了轻型钢结构和砖墙承重的混合结构,这是为适应建筑市场普遍使用轻型钢结构和油田内长期使用砖墙承重的混合结构实际情况,由本地区、本油田具体情况自行选择合理的结构类型。对设计使用年限 25 年以下的建筑结构选型作了补充说明,使其更加适合油气田滚动开发要求。如克拉玛依油田稠油注汽站的设计使用年限,应根据稠油开采期(一般为 10 年~15 年)而定。

11.4.6 根据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 第 6.9.1 条对当有爆炸危险的甲、乙类厂房采用轻型钢结构时的具体规定制定;另根据《建筑设计防火规范》GB 50016—2014 第 3.4.1 条规定的钢柱宜采用防火保护层的要求,增加了房屋的梁、柱及支撑应涂抹防火保护层,按三级耐火等级建筑对构件的耐火

极限要求进行保护,而且各油田目前也是这样做的,只是标准不够统一。另外车厢式房屋由于规模小、造价低,其骨架可不进行防火保护,但建筑构件必须采用非燃烧材料,必要时可在内墙面、顶棚涂刷防火涂料。

11.4.7 根据《油气田和管道工程建筑设计规范》SY/T 0021—2008 第 5.7 条对有爆炸危险性的甲、乙类厂房门窗的要求,并结合大庆油田及其他油田以往设计实践制定。其他建筑物门窗应根据建筑功能要求确定。

11.4.8 根据《建筑设计防火规范》GB 50016—2014 第 3.6.6 条及《油气田和管道工程建筑设计规范》SY/T 0021—2008 第 5.4.4 条制定。

11.4.11 根据《建筑地基基础设计规范》GB 50007—2011 有关规定及油田长期的设计做法制定。

11.4.13 明确了立式金属储罐地基基础设计及地基处理应执行的国家现行标准,补充了沉降脱水罐、污水沉降罐基础的推荐选型方案。沉降脱水罐、污水沉降罐采用钢筋混凝土板式基础,是大庆油田的多年做法。

11.4.14 明确了塔型设备基础、球罐基础、钢筋混凝土冷换框架设计所遵循的国家现行标准。

11.4.16 由于抽油机基础重复利用率高,埋件、螺栓又较多,一般都在工厂预制,因此基础选用预制组装式钢筋混凝土基础较经济便捷,需要时也可采用现浇整体式混凝土基础。

11.4.18~11.4.21 这几条是根据滩海特殊的环境条件及国家现行的滩海陆采油田有关标准、规范,并结合辽河、胜利、大港等油田的滩海工程实践制定的。

11.5 供 热

11.5.1 工艺用热水还是蒸汽应以满足工艺需要来确定,同等条件下,宜优先采用热水。需用蒸汽的重要生产部门至少应有 2 台

蒸汽锅炉,此时工艺和采暖用热水可通过换热器生产,也可选用带内置式换热器的汽—水两用锅炉。

以燃油为燃料,且用电加热伴热有困难时,应采用蒸汽为供热介质。

11.5.2 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,锅炉的额定水温应低于当地沸点温度 $5^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$ 是合适的。

根据油田站库现场调查,一般站库使用的蒸汽压力都不超过 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。

11.5.3 这一条是最大供热负荷的确定。

根据生产、生活、采暖、通风、锅炉房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。本规范所示供热负荷计算公式中,锅炉房自耗热及供热管网热损失系数 K 中包括:

燃油蒸气雾化用热约占总热负荷的 5.5% ,油的保温与加热用热约占总热负荷的 0.5% ,热网损失耗热约占总负荷的 $5\%\sim 10\%$ 。

油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 ,一般情况下原油、污水及变电部分的通风负荷多用于白天,间断使用,据现场调查,如果在生产管理上采取一定措施,供热负荷为其计算量的 $40\%\sim 50\%$,取通风热负荷同时使用系数 $K_2=0.4\sim 0.5$;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库生产负荷,通常是用于加热(换热器)、清洗及油管伴热,使用时间及耗热取决于生产。加热油品的热负荷一般是连续的,油库栈桥清洗是间断的,负荷波动较大,一般取 $K_3=0.5\sim 1$ 。

11.5.4 在南方炎热地区,锅炉宜露天布置,北方部分地区也可因

地制宜地将锅炉露天或半露天布置。设计者应要求锅炉厂提供相适应的锅炉产品。无论何种布置方式都应遵循“以人为本,安全第一”的设计理念,优先考虑安全,兼顾环保和方便生产运行,做好锅炉机组、测量控制仪表、管道、阀门附件以及辅机的防雨、防腐蚀、防风沙、防冻、减少热损失和噪声等措施。根据锅炉设备的级别,设立必要的司炉操作间,将锅炉水位、锅炉压力等测量仪表集中设置在操作间内,以保证锅炉机组的安全运行。

11.5.5 《锅炉房设计规范》GB 50041—2008 必须与《建筑设计防火规范》GB 50016—2014、《锅炉安全技术监察规程》TSG G0001—2012、《锅炉大气污染物排放标准》GB 13271—2014 等配套使用。

选择锅炉型号时,应考虑锅炉运行的最低负荷不应小于其额定出力的 30% ,以防燃烧恶化和尾部结露。

锅炉的燃烧设备应与所选择的燃料相适应。

11.6 燃料供应

11.6.2 锅炉房的燃气设施设计在《锅炉房设计规范》GB 50041—2008 中的规定不够详尽,在该规范中未涉及的有关燃气的质量要求、贮配、净化和调压站设计等问题,应符合《城镇燃气设计规范》GB 50028—2006 中的有关规定。

11.6.3 本条是对燃料气系统提出的要求。

1 一般宜由站场就地供给燃料气,但未净化的原料气,一般都含硫化氢,对燃烧设备腐蚀严重,对人身健康有一定危害。当站场有返输净化天然气时,都应该采用净化天然气作燃料,以延长设备的使用寿命。

2 为防止燃料气中可能存在的凝液进入燃烧器,在供气管道上设气液分离器,将燃料气中的凝液分离。

3 在燃料气管道的稳压装置之后,当连接有其他用气管道时,由于其他用气设备负荷波动,将严重影响加热炉或锅炉气压力的稳定,容易发生事故。

4 燃烧器停止使用时,阀门有可能泄漏,为使燃料气不进入燃烧设备中,在燃烧器前的燃料气管道上应有“两阀截断一阀放空”的设施,以免在下次点火时不慎发生爆炸事故。

11.6.4 本条是对燃料油系统提出的要求。

供燃料油可以采取供油泵、高架油箱、输油管道直接供油多种方式,这里不作具体规定。但是,不管哪种供油方式,都必须满足两条基本要求,一是供油压力平稳,这是保证正常燃烧的必要条件,二是供油压力满足燃烧要求。各种雾化方式的供油压力可按热工方面的技术资料确定。

11.7 暖通空调

11.7.6 原油样品在化验过程中散发出大量可燃有害气体,气体聚集容易引起爆炸危险,为了迅速有效地排除,规定采用通风柜进行局部排风,且排风机选用防爆型。本条为强制性条文,必须严格执行。

11.7.10 为了满足沙漠地区站场建筑物的通风防沙要求,可采取以下措施:

1 发生沙尘暴时,站场建筑门窗紧闭,为防止室内负压过大及由此吸入沙尘需设置机械进风系统。设置条件应考虑排风系统的运行情况、建筑物的规模以及沙尘暴的持续时间、发生次数等。

2 机械进风系统的吸风口宜设在室外空气较清洁的地点,下缘距室外地坪的高度不宜小于2m,且应有过滤设施。过滤器宜应操作简单、清灰方便。机械进风系统可不设加热装置。

3 进排风口在发生沙尘暴时应有防止沙尘进入室内的措施。

4 站场内建筑物的外窗应采用带换气小窗的双层密闭窗,外门应采用单层密闭门。

5 当采用天窗进行自然通风时,启闭机构应操作灵活方便且便于清扫沙尘。

6 自控仪表控制室、电子计算机房等防尘严格的场所也可采

用正压通风。

11.8 站场道路

11.8.1 站场内道路的分类是参照《厂矿道路设计规范》GBJ 22—1987,结合油田站场生产规模和性质综合确定的。变电所开关场道路的功能是以消防为主,归于“支道”之中。

11.8.2 一般站场道路多采用不设立缘石的横断面形式,路面边缘与两侧地面高度相同,靠地面竖向坡度和路面纵坡排水。

设立缘石城市型道路对自然排水不利,而且由于立缘石对车轮的限制,一般路面两侧需要设0.25m的路缘带,因此宜设暗管或暗沟排水,并适当加宽路面。

11.8.3 站场内的道路路面宽度是按照站场的具体情况,经多年实践经验总结而确定的。站场的生产产品绝大部分是以管道输送为主,道路主要服务性质是生产管理、设备维修、辅助生产和消防,而没有经常性的原油和生产产品运输任务,故路面宽度的确定均低于《厂矿道路设计规范》GBJ 22—1987中的规定。用地紧张的站场,其路面宽度可采用较小数值。

11.8.4 站场路路面类型是参考《石油和化工工程设计工作手册》第七册《油气田与管道公用工程设计(上)》(中国石油大学出版社,2010年9月第1版)油气田站场道路的有关资料确定的。路面的结构及其组合、计算等应按《厂矿道路设计规范》GBJ 22—1987中有关规定执行。

11.8.6 本条参照《厂矿道路设计规范》GBJ 22—1987,结合运输和消防用车的车型特点而定。站场主要通行车辆为4t~5t的标准载重汽车,若行驶其他汽车时,其转弯半径的数值可做适当调整。

站场内道路纵坡一般根据站场竖向整平方式综合确定,因此在地形条件复杂地区也不会出现过大的纵坡,故各类道路均规定了一个标准。竖向高差大的路段增加2%的规定,系指站场内卸

油台引道等个别路段。

11.8.7 为了确保行车安全,增设此条。有条件的站场,其平交道口停车视距宜大于或等于 20m。当采用停车视距时,可采取的安全措施有设置分道行驶的设施或限速标志、反光镜等。

11.8.9 不发生火花的混凝土地面的作用如下:

(1)摩擦不发生火花。避免穿带铁钉的鞋在行走中或者避免搬运钢瓶与地面摩擦发生火花;避免一般铁制物件或者工具跌落到地面碰击摩擦时发生火花。

(2)有适合的硬度,减少被受撞击摩擦的机会。

(3)表面平滑无缝,便于冲洗落在地上的残液以及其他杂质。

天然气凝液和液化石油气电阻率高,易产生静电,摩擦产生的电火花能将天然气凝液或液化石油气引燃或引爆。

本条为强制性条文,必须严格执行。

11.8.10 目前消防车车型一般较大,速度也较快,而平交道口及小半径弯道往往成为通行瓶颈,因此消防路比一般道路规定了更大的转弯半径。

S/N:1580242·901



9 158024 290103



统一书号: 1580242·901

定 价: 40.00 元