

ICS 27.220

F 19

NB

中华人民共和国能源行业标准

NB/T 10275—2019

油田采出水余热利用工程技术规范

Technical code for waste heat use of oilfield produced water

2019-11-04 发布

2020-05-01 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国能源
行业标准
油田采出水余热利用工程技术规范
NB/T 10275—2019

*

中国石化出版社出版发行
地址：北京市东城区安定门外大街 58 号
邮编：100011 电话：(010) 57512500
石化标准编辑部电话：(010) 57512453
发行部电话：(010) 57512575
<http://www.sinopec-press.com>
E-mail: press@sinopec.com
北京艾普海德印刷有限公司印刷
版权专有 不得翻印

*

开本 880×1230 1/16 印张 1.5 字数 38 千字
2020 年 1 月第 1 版 2020 年 1 月第 1 次印刷

*

书号：155114·1528 定价：25.00 元
(购买时请认准封面防伪标识)

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 基本规定	2
5 工程设计	2
6 施工及验收	7
7 安全、环保与职业卫生	9
附录 A（规范性附录） 规范条文说明	10

前 言

本标准按照GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规定起草。

本标准由能源行业地热能专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石化集团胜利石油管理局有限公司新能源开发中心、中石化石油工程设计有限公司、中国石化集团新星石油有限责任公司、中国石油辽河油田供水公司。

本标准主要起草人：刘树亮、郭子江、刘崇江、周航兵、刘子勇、宋鑫、赵书波、路智勇、赵丰年、刘建武、朱铁军、于凯、张磊、苗春华、徐英杰、李凤名、康厂、高中显、徐彬彬、范文彬、芮如地、马春红、宋昊、林媛、王东、刘庆娟、芦汉磊。

本标准于2019年首次发布。

油田采出水余热利用工程技术规范

1 范围

本标准规定了油田采出水余热利用工程中工程设计、施工验收、职业健康、安全与环境等要求。本标准适用于陆上油田采出水余热利用新建、改建和扩建工程。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB 13271 锅炉大气污染物排放标准
- GB 16297 大气污染物综合排放标准
- GB/T 19409 水（地）源热泵机组
- GB 20131 蒸气压缩循环冷水（热泵）机组安全要求
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50019 工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
- GB 50041 锅炉房设计规范
- GB/T 50087 工业企业噪声控制设计规范
- GB 50166 火灾自动报警系统施工及验收规范
- GB 50183 石油天然气工程设计防火规范
- GB 50231 机械设备安装工程施工及验收通用规范
- GB 50235 工业金属管道工程施工规范
- GB 50236 现场设备、工业管道焊接工程施工规范
- GB 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范
- GB 50736 民用建筑供暖通风与空气调节设计规范
- GB/T 50823 油气田及管道工程计算机控制系统设计规范
- GB/T 50892 油气田及管道工程仪表控制系统设计规范
- SY/T 0043 油气田地面管线和设备涂色规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

油田采出水 **oilfield produced water**

油田开采过程中产生的伴生水。

3.2

余热资源量 **quantity of waste heat resources**

经技术经济分析确定的可利用的油田采出水余热热量。

3.3

中间传热介质 intermediate heat-transfer medium

用于采出水或原油与热泵工质热交换的中间热媒，一般为水或添加防冻剂的水溶液。

3.4

油田采出水热泵系统 heat pump system of oilfield produced water

利用油田采出水作为低温热源，并通过热泵机组提升热媒温度，最终为用户提供热量的系统。

3.5

直接式热泵系统 direct heat pump system

油田采出水直接进入热泵机组的蒸发器，换热后返回油田采出水处理系统的水源热泵系统。

3.6

间接式热泵系统 indirect heat pump system

油田采出水先与中间传热介质换热，中间传热介质再进入热泵机组的蒸发器进行换热的水源热泵系统。

3.7

辅助热源 supplementary heat source

基本热源的供热能力不能满足实际热负荷的要求或为提高系统运行经济性而设置的其他热源。

3.8

备用热源 stand-by heat source

在检维修或事故工况下投入运行的热源。

4 基本规定

- 4.1 油田采出水余热利用工程应遵循安全、可靠、稳定的原则，应符合所在油气站场的安全技术要求。
- 4.2 工程设计阶段应对油田采出水处理站、油田采水管网的总体规划、余热资源量进行资料收集与分析，并对油田采出水的水温、流量以及水质等进行调研。
- 4.3 应根据供热规划、资源条件、能源价格、负荷特征、供热半径等因素进行工程技术经济分析。
- 4.4 油田采出水余热利用系统的工程设计、施工及验收、安全、环保与职业卫生除应符合本规范外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

5 工程设计

5.1 一般规定

- 5.1.1 蓄热系统设计宜根据供热负荷的时间分布特点和当地的电价政策综合确定。
- 5.1.2 油田采出水供热量不能满足热负荷需求时，应设置辅助热源；全年热负荷波动幅度较大、经论证技术经济合理时，宜设置辅助热源。辅助热源容量应根据油田采出水温度及水量、全年供热负荷曲线、热泵机组效率等因素确定。
- 5.1.3 备用热源的设置应根据供热负荷可靠性要求确定；用于油气站场生产加热时，应设置备用热源。
- 5.1.4 油田采出水余热利用系统的取水方式应根据采出水输送方式、采水管线与供热站的空间位置关系等因素综合考虑确定。
- 5.1.5 油田采出水取（回）水泵、供热循环水泵、中间介质循环水泵、补水泵宜设置备用泵。
- 5.1.6 原油换热器、油田采出水换热器周边应留有足够的空间，满足操作、清洗、维修的需要。
- 5.1.7 换热器材质的选择应根据采出水水质及被加热介质组分确定。
- 5.1.8 油田采出水换热器、原油换热器宜露天布置在油气站场内。

5.1.9 钢质储罐、容器、设备、管道应考虑所在站场环境条件下的腐蚀，并采取有效防腐措施。

5.2 热负荷

5.2.1 热负荷应包括生产热负荷、生活热负荷、工业建筑及民用建筑的供暖、通风热负荷。最大、最小、平均生产热负荷应根据生产工艺系统的实际需求确定。

5.2.2 最大热负荷应按下列公式计算：

$$Q_{\max} = k(k_1Q_1 + k_2Q_2 + k_3Q_3 + k_4Q_4) \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中：

- Q_{\max} —— 最大计算热负荷 (kW)；
- k —— 供热管网热损失系数，可取1.05~1.10；
- k_1 —— 供暖热负荷同时使用系数，取1.0；
- k_2 —— 通风热负荷同时使用系数，取0.5~1.0；
- k_3 —— 生产热负荷同时使用系数，取0.5~1.0；
- k_4 —— 生活热负荷同时使用系数，取0.5~0.7；
- Q_1 —— 供暖设计热负荷 (kW)；
- Q_2 —— 通风设计热负荷 (kW)；
- Q_3 —— 生产设计热负荷 (kW)；
- Q_4 —— 生活设计热负荷 (kW)。

5.3 取、回水系统

5.3.1 取水量、取水点位置、取水方式、回水点位置、回水方式等不应影响采出水处理站的安全、稳定运行。

5.3.2 油田采出水取用后宜回输至取水点下游的采出水处理系统中，或从同级的不同储罐取用和回输。

5.3.3 余热供热站应采取措施保证管道和设备排出的水回到采出水处理系统，油田采出水不应排至市政排水系统。

5.3.4 油田采出水取水量应根据最大热负荷需求、热泵制热性能系数及取回水系统的投资、电耗等因素综合分析确定。若采出水量不足时，取水量宜按照采出水最大供水量设计。

5.3.5 油田采出水取、回水管线的流速不应低于 0.7m/s，且流速不宜高于 3m/s。

5.4 油田采出水换热系统

5.4.1 油田采出水温度高于用热温度，经论证技术经济合理时，宜采用直接换热的方式利用采出水余热。

5.4.2 采出水换热器应符合下列规定：

- a) 宜根据采出水水质，选择板式、管壳式、螺旋板式等高效换热器；
- b) 采出水侧宜设置清洗流程；
- c) 采用管壳式换热器时，采出水应流经管程，被加热介质流经壳程；
- d) 传热系数计算时应考虑污垢修正系数；
- e) 换热器台数的选择和单台换热能力的确定，应满足换热负荷需求及供热可靠性的要求。

5.5 热泵系统

5.5.1 应根据采出水水质特性，选用直接式热泵系统或间接式热泵系统。

- 5.5.2 热泵机组台数和单机容量应满足供热负荷运行调节要求，当仅设一台时，应选调节性能优良的机型。
- 5.5.3 热泵机组选型应根据运行参数、驱动能源的供应条件经技术经济比选后确定。
- 5.5.4 直接式热泵机组应采用合理的污垢系数对制热量进行修正，宜设置清洗流程。
- 5.5.5 直接式热泵机组的蒸发器应根据采出水水质采用相应的防腐材质，且不宜采用奥氏体不锈钢。
- 5.5.6 热泵机组应符合现行国家标准 GB/T 19409 和 GB 20131 的要求。
- 5.5.7 被加热介质为原油时，热泵机组与原油系统之间宜设置中间换热器。
- 5.5.8 间接式热泵系统中间传热介质宜采用软化水。软化水系统的设计，应符合现行国家标准 GB 50041 中 9.2 的规定。

5.6 原油换热系统

- 5.6.1 原油-水换热器（以下简称原油换热器）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。换热器的形式可选用板式换热器、管壳式换热器或螺旋板式换热器。
- 5.6.2 在满足工艺过程要求的条件下，宜选用单台传热面积较大的换热器，总数量不应少于 2 台。按照生产工艺要求设置备用换热器。
- 5.6.3 原油换热器布置应符合以下要求：
 - a) 应根据站场总平面以及与工艺装置、储油罐区、系统管廊、道路等相对关系确定位置，宜与油气密闭工艺装置集中布置，并应符合工艺流程要求；
 - b) 防火间距应符合现行国家标准 GB 50183 中 5.2 的相关规定；
 - c) 管道上的阀门、仪表和调节阀应靠近换热器的操作通道布置，操作通道的宽度不应小于 0.8m；
 - d) 当多台原油换热器并联安装时，其进、出口管路应按照均匀分配介质流量的要求设计。
- 5.6.4 原油板式换热器的设计应符合下列规定：
 - a) 波纹深度不应小于 4mm；
 - b) 设计前应前往项目所在站场现场取样，对所取回的样品进行介质组合及流动特性分析；
 - c) 应设计排污通道，并有针对站场油液特性而采取配套的防堵措施；
 - d) 应根据站场需换热采出液的含气比例、流动压力不同而设计专用排气装置；
 - e) 当设计及使用方缺乏垫片在某种介质中的使用经验时，应对垫片进行浸泡实验，测量垫片的膨胀、硬度及化学腐蚀的敏感性；浸泡时间不应小于 60 天，待确认垫片材料性质不发生变化后，方可使用；
 - f) 不应采用粘式垫片，且设备外不得有垫片部分露出。
- 5.6.5 管壳式换热器管程内液体介质流速不宜大于 3m/s；螺旋板式换热器通道内液体介质流速不宜小于 1m/s；板式换热器原油或采出水侧流速宜为 0.5m/s~1m/s，清水侧流速宜为 0.2m/s~1m/s。
- 5.6.6 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。
- 5.6.7 原油换热器热、冷介质进、出口管道上应安装必要的温度、压力检测仪表（就地、远传），检测数据可以远传接入所在油田站场控制系统。

5.7 供热站布置

- 5.7.1 供热站站址应根据区域总体规划、油田采出水取回水位置、热用户位置、环境卫生和管理维护要求等因素经技术经济分析确定，供热站的位置宜靠近负荷中心。
- 5.7.2 位于油气站场外的供热站，平面布置应符合现行国家标准 GB 50016 的要求；位于油气站场内的供热站，尚应符合现行国家标准 GB 50183 的要求。

5.7.3 供热站内各建筑物、构筑物的平面布置和空间组合，应满足紧凑合理、功能分区明确、建筑简洁协调、工艺流程流畅、安全运行、方便运输、有利安装和检修的要求。

5.7.4 各建（构）筑物和场地布置，应充分利用地形，使挖方和填方量最小，排水良好，防止水流入地下室和管沟。

5.7.5 供热站工艺布置应确保设备安装、操作运行、维护检修的安全和方便，并使各种管线流程短、结构简单，使供热站面积和空间使用合理、紧凑。

5.7.6 供热站厂房宜分为热泵机房、换热机房、变配电室、控制室等区域。

5.7.7 变配电室宜贴近压缩式热泵间布置。

5.8 公用工程

5.8.1 建筑、结构

5.8.1.1 供热站火灾危险性分类和耐火等级应符合 GB 50016 中 3.1、3.2 的有关规定，且应符合下列要求：

- a) 燃气热泵机房应属于丁类生产厂房，单台吸收式热泵机组额定热功率大于 4.5MW 时，燃气热泵间建筑不应低于二级耐火等级；单台吸收式热泵机组额定热功率小于 4.5MW 时，燃气热泵间建筑不应低于三级耐火等级；
- b) 设在其他建筑物内的燃气热泵机房，燃气热泵间的耐火等级，均不应低于二级耐火等级；
- c) 燃气调压间应属于甲类生产厂房，其建筑不应低于二级耐火等级，与燃气热泵机房贴临的调压间应设置防火墙与燃气热泵机房隔开，其门窗应向外开启并不应直接通向燃气热泵机房，地面应采用不产生火花地坪。

5.8.1.2 燃气热泵机房外墙、楼地面和屋面，应有相应的防爆措施，并应有相当于热泵机房占地面积 10% 的泄压面积，泄压方向不得朝向人员聚集的场所、房间和人行通道，泄压处不得与这些地方相邻。当泄压面积不能满足上述要求时，可采用在燃气热泵机房的内墙和顶部（顶棚）敷设金属爆炸减压板作补充。

5.8.1.3 供热站设备间的门应向外开。当采用燃气吸收式热泵供热时，供热站出入口的设置，应符合下列规定：

- a) 出入口不应少于 2 个。但对独立供热站，当走道总长度小于 12m，且总建筑面积小于 200 m² 时，其出入口可设 1 个；
- b) 非独立供热站，其人员出入口必须有 1 个直通室外。

5.8.1.4 燃气热泵机房与相邻的辅助间之间的隔墙应为防火墙，隔墙上开设的门应为甲级防火门；朝燃气热泵操作面方向开设玻璃观察窗时，应采用具有抗爆能力的固定窗。

5.8.2 供暖通风

5.8.2.1 严寒及寒冷地区冬季室内供暖计算温度宜符合表 1 的规定。

表 1 室内供暖计算温度表

序号	房间名称	室内供暖计算温度（℃）
1	热泵机房、泵房	5~8
2	办公室、值班室、控制室	18~20

5.8.2.2 燃气热泵机房、燃气调压间及电驱动热泵机房宜有良好的自然通风环境，且应设置机械通风与事故通风装置。房间换气次数宜按表 2 选取。油气挥发场所的通风装置应防爆，应与可燃气体浓度

报警装置联动。

表 2 房间通风换气次数表

序号	房间名称	正常通风 换气次数 (次/h)	事故通风 换气次数 (次/h)
1	燃气热泵机房	6	≥12
2	电驱动热泵机房	6	≥12
3	燃气调压间	3	≥12

5.8.2.3 燃气热泵机房、燃气调压间及可能挥发可燃气体的采出水进入的厂房，应设置可燃气体浓度报警装置，可燃气体浓度报警装置应与燃气管道及采出水管道的总切断阀联动。

5.8.3 给排水及消防

5.8.3.1 供热站生活及生产用清水应取自可靠水源。

5.8.3.2 站场内生活排水及生产用清水系统的检修排水宜排入油气站场生活排水系统，当自流排入采出水系统时，应设置水封。

5.8.3.3 油气站场内设施消防按现行国家标准 GB 50183 执行。

5.8.4 电气

5.8.4.1 供电电压应根据供热站所在地区供电条件、用电设备电压及负荷等级、送电距离等因素，经技术经济对比后确定。

5.8.4.2 供热站应根据工程规模和重要性，合理确定用电负荷等级。用于油气站场生产加热时，应满足油气站场用电负荷等级要求；用于民用供热时，用电负荷等级宜为 3 级。

5.8.4.3 单台热泵机组或大型水泵的输入功率大于 650kW 时，应采用高压供电方式；输入功率大于 350kW、小于或等于 650kW 时，宜采用高压供电方式；输入功率大于 250kW、小于或等于 350kW 时，可采用高压供电方式。

5.8.4.4 厂房内电缆宜采用桥架、线槽或钢管敷设，在进入电机接线盒处应设置防水弯头或金属软管。

5.8.5 控制与监测

5.8.5.1 供热站应设置仪表及控制系统，仪表及控制系统的设计应符合现行国家标准 GB/T 50892 及 GB/T 50823 的规定。

5.8.5.2 可燃气体和有毒气体检测报警装置的设计应符合现行国家标准 GB 50493 的规定。

5.8.5.3 供热站仪表及控制系统设计应符合下列规定：

- a) 宜与所在油气田站场的仪表及控制系统相互兼顾、协调一致；
- b) 具有独立操作运行功能的成套工艺装置和设备，宜设置独立的仪表及控制系统，且应接受供热站控制系统的监控；
- c) 计算机控制系统供电应采用不间断电源（UPS）供电，后备时间应不小于 0.5h。

5.8.5.4 仪表及控制系统设计应实现下列监测和控制功能：

- a) 污水换热器、原油换热器热、冷介质进、出口温度及压力监测；
- b) 热泵机组蒸发器进、出口温度及压力监测；
- c) 热泵机组冷凝器进、出口温度及压力监测；
- d) 油田采出水取水流量监测；

- e) 辅助热源设备的启停控制及运行参数监测；
- f) 热泵机组启停台数的控制；
- g) 热泵机组运行状态监测及故障报警；
- h) 循环水泵进、出口水压、负荷电流监测；
- i) 软化水箱液位监测及高、低液位报警；
- j) 软化水处理装置进、出口水压监测；
- k) 供热站出口供热量的瞬时值和累计值计量；
- l) 机组自动保护；
- m) 换热器及热泵机组污水侧、原油侧进出口压差监测及报警；
- n) 应有人工或自动的供热工况间的转换措施；
- o) 除污器前后压差监测；
- p) 供热站补水量、原水用量计量；
- q) 供热站总耗电量计量；
- r) 电压压缩式热泵机组用电量单独计量；
- s) 燃气吸收式热泵机组耗气量计量。

6 施工及验收

6.1 一般规定

6.1.1 施工前应具备正式的设计文件和图册。

6.1.2 施工企业应在施工前编制施工组织方案，根据设计文件和施工现场条件制定施工组织措施，并进行施工技术和安全技术交底。

6.1.3 主要设备应有出厂文件和图册，设备、主要材料应有产品合格证明文件。特种设备应有符合要求的设计文件、政府有关部门验收准许使用的证明等质量保证文件。

6.1.4 施工前应根据施工文件的要求和现行国家标准的规定，编制工程检验试验和检查验收计划，并应对原材料、成品、半成品和设备进行进场检查验收，并保存相关的设计文件、合格证、质量证明文件等记录。

6.2 设备及管道施工

6.2.1 设备、管道及其附件型号、规格和技术参数应符合设计要求，均应做专项验收。

6.2.2 设备安装应按设计图纸施工，并应符合现行国家标准 GB 50236 的有关规定。

6.2.3 管道、附属设备及管道附件的安装、试验均应按照现行国家标准 GB 50235 的有关规定执行。

6.2.4 地面管线、设备以及钢结构的表面涂色和标志宜按照现行行业标准 SY/T 0043 的有关规定执行。

6.3 系统调试及试运行

6.3.1 工程安装完毕后应进行初步验收，验收合格后方可进行调试。在调试前应制定完整的调试方案。调试应按单机调试、分系统调试和整套系统联合调试的次序进行，未完成上一步调试内容时，不得进行下一步调试工作。

6.3.2 单机调试应由设备厂商负责实施；分系统和整套系统调试应由建设单位负责组织实施，设备厂家、监理单位、设计单位参与配合。

6.3.3 调试前，应对主设备安装、各系统管路连接、电气接线以及通风系统、消防系统、控制系统等安装工程检查验收合格，土建工程应完工，地面应清扫完成。

6.3.4 可燃气体探测报警系统应按现行国家标准 GB 50166 的规定进行测试。

6.3.5 设备单机调试前应具备下列条件：

- a) 应制定单机调试方案或操作规程；
- b) 调试需要的能源、介质、材料、机具、检测仪器、安全防护设施（用具）、环境条件等，应符合调试要求；
- c) 参加调试的人员应全部到位，并切实掌握调试设备的技术文件、操作要求；
- d) 现场消防器材应齐备，消防水系统水源和压力应达到要求，并应处于备用状态。

6.3.6 设备单机调试应包括下列内容：

- a) 电气动力和操作控制系统调试；
- b) 设备的联锁保护校验；
- c) 单机的首次试运转；
- d) 单机试运转记录整理及验收。

6.3.7 系统整体运行及调试应符合下列规定：

- a) 系统调试过程中，应进行水力平衡调试，系统循环流量、压力应符合设计要求；
- b) 水力平衡调试完成后，应进行无负荷系统试运转，试运转的各种性能参数应调整到设计要求，整个系统应试运行 72h；
- c) 负荷系统试运转应按设备随机技术文件的负荷试运转工作规范和操作程序进行，运转时间及各种性能参数应达到设计要求；
- d) 负荷试运转时，应每隔 30min 检查系统温度、压力、流量、电流、电压等是否正常，应调试达到设计要求，并做记录；
- e) 系统调试结果应达到设计要求。调试完成后应编写调试报告及运行操作规程，并提交甲方确认后存档。

6.3.8 对系统试运行中发现的系统性缺陷应在试运行后及时整改。对于运行中属于影响试运行安全且必须立刻解决的问题，应停机处理。

6.4 竣工验收

6.4.1 工程总体竣工验收应在工程试运行合格后进行。

6.4.2 工程竣工验收应以现行国家有关标准、批准的设计文件、施工承包合同、工程施工许可文件和本规范为依据。

6.4.3 竣工验收应提供下列资料：

- a) 开工报告；
- b) 图纸会审记录、设计变更和工程洽商记录；
- c) 施工组织设计（或施工方案）、技术交底文件；
- d) 主要材料、成品、半成品、配件、容器和设备的质量证明文件、进场检查验收单和检验试验记录，主要设备的出厂设计文件和图册；
- e) 现场设备、管道安装施工检查、检验和调试记录；
- f) 焊接工程工艺评定、作业指导书、无损检测以及验收记录；
- g) 隐蔽工程验收及中间调试记录；
- h) 设备及管道防腐、绝热检查验收记录；
- i) 设备试运转、调试以及功能性试验和检测记录；
- j) 单机、分系统及整套系统试运行记录；
- k) 检验批、分项、分部及单位工程验收记录；

- l) 消防部门、质量技术监督部门及其他相关部门的验收材料；
 - m) 主要设备操作和保养手册、零备件手册；
 - n) 竣工图；
 - o) 工程竣工报告；
 - p) 其他需要提供的资料。
- 6.4.4 验收材料的内容应完整、准确、有效，符合设计和规范要求。
- 6.4.5 竣工验收应按设计、竣工图纸对工程进行现场检查，竣工图纸应真实、准确，工程量应符合合同的规定。
- 6.4.6 设施和设备的安装应符合设计的要求，无明显的外观质量缺陷，且保养应完善。

7 安全、环保与职业卫生

7.1 一般规定

- 7.1.1 劳动安全和职业卫生设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。
- 7.1.2 劳动安全、环境保护和职业卫生的工程设计必须执行国家有关法律、法规和有关技术标准。

7.2 劳动安全

- 7.2.1 应对危险因素进行分析、对危险区域进行划分，并采取相应的防护措施。
- 7.2.2 有爆炸危险的设施（含有关电气设施、工艺系统、建构筑物），必须按照不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆防护措施。
- 7.2.3 电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施；应设置防雷击和安全接地等措施。
- 7.2.4 在厂区及作业场所对人员有危险、危害的地点、设备和设施之处，均应设置醒目的安全标志或安全色。

7.3 环境保护

- 7.3.1 直燃吸收式热泵机组排放的大气污染物，应符合现行国家标准 GB 13271、GB 16297 和所在地有关大气污染物排放标准的规定。
- 7.3.2 供热站各类废水的排放，应符合国家及当地环保部门的要求。
- 7.3.3 供热站的噪声应首先从声源上进行控制，选择符合国家噪声控制标准的设备。对于声源上无法控制的生产噪声应采取有效的噪声控制措施，并考虑设置噪声防护距离。

7.4 职业卫生

- 7.4.1 职业卫生设计应以职业病危害预评价报告为依据，落实各项防护措施。
- 7.4.2 应根据国家职业病防治的法律、法规和国家标准对危险因素进行分析，并采取相应的防护措施。
- 7.4.3 噪声控制的设计应符合现行国家标准 GB/T 50087 及其他有关标准、规范的规定。
- 7.4.4 有职业病危害的场所应设置醒目的警示标识，应注明产生职业病危害种类、后果、预防及急救救治措施等内容。警示标识的设置应符合国家现行有关工作场所职业病危害警示标识的有关规定。

附录 A
(规范性附录)
规范条文说明

A.1 余热利用工程方案论证

工程设计前期应进行工程方案论证。对油田采出水处理站、油田采水管网的总体规划、余热资源量进行资料收集与分析，确保油田采出水余热利用系统水源的长期稳定。

余热资源量主要是根据调研的采出水水温、水量进行评价。采出水余热利用后的水温需由油田开发主管部门确定，余热利用后的水温不得影响油田开发。采出水水量需根据近几年采出水量统计结果及未来油田开发预测结果综合确定。

A.2 工程技术经济分析

进行工程技术经济分析时，应考虑如下经济性指标：

- a) 初投资：供热制冷系统各部分投资之和包括：土建费、设备购置费、安装费及其他费用（包括设计费、监理和不可预见费）；
- b) 年总成本：指系统各部分的运行费，如水费、电费、燃料费；排污费；管理人员工资、管理费；设备折旧和设备维修、大修费等；
- c) 净现值：净现值是指按一定的标准收益率，将各年的净现金流量折现到同一时点的现值累加值，是反映投资方案在计算期内获利能力的动态评价指标；
- d) 费用年值：将初投资按资金的时间价值折算为每年的折算费用，并与每年的运行费用相加来计算。其中费用年值最小的方案为最优。

A.3 蓄热系统设计

对于峰谷电价差较大的工程，可以考虑设置蓄热系统以提高系统运行的经济性。

A.4 辅助热源系统设计

合理设计辅助热源系统，可以减小热泵装机容量，降低热泵系统投资，提高系统总效率，并确保冬季在油田采出水温度较低、热负荷较大时，热源系统仍能正常运行。

当余热资源量不足、热泵机组供热温度不满足用热需求时，经技术经济比较，可设置辅助热源系统，技术经济分析可以投资回收期作为目标。

A.5 备用热源系统设计

根据供热负荷可靠性要求，设置热源备用系统，防止热泵机组损坏时影响整个油气站场工艺生产。

A.6 供暖热负荷

供暖热负荷计算方法应符合现行国家标准GB 50736和GB 50019的有关规定。

A.7 采出水换热系统

目前油田采出水换热系统采用板式、螺旋板式、管壳式等换热器。板式换热器材质可根据污水水质特点选用钛板、316L不锈钢等。管壳式换热器优点为方便拆开清洗，材质为20钢，可通过加大换热管壁厚的方式增强换热器耐腐蚀性。螺旋板式换热器由于壁厚较薄、不方便维修等特点，目前在各油田污水换热系统应用较少。

A.8 换热设备清洗流程

由于油田采出水及被加热原油极易在换热器表面产生污垢，污垢将直接导致传热热阻增加，恶化换热性能。为了保证生产效率，只能定期对换热设备进行清洗，因此宜设置合理的清洗流程。目前各油田采出水余热利用工程中采用的换热设备清洗技术措施有：胶球在线清洗、高压水清洗、化学清洗、采出水反冲洗等。

胶球在线清洗不产生废液、操作安全，且可实现在线清洗，适用于管壳式换热器；高压水清洗速度快、效率高、应用范围广、安全性高，对黏度较大的污垢清洗效果差；化学清洗比较彻底，但清洗成本高、操作要求高、清洗废液需回收；采出水反冲洗流程简单，但清洗效果较差，可以作为辅助清洗措施。

A.9 热泵系统

热泵系统可根据热泵机组换热器是否直接与油田采出水接触分为直接式热泵系统与间接式热泵系统。

直接式热泵系统中油田采出水直接进入蒸发器，由于不需要间接热交换器，没有中间换热温差，因此系统效率较高，适用于油田采出水温度较低、水质较好的应用场合，但必须采取必要的措施以保证机组的安全运行；间接式热泵系统中油田采出水通过中间换热器将热量释放给中间介质，中间介质再进入热泵蒸发器。

根据调研情况，目前各油田油气站场加热原油均采用设置中间换热器的加热方式，有专家提出应考虑原油直接进入热泵机组工况，该工况下需考虑供热站防爆措施设计或将热泵机组冷凝器外置，且应满足防火间距要求。

A.10 原油换热器选型

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，适用于小温差传热，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。

可拆板式换热器清洗最为方便，胜利油田多个工程选用了改型板式换热器，但可拆板式换热器受限于其结构特点和密封垫片的耐温上限，有时承压和耐温不能满足要求，需要选用承压和耐温能力更高的管壳式换热器。板式换热器供货方缺乏垫片在油田采出液中的使用经验时，应对垫片进行浸泡试验，将垫片浸没在采出液中，测量垫片的膨胀、硬度及对化学腐蚀的敏感性。

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，同时壳程可以采用机械方法进行清扫。

原油集输系统站场全年生产，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，另一台可承担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。

A. 11 供热站布置

供热站宜与其他建筑物分开，独立设置；当布置在建筑物内时，不应设置在临近人员密集的场所。

供热站厂房除设置热泵机房、换热机房、变配电室、控制室等区域外，还可以设置维修间、化验室等生产辅助间。

A. 12 通风系统设计

燃气热泵机房及燃气调压间日常运行时，可能存在天然气泄漏的风险，另外部分油田采出水也含有天然气；为了防止可能泄漏的天然气浓度过高，必须保证通风良好，且考虑天然气浓度报警。另外，在夏季，良好的通风可以排除热泵及其他电气设备散发的热量，以降低燃气热泵机房内温度，改善操作人员的工作环境。事故通风是保障安全生产和保障操作人员生命安全的必要措施。
