



中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 6420—2008

代替 SY/T 6420—1999

油田地面工程设计节能技术规范

Technical specification for design of energy conservation
for oil field surface engineering

2008—06—16 发布

2008—12—01 实施

国家发展和改革委员会 发 布

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 一般规定 2

5 油气集输、处理及储存 2

5.1 油气集输系统布局 2

5.2 油气集输工艺 2

5.3 采油井场 3

5.4 集输管道 3

5.5 油田气增压 3

5.6 机泵选型 3

5.7 原油加热及换热 3

5.8 油气分离 4

5.9 原油脱水 4

5.10 原油稳定 4

5.11 原油储存 4

5.12 天然气凝液回收 4

5.13 减少油田气损耗 5

6 注水和含油污水处理 5

6.1 注水工程 5

6.2 含油污水处理 6

7 公用工程 6

7.1 电力 6

7.2 供热 6

附录 A（资料性附录） 能源消耗的计算方法 7

SY/T 6420—2008

前 言

本标准代替 SY/T 6420—1999《油田地面工程设计节能技术规范》。

本标准与 SY/T 6420—1999 相比，主要变化如下：

- 对部分内容进行了调整、修改，对个别条款进行了补充；
- 明确了优化总体布局的具体方法；
- 引入了新能源和可再生能源利用的概念；
- 增加了综合考虑上下游能量梯级利用的条文；
- 油田气压缩机选型增加了螺杆压缩机的适用范围；
- 油田气凝液回收调整了膨胀机的压比范围；
- 增加了注水泵改造措施方面的内容；
- 增加了附录 A “能源消耗的计算方法”。

本标准的附录 A 为资料性附录。

本标准由石油工业节能节水专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准负责起草单位：大庆油田工程有限公司。

本标准参加起草单位：中油辽河工程有限公司、中国石油天然气管道工程有限公司。

本标准主要起草人：张忠、苑井玉、宋成文、蒋新、纪连强、赵全俊、宫德河、李玉春、杨春明、王克远、杜树彬、何绍军、臧秀萍、周庆林、宫敏、董恩霞。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为：

- SYJ 44—1990；
- SY/T 6420—1999。

油田地面工程设计节能技术规范

1 范围

本标准规定了陆上油田新建油气集输、注水、含油污水及有关公用工程设计节能技术要求，包括降低能源消耗和减少油气损耗两个方面。

本标准适用于陆上油田地面工程的新建工程。扩建工程和改建工程可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB/T 3485 评价企业合理用电技术导则
- GB/T 4272 设备及管道保温技术通则
- GB/T 5656 离心泵技术条件（II类）
- GB/T 9234 机动往复泵
- GB/T 11062 天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法
- GB/T 13007 离心泵 效率
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则
- GB 18613 中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级
- GB 19762 清水离心泵能效限定值及节能评价
- GB 20052 三相配电变压器能效限定值及节能评价
- GB/T 20901 石油石化行业能源计量器具配备和管理要求
- GB 50034 建筑照明设计标准（附加条文说明）
- GB 50041 锅炉房设计规范
- GB 50391 油田注水工程设计规范
- DL/T 985 配电变压器效能技术经济评价导则

3 术语和定义

下列术语和定义适用本标准。

3.1

设计综合能耗 total production energy consumption for design

设计体系在生产过程中计算所消耗的燃料、电力、耗能工质的消耗量，按规定的计算方法和单位分别折算为一次能源后的总和。计算结果反映系统或装置的工艺和公用设施设计的能耗水平。

3.2

单位工作量能耗 energy consumption per raw material processed

处理单位数量原料的直接综合能耗和间接能耗之和。对原油收集系统和原油脱水装置是指处理每吨液体的能耗，对原油稳定装置是指处理每吨原油的能耗，对油田气处理装置是指处理每千立方米天然气的能耗。

SY/T 6420—2008

3.3

单位产品能耗 energy consumption per unit product

获得单位数量产品的直接综合能耗和间接综合能耗之和。对原油收集、脱水、输送系统是指收集、脱水、输送每吨原油的能耗；对注水系统是指注入井筒每立方米水的能耗；对天然气收集输送系统是指收集输送每千立方米天然气的能耗；对油田气处理装置是指获得每吨轻烃的能耗；对原油稳定装置是指获得每吨轻烃混合物的能耗。

4 一般规定

4.1 在油田地面工程设计中应贯彻节约能源、合理利用能源的原则，提高经济效益，统一设计标准和技术要求。

4.2 油田总体规划和总体设计应有合理利用能源的论证，并应有能耗指标的估算。

4.3 可行性研究报告和初步设计应有节能篇（章），阐述耗能的种类和数量、设计能耗指标、主要节能措施等内容。施工图设计应按 GB 17167 和 GB/T 20901 的规定执行安装计量仪表或预留位置。

4.4 评价工程设计的能耗水平时，应说明其范围及特点。新建项目的设计能耗指标应达到国内同类且条件类似的工程项目的先进水平。

4.5 为节能或合理利用能源所增加的投资额，其回收年限应符合国家的有关规定。

4.6 设计中应采取以下措施降低油田地面工程的综合能耗和油气损耗：

- a) 应采用能量利用合理、油气损耗低的先进油气集输工艺和设备。
- b) 对油田地面工程的平面布局 and 主要工艺设备与设计参数进行优化时，应选取最佳操作条件。
- c) 根据油田生产不断变化的特点，应合理确定工程规模和耗能设备，必要时可分期配置设备。
- d) 应采用新型高效节能设备。
- e) 应根据油田具体情况，采用电动机调速节电和电力电子节能技术，提高电能利用效率。
- f) 应优化加热和换热过程，回收低温热量，提高热能利用率。
- g) 应做好集输油、供热等管线和设备的保温（冷），减少散热（冷）损失。
- h) 根据油田具体情况，积极实行燃气驱动、热电和热动力联供，做好能量平衡，提高能源综合利用水平。
- i) 应采用成熟适用的自控技术，提高产品质量，减少能耗。
- j) 应合理选用配套工艺设施，提高机械采油、注水、油气集输系统的能源利用水平。

4.7 油田地面建设工程除执行本标准外，对未作规定的部分尚应执行国家和行业的有关标准规范。

5 油气集输、处理及储存**5.1 油气集输系统布局**

5.1.1 在进行油气集输工程系统布局方案优化时应进行综合能耗对比。

5.1.2 油气集输工程设计应充分考虑利用太阳能、风力、地下水等天然资源，并进行综合规划、有效利用。

5.2 油气集输工艺

5.2.1 油气集输工艺流程宜采用密闭流程，以降低油气损耗。

5.2.2 油气集输工艺流程应考虑油气井产出物的收集与利用。

5.2.3 油气集输工艺应充分利用油气井流体的压力能，减少油气增压次数。通过技术经济对比分析确定合理的集输半径，降低集输能耗。

5.2.4 应做好设备和管道保温，减少热耗。

5.2.5 应通过综合能耗对比和技术经济比选，根据加热保温方式的不同，确定油田油气收集的基本流程，优先选用单管不加热工艺。

5.2.6 当油田开发进入中、高含水期,宜采用原油管道内破乳降粘工艺。

5.2.7 对于掺水流程,为预防管道结垢,应考虑向回掺污水中投加防垢药剂或管道安装有效的防垢设备。

5.2.8 原油脱水与原油稳定装置宜联合布置,尽量实现能量梯级利用。对于低产油田,油气分离、加热、脱水设备宜选用多功能的组合装置。

5.3 采油井场

5.3.1 应根据地下能量变化情况选择与集输工艺流程相适应的不同类型的采油井场,合理利用地下能量。

5.3.2 采油井场宜考虑油井清蜡及加药等节能措施。

5.3.3 套管气应考虑回收利用。

5.4 集输管道

5.4.1 集输油管线的设计,应通过技术经济对比分析,选择能耗低、经济效益显著的集输油工艺,合理确定原油的流速、输送温度及其他参数。

5.4.2 易结蜡的集输油管道,应采取清管措施。

5.4.3 在满足工艺要求的情况下,应经技术经济分析比选,优先选用管道摩阻小的管材。

5.4.4 合理确定管道埋地深度。

5.5 油田气增压

5.5.1 油田气增压方式,不仅应根据气体组分、输气量和压力,而且还应考虑设备使用范围和运行可靠性等多种因素,经技术经济对比确定。

5.5.2 气量波动较大,可按以下方法确定压缩机:

- a) 选用单级活塞式压缩机,为适应气量波动和进气压力在允许范围内浮动,必要时可采用顶开部分吸气阀调节。
- b) 选用多级活塞式压缩机时,可采用余隙调节或顶开部分吸气阀调节。
- c) 选用多台并联机组。
- d) 采用可调转速的压缩机组。

5.5.3 排量较大的压缩机一般按以下原则选用(特殊情况应另行论证):

- a) 排量及功率较大,气量比较稳定,宜选用离心式压缩机;余热宜加以利用。
- b) 单机功率较小(一般在2000kW以下),应使用效率较高的活塞式压缩机。

5.5.4 在气量较小时,宜选用效率较高、操作简单的螺杆压缩机。

5.6 机泵选型

5.6.1 用离心泵输送原油,除泵站规模很小外,所选泵的效率(以输水为准)应符合GB/T 13007和GB 19762的规定。如果原油粘度太高,使用离心泵输送明显不经济时,应选用容积泵。

5.6.2 泵的配置方式应按照管道流量和压力变化,以及泵的特性,经技术经济对比确定。

5.6.3 输油用电动机宜优先选用空冷式;若采用水冷式,冷却水应循环使用。

5.7 原油加热及换热

5.7.1 原油加热的热源,应首先利用余热。无余热利用时,可采用其他加热方式。

5.7.2 油田用加热炉采用正压燃烧时的综合热效率不应低于90%;当采用自然通风时,大于或等于0.58MW的加热炉,综合热效率应不低于80%,在0.58MW以下时应不低于75%。

5.7.3 应合理确定加热炉台数和单台负荷,提高加热炉的负荷率。加热炉的负荷率应为80%~100%。

5.7.4 当采用换热器为原油加热时,应选用高效换热器。

5.7.5 油气集输和处理系统的燃料气宜用干气。

SY/T 6420—2008

5.8 油气分离

5.8.1 油气分离的级数和各级分离压力，应充分考虑合理利用上游剩余压力。

5.8.2 油气分离设备应选用高效设备。

5.9 原油脱水

5.9.1 原油脱水设备应选用高效节能设备。

5.9.2 采用压力容器密闭沉降脱水工艺时，应尽量减少中间提升泵。

a) 当脱水站接收接转站来油时，进站压力应按原油脱水和含油污水处理要求确定，一般不设脱水泵。接转站分离缓冲罐的压力应低于电脱水器压力，防止在电脱水器析出大量气体。

b) 当脱水站接收计量站压来的油气水混合物时，宜采用油气分离和油水分离合一装置，应采取措施防止在电脱水器中析出大量气体。

5.9.3 游离水沉降（第一段脱水）宜与管道破乳相结合，尽量降低处理温度。

5.9.4 脱除游离水可按照油田具体情况采用聚结层、斜板沉降等多种措施。采用聚结层脱水时，液体通过聚结层的压降不应大于 0.05MPa。

5.9.5 第二段脱水温度确定原则：

a) 原油脱水温度需通过与脱水时间及能耗进行综合对比后确定。

b) 含蜡原油的脱水温度一般为净化原油倾点以上 20℃。如果原油脱水与原油稳定或原油热处理相结合，电脱水温度可适当提高。

c) 对于高粘度原油，应通过试验找出油和水的相对密度差较大时的温度，可取比这一温度稍低的温度作为脱水温度。

d) 当脱水温度超过外输要求的温度时，在经济合理的条件下，可通过与来油换热，降到外输需要的温度。

5.10 原油稳定

5.10.1 当原油蒸发损耗率大于 0.2% 时，应进行稳定处理。原油蒸发损耗率低于 0.2% 时，应结合工艺过程综合考虑。

5.10.2 原油稳定与原油脱水和外输应综合考虑，统一规划。

5.10.3 负压闪蒸原油稳定应和原油脱水相结合，应利用原油脱水和外输温度进行，不应专门为原油稳定进行加热。

5.10.4 原油稳定装置脱出的不凝气应就近输入油田气凝液回收装置。

5.11 原油储存

5.11.1 油田储油罐应采用立式钢制油罐，未稳定原油储罐及事故油罐应选用固定顶油罐，稳定原油储罐的单罐容量大于或等于 10000m³ 时宜采用浮顶油罐。

5.11.2 需要加热或维持温度的原油储罐宜采取保温措施，热负荷宜按油罐对外散热量确定。事故油罐可不设保温措施。

5.12 天然气凝液回收

5.12.1 油田气宜进行轻烃回收。当 C₂ 以上烃类组分较少时，如果气量较大，或乙烷至丁烷含量较高，且有较好的经济效益，也可进行轻烃回收。

5.12.2 当需要控制输气露点而回收部分轻烃或不要求很高的收率时，按不同的压力条件，采用下列几种制冷方式：

a) 气源压力较低，外输压力较高，需要进行增压时，宜采用冷剂制冷。

b) 外输和进气压力都较高，轻烃回收过程不允许有较大的压降，宜采用冷剂制冷。

c) 气源压力较低，外输气压力较低，在有足够压差供轻烃回收过程利用时，应采用膨胀制冷。按允许压降情况，宜采用膨胀机或热分离机制冷法。

5.12.3 要求得到较高乙烷或丙烷收率，又没有足够压降可利用时，宜采用混合冷剂或膨胀机加丙烷

辅助制冷。气源压力较高又有足够压差可供利用时，宜单独采用膨胀制冷。

5.12.4 油田气轻烃回收的制冷剂可优先采用混合冷剂或丙烷。

5.12.5 轻烃回收装置设计宜采用的节能措施：

- a) 压缩机的驱动机选用燃气机组时，应考虑动力和供热结合，余热要加以利用。
- b) 分子筛再生用热应首先考虑采用燃气发动机排气余热；有高温蒸汽（350℃以上）时用蒸汽加热。不具备上述条件时，可考虑使用其他加热方式。
- c) 冷冻及换热采用高效的制冷循环和缩小换热温差措施：
 - 1) 用混合冷剂或阶式冷冻循环。
 - 2) 合理设置换热器，对复杂换热系统应进行优化。
 - 3) 涡轮膨胀机的膨胀比一般在3~5，最多不宜超过7。
 - 4) 换冷宜采用板翅式换热器。
- d) 轻烃分馏部分应合理确定工作压力和分馏顺序。
- e) 尽量利用装置自身的冷源和热源，减少外冷措施：
 - 1) 降低塔的工作压力，有回流的塔不宜将压力调节阀设在塔顶和冷凝器之间。
 - 2) 利用压缩机出口热气流和塔底产品作为重沸器热源或进料预热的热源。

5.13 减少油田气损耗

5.13.1 应优化集、调、输、配气管网，提高系统适应能力，防止或减少气体放空。

5.13.2 在设计中要具体分析可能产生供气不平衡的原因，根据油田实际条件采取以下措施：

- a) 有气井的油田，首先应通过气井产量来调节供气不平衡。
- b) 油田内如果有可储气的地下构造，应采用地下储气库调节产供气季节性不平衡，必要时也可回注油层。
- c) 在经济合理的前提下进行液化（包括液化甲烷和液化气）储存。
- d) 生活用气应为干气，并应有储气缓冲措施。
- e) 不适合管道输送的小断块油田的油田气，宜作为燃气发动机组的燃料加以利用。
- f) 在油田建设中，应配套建设油田气集输系统，采用油气密闭集输流程，注意收集低压气和零散气。油田气凝液回收装置或工业用气装置定期检修时，应设法提供缓冲用户，减少放空。

6 注水和含油污水处理

6.1 注水工程

6.1.1 注水工程设计应符合 GB 50391 中的相关规定。

6.1.2 在进行注水站的设计时，应采用最优化的工艺流程。

6.1.3 冷却水供给系统工作余压不大于 0.15MPa，冷却水应循环使用。

6.1.4 设备选型如下：

- a) 选用离心式注水泵时，其效率应不低于 GB/T 5656 的规定。柱塞泵选用应符合 GB/T 9234 的规定。
- b) 当站外管网实行区块分压注水时，站内泵型选择应按不同压力等级进行设计，并满足不同泵压和排量的要求。
- c) 应根据注入水水质，合理选择注水泵材质，满足耐腐蚀耐磨，减缓泵效下降速度。在累计运行达到 10000h 时，泵效下降不大于 1%。
- d) 注水电机应选用高效电动机。

6.1.5 高压配水阀组单元流程阀组总压降应不大于 0.5MPa。

6.1.6 注水管网设计应进行技术经济指标对比，管网最远点注入井压降值不宜大于 1.0MPa。

6.1.7 当区块井间注入压力差大于 1.5MPa 时，应采用分压注水管网系统设计。

SY/T 6420—2008

6.2 含油污水处理

6.2.1 含油污水处理过程中分离出来的污油应回收加以利用。

6.2.2 含油污水处理过程应充分利用来水压力，避免中间用泵提升。

7 公用工程**7.1 电力**

7.1.1 油田应根据负荷性质，计算负荷、生产班次的变化，选择合理的供电方式和变压器容量、台数，合理调整负荷，实现变压器经济运行。

7.1.2 变压器的选择首先应满足 GB 20052 的要求，变压器的损耗应通过计算确定，每台变压器的负荷率宜按 50%~60% 选择。

7.1.3 在扩、改建工程设计中，若变压器原负荷率在正常运行条件下偏大或偏小，应在满足 DL/T 985 条件下，通过计算决定是否更换变压器。

7.1.4 变配电所和自备电站应接近负荷中心，供电距离宜按负荷距确定，减少变配电级数，缩短供电半径。

7.1.5 新开发油田或新开发独立生产区块，应选择 10kV 电压等级，10kV 供电线路的供电半径宜在 10km~15km 的范围内，6kV 供电线路宜在 5km~10km 范围内。宜按经济电流密度选择导线截面。

7.1.6 供配电系统总线损率和无功功率补偿应符合 GB/T 3485 的规定。

7.1.7 应按照 GB 18613 选择高效节能的电动机，在正常运行情况下，一般宜接近满载运行。

7.1.8 单台电动机功率在 200kW 及以上时，宜采用高压电动机，并优先选用 10kV 电动机。

7.1.9 应采取抑制非线性负荷产生高次谐波的措施，并应符合 GB/T 14549 的要求。

7.1.10 应选择绿色照明方式，应优先采用光效高、能耗低、寿命长、显色性好及配光合理、安全高效的光源和节能灯具。

7.1.11 工作场所的照度标准值应符合 GB 50034 的规定，应充分利用天然光，照明和天然采光结合，在满足照度的条件下，应严格控制 and 降低功率密度值。

7.1.12 应合理选择照明控制方式，在照明灯具较多的厂站，照明宜采用光控或时钟控制。

7.1.13 应优先采用效率高、能耗低、性能先进的低压电气产品，低压交流接触器宜选用直流磁系统型。

7.2 供热

7.2.1 锅炉房设计应符合 GB 50041 的要求。长时间运行时，锅炉不宜在低于额定供热能力的 70% 状态下运行，锅炉房的调节应根据中央调节方案，调整锅炉投入运行台数和循环水量。

7.2.2 应根据使用的燃料品种、供热介质和运行参数确定锅炉形式。

7.2.3 应根据供热工况确定供热介质，专供采暖的锅炉房供热介质宜为热水。

7.2.4 真空相变锅炉只适用于低温供热系统，单台负荷应限定在 2.8MW 以内。

7.2.5 锅炉送风应有调节装置。单炉额定供热大于 1.4MW 的燃油（气）锅炉，宜设置油（气）、空气比例调节装置；单炉额定供热大于 7MW 的燃煤锅炉，锅炉鼓、引风机宜设置变频调节装置。

7.2.6 锅炉附属机泵，应选用效率高、能耗低、性能先进的产品。

7.2.7 锅炉房容量大于或等于 1.4MW 时，补水宜设置变频调速装置。锅炉排污率宜控制在 5% 以内，20t/h 及以上锅炉连续排污水应考虑回收热量。

7.2.8 设备及管道的保温，应符合 GB/T 4272 的规定。

7.2.9 蒸汽供热用汽设备，宜采用间接加热，其凝结水出口应装设疏水阀。条件允许时，应使凝结水过冷至 90℃ 以下，以减少二次蒸发损失。对有回收价值，可能被污染的供热回水，应设置水质在线监测及净化装置。对不能回收的回水，应尽量回收利用其热量。

附 录 A
(资料性附录)
能源消耗的计算方法

- A.1 能耗指在生产过程中所消耗的燃料的能量和蒸汽、电力、耗能工质（各种压缩空气等）消耗的能量的总和。
- A.2 能耗分为厂、站、装置综合能耗及单位综合能耗。
- A.3 任一规定的体系实际消耗的燃料能源均应按收到基低位发热量为计算基础，折算为标准煤量。
- A.4 能耗计算种类：油田地面建设工程主要生产系统及生产装置的能耗计算分为设计综合能耗、单位工作量能耗和单位产品能耗，计算种类和规定见表 A.1。表 A.1 中符号“★”表示应进行的能耗计算。

表 A.1 能耗计算种类

生产装置（系统）名称	能 耗 类 别		
	设计综合能耗	单位工作量能耗	单位产品能耗
机械采油	★	★	★
原油收集	★	★	★
原油脱水	★	★	★
原油外输	★	—	★
油田气收集	★	—	★
油田气处理	★	★	★
油田气外输	★	—	★
原油稳定	★	★	★
含油污水处理	★	—	★
净化水输送	★	—	★
注水地面部分	★	—	★

A.5 厂、站、装置综合能耗的计算公式如下：

$$E_p = E_f + E_s + E_e + E_w + E_a + E_x + E_h \dots\dots\dots (A.1)$$

- 式中：
- E_p ——综合能耗，单位为兆焦每天（MJ/d）；
- E_f ——燃料气能耗，单位为兆焦每天（MJ/d）；
- E_s ——蒸汽能耗，单位为兆焦每天（MJ/d）；
- E_e ——电力能耗，单位为兆焦每天（MJ/d）；
- E_w ——各种水能耗，单位为兆焦每天（MJ/d）；
- E_a ——压缩空气能耗，单位为兆焦每天（MJ/d）；
- E_x ——其他耗能工质能耗，单位为兆焦每天（MJ/d）；
- E_h ——与界外交换的有效热量，单位为兆焦每天（MJ/d）。

A.5.1 燃料气能耗的计算公式如下：

SY/T 6420—2008

$$E_f = V_f Q_f \dots\dots\dots (A. 2)$$

式中：
 V_f ——燃料气消耗量，单位为立方米每天（m³/d）；
 Q_f ——燃料气低发热值，单位为兆焦每立方米（MJ/m³）。

A. 5.2 蒸汽、电力、耗能工质能耗的计算公式如下：

$$E_s = \sum (G_{si} A_{si}) \dots\dots\dots (A. 3)$$

$$E_e = G_e A_e \dots\dots\dots (A. 4)$$

$$E_w = \sum (G_{wi} A_{wi}) \dots\dots\dots (A. 5)$$

$$E_a = \sum (G_{ai} A_{ai}) \dots\dots\dots (A. 6)$$

$$E_x = \sum (G_{xi} A_{xi}) \dots\dots\dots (A. 7)$$

式中：
 G_{si} ——第*i*种蒸汽消耗量，单位为吨每天（t/d）；
 G_e ——电力消耗量，单位为千瓦时每天（kW·h/d）；
 G_{wi} ——第*i*种水消耗量，单位为吨每天（t/d）；
 G_{ai} ——第*i*种压缩空气消耗量，单位为立方米每天（m³/d）；
 G_{xi} ——第*i*种其他耗能工质消耗量，单位为吨每天（t/d）或单位为立方米每天（m³/d）；
 A_{si} ——第*i*种蒸汽的能量折算指标，单位为兆焦每吨（MJ/t）；
 A_e ——电力的能量折算指标，单位为兆焦每千瓦时 [MJ/（kW·h）]；
 A_{wi} ——第*i*种水的能量折算指标，单位为兆焦每吨（MJ/t）；
 A_{ai} ——第*i*种压缩空气的能量折算指标，单位为兆焦每立方米（MJ/m³）；
 A_{xi} ——第*i*种其他耗能工质的能量折算指标，单位为兆焦每吨（MJ/t）或兆焦每立方米（MJ/m³）。

A. 5.3 燃料气的低发热量计算按 GB/T 11062 执行。

A. 5.4 蒸汽、电力和各类耗能工质的能量折算指标见表 A. 2。当 A. 2 表中的能量折算指标与实际出入较大时，以及未列入的其他耗能工质的能量折算指标，由设计计算确定。

表 A. 2 能量折算指标

序 号	类 别	单 位	折 算 值 MJ	备 注
1	电力	kW·h	11.84	外购
2	新鲜水	t	7.12	
3	循环水	t	4.19	
4	软化水	t	10.47	
5	除盐（软化）水	t	96.30	
6	除氧水	t	385.19	
7	凝汽式蒸汽轮机凝结水	t	152.8	

表 A.2 (续)

序 号	类 别	单 位	折 算 值 MJ	备 注
8	加热设备凝结水	t	320.3	
9	锅炉供 3.5MPa 级过热蒸汽	t	3684	
10	锅炉供 2.5MPa 级过热蒸汽	t	3600	
11	锅炉供 1.0MPa 级过热蒸汽	t	3182	
12	0.3MPa~0.6MPa 级蒸汽	t	2760	
13	背压式汽轮机排出 1.0MPa 级过热蒸汽	t	3180	
14	背压式汽轮机排出 0.3MPa 级过热蒸汽	t	2970	
15	净化压缩空气	m ³	1.59	此系无热再生的指标
16	非净化压缩空气	m ³	1.17	
17	氮气	m ³	6.28	
18	导热油	MJ	1.47	不包括输送泵能耗

A.5.5 向界外供出的燃料气、蒸汽、凝结水的数量计为负值。

A.5.6 与界外交换的有效热量 (E_h)、供热计为负值, 受热计为正值。

A.5.7 开工、停工、事故、消防、临时吹扫时的能耗, 不予统计。

A.5.8 计算对象的年工作时间等于生产装置的年开工时间; 当加热炉为季节性或间断运行时, 年工作时间按实际情况确定。

A.5.9 电力、蒸汽和各种耗能工质的年消耗量应根据计算对象的设计规模和设计操作条件, 按设备逐台或逐项进行分类计算。

A.5.10 原油集输、原油脱水、油田注水和含油污水处理主要机泵的年工作时间为 8760h; 原油稳定、油田气处理装置用泵的年工作时间为 8000h; 当机泵为间断运行或季节性运行时, 年工作时间按实际情况确定。

A.5.11 原油电脱水的年耗电量为净化每吨原油的耗电量和年处理净化原油量的乘积。获得每吨净化原油的耗电量应根据原油性质和脱水器的类型, 按照试验资料或参照类似电脱水装置的运行电耗情况确定。

A.5.12 污油泵、润滑油泵、加药泵等小功率辅助作业泵的耗电量可按所配电动机的额定功率和年工作时间计算确定。

A.5.13 原油脱水装置排出的含油污水掺入集油管线循环使用时, 含油污水升温 and 增压消耗的能量, 应计算在原油集输系统的能耗里。原油脱水装置排出的含油污水, 如需要用泵输到污水处理站进行处理, 增压泵的能耗应计算在含油污水处理装置的能耗里。

A.5.14 以回收轻烃为目的的油气处理装置在计算能耗时, 还应加上油田气减量能耗计算。

A.6 厂、站综合能耗为主要生产能耗、辅助生产能耗和公用工程能耗的总和。

A.7 装置的综合能耗计算结果按表 A.3 的格式填写。

A.8 厂、站综合能耗计算结果按表 A.4 的格式填写。

SY/T 6420—2008

表 A.3 装置综合能耗 (格式)

装 置 名 称						
设 计 规 模		10 ⁴ m ³ /d				
序 号	项 目	消 耗 量		燃料气低发热量 或能量折算指标		能 耗 MJ/d
		单位	数量	单位	折算值	
1	新鲜水	t/d		MJ/t		
2	循环水	t/d		MJ/t		
3	锅炉给水	t/d		MJ/t		
4	电力	kW·h/d		MJ/（kW·h）		
5	蒸汽（___MPa）	t/d		MJ/t		
6	燃料气	m ³ /d		MJ/m ³		
7	非净化空气	m ³ /d		MJ/m ³		
8	净化空气	m ³ /d		MJ/m ³		
9	氮气	m ³ /d		MJ/m ³		
10	导热油	MJ/d		MJ/MJ		
11	综合能耗	MJ/d 或 t（标准煤）/d				
12	单位综合能耗	MJ/10 ⁴ m ³ 或 t（标准煤）/10 ⁴ m ³				
注：表中项目内容根据实际需要增减。						

表 A.4 厂、站综合能耗 (格式)

厂、站名称						
设计规模		10 ⁸ m ³ /年				
序 号	项 目	消 耗 量		能量折算指标		能 耗 MJ/年
		单位	数量	单位	折算值	
1	新鲜水	10 ⁴ t/年				
2	电力	10 ⁶ kW·h/年				
3	燃料气	10 ⁸ m ³ /年				
4	综合能耗	MJ/年或 t (标准煤) /年				
5	单位综合能耗	MJ/10 ⁴ m ³ 或 t (标准煤) /10 ⁴ m ³				
注：表中项目内容根据实际需要增减。						