

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB/T 50441 – 2016

石油化工设计能耗计算标准

Standard for calculation of energy consumption
in petrochemical engineering design

2016 – 08 – 26 发布

2017 – 04 – 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

石油化工设计能耗计算标准

Standard for calculation of energy consumption
in petrochemical engineering design

GB/T 50441 - 2016

主编部门:中国石油化工集团公司

批准部门:中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期:2017年4月1日

中国计划出版社

2016 北 京

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 1286 号

住房和城乡建设部关于发布国家标准 《石油化工设计能耗计算标准》的公告

现批准《石油化工设计能耗计算标准》为国家标准,编号为 GB/T 50441—2016,自 2017 年 4 月 1 日起实施。原《石油化工设计能耗计算标准》GB/T 50441—2007 同时废止。

本标准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

2016 年 8 月 26 日

前 言

根据住房城乡建设部《关于印发〈2014 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2013〕169 号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,并在广泛征求意见的基础上,修订本标准。

本标准共分 5 章,主要技术内容包括:总则、术语、基本规定、能耗计算和炼油单位因数能耗计算。

本次修订的主要技术内容是:

——修改电、水和冷量的统一能源折算值;

——增加炼油厂外购氢气的统一能源折算值;

——增加炼油单位因数能耗的计算方法;

——增加炼油厂制氢装置的能耗计算方法和外购氢气计入炼油能耗的规定。

本标准由住房城乡建设部负责管理,由中石化洛阳工程有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送中石化洛阳工程有限公司(地址:河南省洛阳市中州西路 27 号;邮政编码:471003)。

本标准主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:中石化洛阳工程有限公司

参 编 单 位:中国石化工程建设有限公司

主要起草人:郭文豪 赵建炜 魏志强 李和杰 朱华兴
蒋荣兴

主要审查人:李国庆 周家祥 任建松 田 慧 李立岩
胡惠芳 王广河 郭艳荣 雷 雳 蒋国贤
孙松卿 赵予川

目 次

1 总 则	(1)
2 术 语	(2)
3 基本规定	(4)
4 能耗计算	(7)
4.1 计算公式	(7)
4.2 计算规定	(7)
5 炼油单位因数能耗计算	(11)
5.1 计算公式	(11)
5.2 计算规定	(14)
本标准用词说明	(15)
引用标准名录	(16)
附:条文说明	(17)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(4)
4	The calculation for energy consumption	(7)
4.1	Calculation formula	(7)
4.2	Calculation requirements	(7)
5	The calculation for unit factor energy consumption of refinery	(11)
5.1	Calculation formula	(11)
5.2	Calculation requirements	(14)
	Explanation of wording in this standard	(15)
	List of quoted standards	(16)
	Addition;Explanation of provisions	(17)

1 总 则

1.0.1 为统一石油化工建设项目设计能源消耗(以下简称能耗)计算方法,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于以石油、天然气及石油、天然气产品为主要原料的炼油厂、化工厂、化肥厂和化纤厂的全厂、装置和公用工程系统的新建和改造工程的设计能耗计算,以及项目投产验收的实测能耗计算。

1.0.3 石油化工设计能耗计算,除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 耗能工质 energy transfer medium

在生产过程中所消耗的不作为原料使用、也不进入产品,在生产或制取时需要直接消耗能源的工作物质。

2.0.2 能源折算值 equivalent coefficient of primary energy consumption

单位数量的一次能源及生产单位数量的电、氢气和耗能工质所消耗的一次能源,折算为标准燃料的数值。

2.0.3 统一能源折算值 specified equivalent coefficient of primary energy consumption

根据石油化工业平均用能水平分析确定的能源折算值。

2.0.4 设计能源折算值 estimated equivalent coefficient of primary energy consumption

根据设计条件计算的能源折算值。

2.0.5 实际能源折算值 actual equivalent coefficient of primary energy consumption

根据企业生产实际计算的能源折算值。

2.0.6 能耗 energy consumption

耗能体系在生产过程中所消耗的各种燃料、电、氢气和耗能工质,按规定的计算方法和单位折算为一次能源量(标准燃料)的总和。

2.0.7 单位能耗 unit energy consumption

耗能体系加工单位数量原料或生产单位数量产品的能耗。

2.0.8 设计能耗 design energy consumption

按燃料、电、氢气及耗能工质的设计消耗量计算的能耗。

2.0.9 实测能耗 practical energy consumption

按燃料、电、氢气及耗能工质的实测消耗量计算的能耗。

2.0.10 标准能耗 standard energy consumption

同一时期内,同类工艺装置(或系统单元或全厂)的先进单位能耗平均值。

2.0.11 标准能耗系数 standard energy consumption ratio

工艺装置(或系统单元)标准能耗与基准装置标准能耗的比值。

2.0.12 能耗因数 energy consumption factor

工艺装置(或系统单元)标准能耗系数按其原料(或产品)量折算至基准装置原料(或产品)量的值。

2.0.13 炼油能耗因数 energy consumption factor of refinery

炼油工艺装置和系统单元能耗因数之和与环境温度校正系数的乘积。

2.0.14 炼油单位能耗 unit energy consumption of refinery

按原油(料)加工量计算的炼油厂单位能耗。

2.0.15 炼油单位因数能耗 unit factor energy consumption of refinery

炼油单位能耗与炼油能耗因数的比值。

3 基本规定

3.0.1 能耗应按一次能源消耗计算,能耗单位宜采用千克(kg)标准油或吨(t)标准油,1 千克标准油的低发热量为 41.868MJ。

3.0.2 炼油厂、化工厂、化纤厂(装置)的原料不应计入能耗,化肥厂(装置)的原料应计入能耗。

3.0.3 能耗宜采用单位原料或单位产品为基准计算,也可按单位时间为基准计算。

3.0.4 设计能耗应按设计条件计算,开工、停工、事故、消防、临时吹扫等工况下的消耗不应计入能耗。正常生产过程中的间断消耗或输出应折算为平均值后再计入能耗。

3.0.5 装置正常生产过程所产生的污水应计入装置能耗。

3.0.6 全厂能耗计算宜采用设计能源折算值或实际能源折算值,也可采用统一能源折算值。装置能耗计算应采用统一能源折算值。

3.0.7 考核设计能耗时,宜采用实测能耗。

3.0.8 燃料、电、纯氢及耗能工质的统一能源折算值应按表 3.0.8 选取。耗能体系之间交换的热量,应按本标准第 4.2.3 条规定计算能耗。

表 3.0.8 燃料、电、纯氢及耗能工质的统一能源折算值

序号	类别	单位	能源折算值 (kg 标准油)	备注
1	电	kWh	0.22	—
2	标准油 ^①	t	1000	
3	标准煤	t	700	

续表 3.0.8

序号	类别	单位	能源折算值 (kg 标准油)	备注
4	汽油	t	1030	—
5	煤油	t	1030	
6	柴油	t	1020	
7	催化烧焦	t	950	
8	工业焦炭	t	800	
9	甲醇	t	470	
10	纯氢 ^②	t	3000	适用于化肥厂能耗计算
11	纯氢 ^②	t	1100	适用于炼油厂能耗计算
12	10.0MPa 级蒸汽	t	92	$7.0\text{MPa} \leq P^{\text{③}}$
13	5.0MPa 级蒸汽	t	90	$4.5\text{MPa} \leq P^{\text{③}} < 7.0\text{MPa}$
14	3.5MPa 级蒸汽	t	88	$3.0\text{MPa} \leq P^{\text{③}} < 4.5\text{MPa}$
15	2.5MPa 级蒸汽	t	85	$2.0\text{MPa} \leq P^{\text{③}} < 3.0\text{MPa}$
16	1.5MPa 级蒸汽	t	80	$1.2\text{MPa} \leq P^{\text{③}} < 2.0\text{MPa}$
17	1.0MPa 级蒸汽	t	76	$0.8\text{MPa} \leq P^{\text{③}} < 1.2\text{MPa}$
18	0.7MPa 级蒸汽	t	72	$0.6\text{MPa} \leq P^{\text{③}} < 0.8\text{MPa}$
19	0.3MPa 级蒸汽	t	66	$0.3\text{MPa} \leq P^{\text{③}} < 0.6\text{MPa}$
20	<0.3MPa 级蒸汽	t	55	—
21	7℃~12℃冷量	MJ	0.010	显热冷量
22	5℃冷量	MJ	0.014	相变冷量
23	0℃冷量	MJ	0.015	
24	-5℃冷量	MJ	0.016	
25	-10℃冷量	MJ	0.018	
26	-15℃冷量	MJ	0.020	
27	-20℃冷量	MJ	0.024	
28	-25℃冷量	MJ	0.029	

续表 3.0.8

序号	类别	单位	能源折算值 (kg 标准油)	备注
29	-30℃冷量	MJ	0.036	相变冷量
30	-35℃冷量	MJ	0.041	
31	-40℃冷量	MJ	0.046	
32	-45℃冷量	MJ	0.052	
33	-50℃冷量	MJ	0.060	
34	新鲜水	t	0.15	
35	循环水	t	0.06	
36	软化水	t	0.20	
37	除盐水	t	1.0	
38	104℃除氧水	t	6.5	
39	凝汽机凝结水	t	1.0	
40	需除油除铁的 120℃凝结水	t	5.5	
41	可直接回用的 120℃凝结水	t	6.0	
42	污水 ^④	t	1.1	
43	净化压缩空气	m ³ ^⑤	0.038	
44	非净化压缩空气	m ³ ^⑤	0.028	
45	氧气	m ³ ^⑤	0.15	
46	氮气	m ³ ^⑤	0.15	
47	二氧化碳(气)	m ³ ^⑤	0.15	

注：①燃料应按其低发热量折算成标准油；

②体积分数不小于 99.9%，其他纯度的氢气按其质量分数折算；

③蒸汽压力指表压；

④作为耗能工质的污水，为生产过程排出的需耗能才能处理合格排放的污水；

⑤0℃和 0.101325MPa 状态下的体积。本标准中涉及的气体计量单位(m³)均为该状态下的体积。

3.0.9 气体燃料的能源折算值可根据气体组成按低发热值计算。

4 能耗计算

4.1 计算公式

4.1.1 耗能体系的能耗应按下式计算：

$$E = \sum(G_i C_i) + \sum Q_j \quad (4.1.1)$$

式中： E ——耗能体系的能耗，正值时表示消耗能源，负值时表示输出能源；

G_i ——燃料、电、氢气及耗能工质消耗量，消耗时计为正值，输出时计为负值；

C_i ——燃料、电、氢气及耗能工质的能源折算值；

Q_j ——耗能体系与外界交换热量所折成的标准能源量，输入时计为正值，输出时计为负值。

4.1.2 单位能耗应按下式计算：

$$e = E/G \quad (4.1.2)$$

式中： e ——单位能耗(kg/t)；

E ——耗能体系的能耗(kg/h)；

G ——耗能体系的原料量或产品量(t/h)。

4.2 计算规定

4.2.1 各耗能体系的能耗计算可按表 4.2.1 汇总。

表 4.2.1 能耗计算汇总(样表)

装置(或单元或全厂)名称： 公称设计规模： Mt/a 原料(产品)量： t/h

序号	项 目	消耗量		能源折算值		设计 能耗 kg/h	单位 能耗 kg/t	备注
		单位	数量	单位	数量			
1	电	kW		kg/kWh				

续表 4.2.1

序号	项 目	消耗量		能源折算值		设计 能耗 kg/h	单位 能耗 kg/t	备注
		单位	数量	单位	数量			
2	燃料							
	燃料油	t/h		kg/t				
	燃料气	t/h		kg/t				
	煤	t/h		kg/t				
	催化烧焦	t/h		kg/t				
	工业焦炭	t/h		kg/t				
3	氢气 ^①							
	化肥氢	t/h		kg/t				
	乙烯氢	t/h		kg/t				
	煤制氢	t/h		kg/t				
4	蒸汽							
	10.0MPa	t/h		kg/t				
	3.5MPa	t/h		kg/t				
	1.0MPa	t/h		kg/t				
	0.3MPa	t/h		kg/t				
	<0.3MPa	t/h		kg/t				
5	冷量							
	7℃~12℃	MJ/h		kg/MJ				
	-15℃	MJ/h		kg/MJ				
	-30℃	MJ/h		kg/MJ				
	-50℃	MJ/h		kg/MJ				
6	水							
	新鲜水	t/h		kg/t				
	循环水	t/h		kg/t				

续表 4.2.1

序号	项 目	消耗量		能源折算值		设计 能耗 kg/h	单位 能耗 kg/t	备注
		单位	数量	单位	数量			
	软化水	t/h		kg/t				
	除盐水	t/h		kg/t				
	除氧水	t/h		kg/t				
	凝汽机凝结水	t/h		kg/t				
	加热设备凝结水	t/h		kg/t				
	污水	t/h		kg/t				
7	热量							
	热进料/出料	MJ/h		kg/MJ				
	热输入/输出	MJ/h		kg/MJ				
8	气体							
	净化压缩空气	m ³ /h		kg/m ³				
	非净化压缩空气	m ³ /h		kg/m ³				
	氧气	m ³ /h		kg/m ³				
	氮气	m ³ /h		kg/m ³				
	二氧化碳(气)	m ³ /h		kg/m ³				
9	合计							

注：①炼油厂全厂或化肥厂能耗计算时有此项，炼油工艺装置能耗计算时无此项。

4.2.2 原料不计入能耗的耗能体系所消耗的燃料应包括外部供入和自产燃料，原料计入能耗的耗能体系所消耗的燃料不应计入自产燃料。

4.2.3 耗能体系与外界交换的热量应按下列规定计算标准能源量：

1 油品的热进料、热出料：热进料或热出料热量的温度等于或大于 120℃时，高于 120℃的热量按 1:1 的比例计算标准能源

量；油品规定温度与 120℃ 之间的热量折半计算标准能源量；油品规定温度以下的热量不计算标准能源量。有关油品的规定温度：汽油为 60℃，柴油为 70℃，蜡油为 80℃，渣油为 120℃。

2 热量交换：耗能体系之间通过热交换输入或输出的热量，温度高于 120℃ 以上的热量按 1:1 的比例计算标准能源量；60℃~120℃ 之间的热量折半计算标准能源量；60℃ 以下的热量不计算标准能源量。

4.2.4 用于采暖、制冷等季节性的热量输出或输入，应折算为年平均值计入能耗。

4.2.5 输变电系统电损失计算应按现行行业标准《炼油厂用电负荷设计计算方法》SH/T 3116 执行。

5 炼油单位因数能耗计算

5.1 计算公式

5.1.1 炼油单位因数能耗应按下式计算：

$$e_{cf} = e/f \quad (5.1.1)$$

式中： e_{cf} ——炼油单位因数能耗(kg/t)；

e ——炼油单位能耗(kg/t)；

f ——炼油能耗因数,无量纲。

5.1.2 炼油单位能耗应按下式计算：

$$e = E/G \quad (5.1.2)$$

式中： E ——炼油能耗(kg/h 或 kg/a),应按公式(4.1.1)计算；

G ——原(料)油加工量(t/h 或 t/a)。

5.1.3 炼油能耗因数应按下列公式计算

$$f = \left(\sum R_i K_i + f_c + f_w + f_{SL} + f_{eL} + f_Q \right) f_t \quad (5.1.3-1)$$

$$f_t = 1.0704 - 4.7172 \times 10^{-3} t + 2.9504 \times 10^{-5} t^2 + \\ 7.4482 \times 10^{-7} t^3 + 5.0165 \times 10^{-8} t^4 + 2.2078 \times 10^{-11} t^5 \quad (5.1.3-2)$$

式中： $R_i K_i$ ——第 i 个炼油装置能耗因数,无量纲；

R_i ——第 i 个炼油装置加工量系数,为装置加工量与炼油厂原(料)油加工量的比值；

K_i ——第 i 个炼油装置标准能耗系数；

f_c ——储运系统能耗因数；

f_w ——污水处理场能耗因数；

f_{SL} ——热力损失能耗因数；

- f_{eL} ——输变电损失能耗因数；
 f_Q ——其他辅助系统能耗因数；
 f_t ——环境温度校正系数；
 t ——当地全年平均环境温度(°C)。

5.1.4 储运系统能耗因数应按下列公式计算：

$$f_c = E_{CD}/E_0 \quad (5.1.4-1)$$

$$E_{CD} = E_{e1} + E_{e2} + E_{e3} \quad (5.1.4-2)$$

$$E_{e2} = (0.1VD + 0.3M)/G \quad (5.1.4-3)$$

- 式中： E_{CD} ——储运系统标准能耗(kg/t)；
 E_0 ——炼油基准装置标准能耗(kg/t)；
 E_{e1} ——原油储存和输送系统的标准能耗，取值为 1.0 kg/t；
 E_{e2} ——重质油品储存、调和、输送系统的标准能耗(kg/t)；
 V ——需要加热的重质油罐总容积(m³)；
 D ——重质油罐需要加热的天数(d/a)；
 M ——通过重质油罐周转的重质油品总量(t/a)；
 G ——原(料)油加工量(t/a)；
 E_{e3} ——原(料)油进厂、卸油，油品洗槽的标准能耗计算值之和(kg/t)，详见表 5.1.4。

表 5.1.4 E_{e3} 分类计算 单位：kg/t

分 类	E_{e3} 分类项
原油槽车进厂	2.5 G_{CC}/G
原油油驳进厂	1.6 G_{YB}/G
原油油轮进厂	0.7 G_{YL}/G
原油管道进厂	0.015 $L G_{GD}/G$
油品洗槽车	0.5 G_{XC}/G

- 注：1 G_{CC} ——原油槽车进厂总量(t/a)；
 2 G_{YB} ——原油油驳进厂总量(t/a)；
 3 G_{YL} ——原油油轮进厂总量(t/a)；
 4 L ——在炼油企业管辖范围内，计算能耗所涉及的原油输送管道长度(km)；
 5 G_{GD} ——原油管道进厂总量(t/a)；
 6 G_{XC} ——经洗槽车周转的油品总量(t/a)。

5.1.5 污水处理场能耗因数应按下列公式计算：

$$f_w = E_{WD}/E_0 \quad (5.1.5-1)$$

$$E_{WD} = \sum G_{wi}I_{wi}/G \quad (5.1.5-2)$$

式中： E_{WD} ——污水处理场标准能耗(kg/t)；

I_{wi} ——污水处理场各单元标准能耗(kg/t)，见表 5.1.5；

G_{wi} ——污水处理场各单元污水处理量(t/a)。

表 5.1.5 污水处理单元的标准能耗 I_{wi}

序号	单元名称		符号	污水处理单元的标准能耗(kg/t)
1	来水提升		I_{w1}	0.20
2	匀质调节		I_{w4}	0.20
3	隔油		I_{w2}	0.12
4	浮选	全溶气	I_{w3}	0.2
		回流溶气		0.11
5	生化		I_{w5}	0.30
6	絮凝沉淀		I_{w6}	0.02
7	中水活性炭吸附过滤		I_{w7}	0.06
8	中水回用		I_{w8}	0.20
9	污泥脱水及干化		I_{w9}	0.07

5.1.6 热力损失能耗因数应按下列公式计算：

$$f_{SL} = E_{SLD}/E_0 \quad (5.1.6-1)$$

$$E_{SLD} = 2.85G_S/G \quad (5.1.6-2)$$

式中： E_{SLD} ——热力损失标准能耗(kg/t)；

G_S ——炼油生产用汽总量(t/a)。

5.1.7 输变电损失能耗因数应按下列公式计算：

$$f_{eL} = E_{eLD}/E_0 \quad (5.1.7-1)$$

$$E_{eLD} = 0.0075G_E/G \quad (5.1.7-2)$$

式中： E_{eLD} ——输变电损失标准能耗(kg/t)；

G_E ——炼油生产用电总量(kWh/a)。

5.1.8 其他辅助系统能耗因数应按下列公式计算：

$$f_Q = r \sum R_i K_i \quad (5.1.8-1)$$

$$r = \frac{6340}{G^{0.8}} \quad (5.1.8-2)$$

式中： r ——计算其他辅助系统能耗因数时的关联系数，无量纲。

5.2 计算规定

5.2.1 燃料型炼油厂能耗计算范围应包括工艺装置和辅助系统。

工艺装置应包括常减压、催化裂化、延迟焦化、减粘裂化、催化重整、气体分馏、烷基化、甲基叔丁基醚(MTBE)、加氢处理、加氢裂化、加氢改质、加氢精制、催化汽油吸附脱硫、轻汽油醚化、石脑油异构化、制氢、酸性水汽提、溶剂再生、硫黄回收等。

炼油辅助系统应包括服务于工艺装置的储运系统、公用工程及其他辅助系统，包括原油、半成品及成品油储运系统，空气压缩站、空气分离站，蒸汽动力站、热水站、蒸汽管网，供配电，供排水、污水处理，化验、消防、生产管理等。

5.2.2 燃料-润滑油型炼油厂能耗计算范围应在本标准第5.2.1条的基础上增加润滑油工艺装置及其辅助系统。润滑油工艺装置应包括溶剂脱沥青、润滑油溶剂精制、酮苯脱蜡、石蜡加氢精制、白土精制、分子筛脱蜡、润滑油加氢精制、润滑油高压加氢等。

5.2.3 炼油基准装置宜为常减压装置，标准能耗为10kg/t。

5.2.4 炼油厂制氢装置能耗计算时，应仅计入转化炉燃料及其他公用工程消耗。

5.2.5 炼油厂外购氢气应计入炼油能耗。

5.2.6 炼油能耗因数计算应包括外购氢气的能耗因数。

5.2.7 炼油工艺装置标准能耗可按现行国家标准《炼油单位产品能源消耗限额》GB 30251中的能耗定额执行。

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,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

《炼油单位产品能源消耗限额》GB 30251

《炼油厂用电负荷设计计算方法》SH/T 3116

中华人民共和国国家标准

石油化工设计能耗计算标准

GB/T 50441 - 2016

条文说明

修订说明

《石油化工设计能耗计算标准》GB/T 50441—2016,经住房城乡建设部 2016 年 8 月 26 日以第 1286 号公告批准发布。

本版标准是在《石油化工设计能耗计算标准》GB/T 50441—2007 的基础上修订而成。修订过程中,总结吸收了近几年石油化工行业能耗计算与节能评估的实践经验,炼油单位因数能耗计算主要参考了中国石油化工股份有限公司炼油事业部和中国石油化工集团公司节能技术中心于 2004 年 12 月所编写的《炼油厂能量消耗计算与评价方法》。

本次修订增加了第 2.0.10 条~第 2.0.15 条及第 5 章,修改了电、水和冷量的统一能源折算值,增加了炼油厂外购氢气的统一能源折算值。

为便于广大设计单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定,编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明,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。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

2	术 语	(23)
3	基本规定	(25)
4	能耗计算	(30)
4.1	计算公式	(30)
4.2	计算规定	(30)
5	炼油单位因数能耗计算	(32)
5.1	计算公式	(32)
5.2	计算规定	(33)

2 术 语

2.0.1 常见的耗能工质有新鲜水、循环水、软化水、除盐水、除氧水、蒸汽、压缩空气、氮气、氧气、冷量介质、导热油等。

2.0.3 根据全国火电企业供电煤耗确定电的统一能源折算值。

2.0.6 耗能体系在生产过程中消耗的燃料按低发热值直接折算为标准一次能源量,但对消耗的电、氢气及各种耗能工质,不能只计算本身所含有的能量(如电的热当量、蒸汽的焓)所折算的标准一次能源量,还应计算生产和输送过程所消耗的全部能量并折算成标准一次能源量。

规定的计算方法在本标准中系指选用或计算燃料、电、氢气及耗能工质的能源折算值,可根据能耗计算及对比的需要选用统一能源折算值、实际能源折算值或设计能源折算值。

2.0.7 以单一原料生产多种产品的装置或石油化工厂以原料量为基准;以多种原料生产一种或多种产品的装置或石油化工厂以一种主要产品产量为基准。

2.0.8 当装置的公称设计规模与设计原料(产品)量不同时,设计能耗计算采用设计的原料(产品)量及实物消耗量。

2.0.10 标准能耗是同类工艺装置或系统单元的先进单位能耗平均值,不同于能耗定额或能耗限额,体现了能耗的先进性,如具有一定的规模、先进的工艺与设备等。本标准中的先进单位能耗指国内排名前5名以内。

2.0.11 在一个复杂配置的石化企业中,选择一个典型装置作为基准装置。基准装置的原料(或产品)量等于典型装置的原料(或产品)量,它的标准能耗为一个规定值。

2.0.12 能耗因数是工艺装置(或系统单元)的标准能耗系数和其

原料(或产品)量与基准装置原料(或产品)量比值的乘积。

2.0.13 炼油能耗因数的值越大,表明高耗能装置多或加工流程长。本次标准修订过程中,将过去炼油行业中惯常使用的能量因数改为能耗因数,其原因是能耗因数中的能耗指一次能源消耗而不是能量消耗。

2.0.14 炼油单位能耗指标直观,但不同炼油厂的炼油单位能耗差别较大,可比性差。

2.0.15 炼油单位因数能耗指标可以较为客观地评价不同炼油厂的用能水平,相较于炼油单位能耗可比性更好。

3 基本规定

3.0.1 石油化工行业主要以石油及其产品为原料,且以油、气为燃料,这些原料和燃料的低发热量均约为 10000kcal/kg。长期以来,石油化工行业的能耗以每吨原料或产品的千克标准油表示。考虑到上述两方面,本标准规定能耗的数据单位采用千克标准油,而不采用千克标准煤。鉴于其他行业及国家和地方政府的能耗数据单位多采用千克或吨标准煤,当上报国家或地方政府能耗数据时,可将本标准计算结果的能耗数据单位转换为千克或吨标准煤。

3.0.3 以单位原料或单位产品为基准的能耗单位为 kg/t,表示处理每吨原料或生产每吨产品的千克标准油数量,不能将分子分母约去 kg,变成一个无单位数据。

3.0.5 污水能耗计入装置能耗的目的是将污水处理场的能耗按各装置或单元产生的污水量追溯至各装置或单元,这对压缩污染源、改善环境和污水回用等有促进作用。

3.0.6 为了提高能耗计算的合理性,深刻反映能耗指标的系统特性,有利于提高工艺装置和公用工程系统的用能水平,本标准规定先计算设计能源折算值或实际能源折算值,再计算各能耗指标。

设计能源折算值(或实际能源折算值)的计算主要涉及锅炉房或动力站,以下简单示例说明计算方法。

某动力站设计配置 1 台锅炉和 1 台背压汽轮机。

锅炉消耗为:电 1000kW,1.0MPa 蒸汽 20t/h,除盐水 120t/h(设计能源折算值为 1.32kg/t),燃料油 9500kg/h(设计能源折算值为 1kg/kg)。

锅炉外供 3.5MPa 蒸汽 10t/h,汽轮机外供 1.0MPa 背压蒸汽 100t/h,其他有关数据见图 1。试求电、3.5MPa 蒸汽、1.0MPa 蒸

汽的设计能源折算值 $\Phi_{电}$ 、 $\Phi_{3.5}$ 、 $\Phi_{1.0}$ 。

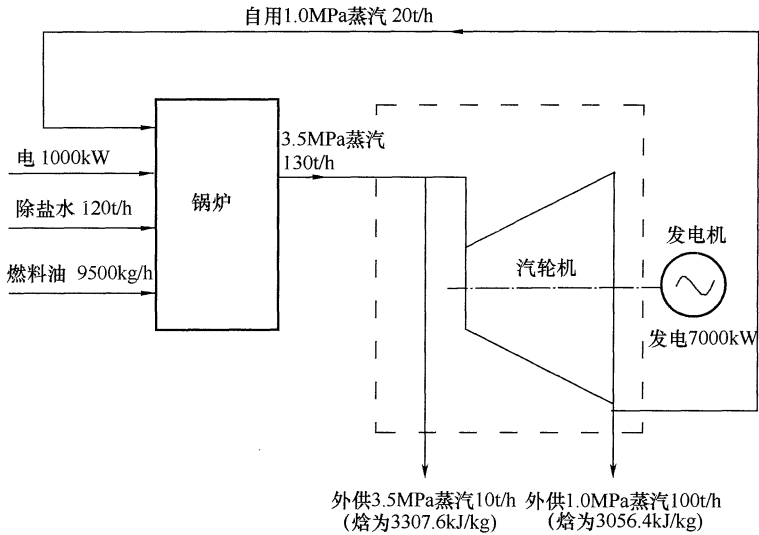


图1 动力站设计能源折算值计算示意图

以汽轮机为体系按热量法求解供热比 A ：

$$130000 \times 3307.6 \times A = 10000 \times 3307.6 + 100000 \times 3056.4 + 20000 \times 3056.4 \times A$$

可解出 A 为 0.9183, 供电比为 0.0817。

用供热比、供电比将产电和蒸汽的消耗分开。

发电 7000kW 的消耗: 1.0MPa 蒸汽 $20 \times 0.0817 = 1.634\text{t/h}$,
电 $1000 \times 0.0817 = 81.7\text{kW}$, 除盐水 $120 \times 0.0817 = 9.8\text{t/h}$, 燃料油 $9500 \times 0.0817 = 776.15\text{kg/h}$ 。

可列出 $\Phi_{电}$ 的关系式:

$$\Phi_{电} = (1.634\Phi_{1.0} + 81.7\Phi_{电} + 9.8 \times 1.32 + 776.15 \times 1) / 7000$$

同理, 可求出外供 3.5MPa 蒸汽 10t/h、1.0MPa 蒸汽 120t/h 的消耗: 1.0MPa 蒸汽 18.366t/h, 电 918.3kW, 除盐水 110.2t/h, 燃料油 8723.85kg/h。这些消耗折一次能源消耗量 B ：

$$B=18.366\Phi_{1.0}+918.3\Phi_{电}+110.2\times 1.32+8723.85\times 1$$

在外供蒸汽中,仍以热量法求出外供 3.5MPa 蒸汽的用热比例 $10000 \times 3307.6 / (10000 \times 3307.6 + 120000 \times 3056.4) = 0.0827$,外供 1.0MPa 蒸汽的用热比例为 0.9173。

分别列出 $\Phi_{3.5}$ 、 $\Phi_{1.0}$ 的关系式:

$$B \times 0.0827 / 10 = \Phi_{3.5}$$

$$B \times 0.9173 / 120 = \Phi_{1.0}$$

联合求解上述关系式,可解出 $\Phi_{电}$ 、 $\Phi_{3.5}$ 、 $\Phi_{1.0}$ 为 0.133kg/(kW·h), 86.5kg/t, 79.96kg/t。

3.0.8 燃料、电、纯氢及耗能工质的统一能源折算值说明如下:

(1) 统一能源折算值按照当前国内石化平均用能水平或常规条件取值(包括输送过程的损失)。

(2) 2013 年国内火电企业每度电的平均供电煤耗为 321 克标准煤,2014 年平均供电煤耗为 319 克标准煤。考虑到标准实施的前瞻性及供电煤耗降低的可能性,本标准平均供电煤耗取 315 克标准煤,电的统一能源折算值取 0.22 千克标准油。

(3) 针对近几年炼油厂外购氢气量越来越大的发展趋势,为完善炼油单位能耗指标,规定了外购氢气的能源折算值。外购氢气的能源折算值采用炼油厂气体制氢装置的标准能耗。

(4) 石化企业蒸汽管网通常有 10.0MPa、3.5MPa、1.0MPa、0.3MPa 四个压力等级,但部分企业还有其他等级,为扩大适用范围,设置了 9 个压力等级。从应用的角度看,对于常用等级之外的压力等级,如果能源折算值与某一常用等级的折算值差别不大($\pm 3\text{kg/t}$),尽量不用非常用压力等级。装置自产蒸汽或汽轮机背压蒸汽均采用统一能源折算值。

(5) 在 13 个冷量等级中,7℃~12℃冷量为空调级,由溴化锂制冷机以工艺装置的低温余热(80℃~100℃)为热源所生产。其余等级的冷量均由压缩制冷生产,制冷机由电机驱动,冷量为相变冷量。至于其他温度更低的冷量统一能源折算值,本标准暂不作

统一规定,在设计中视具体情况而定。

(6) 新鲜水的能源折算值是按提升、净化等过程的总扬程约为 150m 计算的能耗。

(7) 循环水的能源折算值依据 2012 年~2014 年石化行业平均电耗及电的能源折算值调整后确定。

(8) 污水的统一能源折算值是污水处理的全过程消耗(处理至中水回用和污泥脱水及干化)所计算的能耗。

(9) 软化水、除盐水、除氧水的能源折算值均以进水温度 20℃ 为基准,并按本标准中规定的热量计入能耗的方法进行计算。在电的统一能源折算值调整后,相应调整软化水能源折算值;除盐水按处理过程耗电且由 20℃ 加热至 30℃ 计算能源折算值;104℃ 的除氧水按 30℃ 除盐水由低温热加热并使用低压蒸汽除氧计算能源折算值。

(10) 凝汽机凝结水的能源折算值取与除盐水能源折算值相同;需除油除铁的 120℃ 凝结水的能源折算值由除盐水能耗、凝结水除油除铁能耗及所含热量按本标准中规定的热量计入能耗三部分组成。若凝结水温度与规定温度不同,按本标准中规定的热量计入能耗方法进行相应的修正。需除油除铁的 120℃ 凝结水的能源折算值扣去除油除铁能耗后,即为可直接回用的 120℃ 凝结水能源折算值。

(11) 燃料油的能源折算值根据低发热值确定。在目前的炼油厂设计中,主要使用燃料气和天然气作为加热炉燃料,但由于气体组成变化较大,故未给出统一能源折算值。具体使用时,可根据实际气体组成计算。

(12) 工业焦炭的能源折算值取自现行行业标准《石油化工设计能量消耗计算方法》SH/T 3110。催化烧焦的能源折算值系根据 2001 年~2002 年国内 18 套催化裂化装置的焦炭平均氢含量 6.67% 计算确定。本次修订过程中,考察了 2012 年~2014 年石化行业催化裂化装置的焦炭氢含量,该值变化不大,故催化烧焦的

能源折算值未改动。

(13) 设计能源折算值或实际能源折算值可按照耗能体系的能耗计算方法计算,如电、各等级蒸汽、水、冷量和气体等。

4 能耗计算

4.1 计算公式

4.1.1 耗能体系可以是工艺装置、能源转换单元(如循环水场)、储运系统、辅助系统和全厂等任何体系。如体系为工艺装置,可计算装置能耗;如体系为储运系统,可计算储运系统的能耗;如为能源转换单元的循环水场,则可计算循环水的实际能源折算值;如为全厂,则可计算全厂能耗。

装置与外界交换的热量,需有接收单位且有效利用时方可计入能耗。

在统计燃料的消耗量时,应根据实际低发热量折算为标准燃料的消耗量。

燃料油包括各种液体燃料,如重油、渣油、裂解渣油、原油等。燃料气包括天然气、干气、液化石油气等各种气体燃料。

对于化肥等需要计算原料能耗的装置,公式(4.1.1)中 G_i 和 C_i 含原料。

4.1.2 在设计阶段,装置原料量或产品量根据全厂总工艺流程确定;在生产阶段是实际的原料量或产品量,不同于装置的公称生产能力。

4.2 计算规定

4.2.1 在进行能耗计算结果汇总时,应注意以下几点:

(1) 分别填写装置用汽和自产蒸汽(或背压所产蒸汽)、用电和自发电等,并应注明正负号,不可互相抵消合并为一个数值;

(2) 分别填写燃料油和燃料气;

(3) 热进料/出料、热输入/输出的“消耗量”表栏填写规定温

度以上的热量,且根据热量温度和数量以及本标准的规定,计算出能源折算值。在备注栏中注明各物流名称、流量和温度范围;

(4) 消耗量均应按连续操作折算;

(5) 可根据需要增减能耗计算汇总表中的项目。

4.2.2 炼油厂、化工厂、化纤厂(装置)的原料不计入能耗,燃料消耗是生产过程消耗的各种燃料之和,包括外部供入和自产燃料。即原料或产品的一部分(如 PSA 尾气、分馏塔顶油气、侧线产品等)作为燃料,均应作为燃料消耗计入。化肥厂(装置)的原料已计入能耗,自产燃料来源于原料,故能耗计算时不应再计入自产燃料。

4.2.3 为使装置之间热进料、热出料热量合理地计入能耗,将以前通行的规定温度适当降低(目前汽油、柴油、蜡油和渣油的规定温度分别为 60℃,70℃,80℃,120℃),且取规定温度与 120℃之间的热量折半计入能耗以提高能耗的对比合理性,提高热用户的积极性。为防止出现中高温位热源热量传递给温度较低热阱所引起的不合理用能问题,规定热用户物流得到高于 120℃的交换热量才能按 1:1 的比例全部计算能耗。低温余热利用的方式很多,节能效果不同。综合考虑我国工业用能水平的提高(相当于降低了低温余热回收利用的节能效果)、各种低温余热回收利用的节能效果以及低温余热的能源折算值对能耗对比带来的影响等各种因素,热用户物流得到 60℃~120℃的低温位热量折半计算能耗。

当热用户物流的温度在 120℃以上时,若不由热进料、热交换提供热量,则至少需要 0.3MPa 等级的蒸汽来提供,因此规定热用户物流的温度在 120℃以上,所得到的热量按 1:1 的比例全部计算能耗。

4.2.5 在设计能耗计算中,为了确定还未投产的全厂能耗,需要计算供电过程中的损耗,此时可按现行行业标准《炼油厂用电负荷设计计算方法》SH/T 3116 标准计算。对于实际运行的企业,应实测出供电损耗。

5 炼油单位因数能耗计算

5.1 计算公式

由于各炼油厂原油性质、产品方案以及工艺流程存在较大的差别,炼油单位能耗存在较大的差别。如短加工流程炼油厂,炼油单位能耗可能低于 60kg/t,而长加工流程炼油厂,炼油单位能耗将可能超过 70kg/t。如果仅采用炼油单位能耗这个指标,就可能把能耗先进的炼油厂判定为落后,而把落后的炼油厂判定为先进。因此,为合理评价炼油厂用能水平,本标准增补了炼油单位因数能耗计算方法。

炼油单位因数能耗计算方法是国际上通行的评价炼油厂用能水平的方法,本次标准修订主要参考中国石油化工股份有限公司炼油事业部和中国石油化工集团公司节能技术中心共同编制且在国内使用多年的《炼油厂能量消耗计算与评价方法》(2004 年版)。

5.1.3 为计算炼油能耗因数,将炼油厂划分为 6 个组成部分,分别为炼油工艺装置、储运系统、污水处理场、热力损失、输变电损失和其他辅助系统,其中其他辅助系统指炼油厂除前 5 个部分之外的空气分离站、热水站、凝结水站、消防、三修、化验、仓库、生产管理等所有其他部分。计算出这 6 个部分的能耗因数就可以计算炼油能耗因数及炼油单位因数能耗。对于如蒸汽动力站、循环水场等的能源转换单元,能耗已计入工艺装置、储运系统及有关系统等,不需给出标准能耗及能耗因数。

本标准完整给出了炼油能耗因数、6 个组成部分能耗因数和炼油单位因数能耗的计算公式。

5.1.4 储运系统能耗因数计算中主要确定了 3 部分的标准能耗:

(1)原油储存和输送标准能耗。储存能耗是按原油温升 20℃

且由炼油厂低温余热加热估算。

(2)重质油品储存、调和和输送的标准能耗。主要考虑重质油罐散热损失以及输送过程的能耗。

(3)原油进厂、卸油,油品洗槽等各过程的标准能耗。根据不同的进厂方式按不同的公式计算。

5.1.5 确定了各污水处理单元的标准能耗。各炼油厂的污水处理单元组成不同,可根据各单元的处理量及对应的标准能耗计算出污水处理场的标准能耗,再计算出污水处理场能耗因数。

5.1.6 热力损失能耗为装置或公用工程单元之外的蒸汽管网蒸汽损失所形成的能耗,热力损失能耗因数则用于度量该部分热力损失,其中炼油生产用汽总量指各等级蒸汽管网用汽量的总和。

5.1.7 输变电损失能耗为主变压器变电损失及主变压器到分变电电压之间的供电线路电力损失形成的能耗,输变电损失能耗因数则用于度量该部分电力损失。

5.1.8 其他辅助系统能耗因数主要与炼油厂规模有关。炼油厂规模越大,其他辅助系统的能耗就越小,相应的能耗因数也越小。参照《炼油厂能量消耗计算与评价方法》(2004年版)中的不同炼油厂规模系数,拟合给出了不同炼油厂规模的其他辅助系统能耗因数公式的关联系数公式。

5.2 计算规定

5.2.1 本条明确规定了燃料型炼油厂能耗计算过程中所涉及的炼油工艺装置、储运系统、公用工程及辅助系统。

5.2.2 针对燃料-润滑油型炼油厂,明确了所包括的润滑油工艺装置。

5.2.3 规定炼油基准装置为常减压装置,标准能耗定为 10kg/t。如一个炼油厂有 2 套常减压装置和 1 套常压装置,则炼油基准装置的原料加工量为 3 套装置加工量之和,但标准能耗只有一个值,即为 10kg/t。

5.2.4 本条明确规定了炼油厂制氢装置的能耗计算方法,即计入燃料及其他公用工程消耗的燃动能耗计算方法,而不采用化肥行业按原料、氢气产品及公用工程消耗的能耗计算方法。只有这样规定,对于由炼油工艺装置、储运系统、公用工程及辅助系统所组成的炼油厂,计算的炼油单位能耗才具有一致性和准确的意义。

5.2.5 针对近些年炼油厂氢气来源多、炼油单位能耗计算不够统一的情况,专门作出了外购氢气计入炼油能耗的规定。外购氢气包括煤制氢、乙烯氢、化肥氢、甲醇氢等各种氢气。

5.2.6 外购氢气计入炼油能耗后,也必须同时计入对炼油能耗因数的影响。

5.2.7 本标准提供了与石油化工设计工作中能耗计算相配套且其完整的炼油单位因数能耗计算方法,炼油工艺装置标准能耗可采用现行国家标准《炼油单位产品能源消耗限额》GB 30251 中的能耗定额。在实际应用中,应随装置构成变化和技术进步进行必要的调整。