

中华人民共和国认证认可行业标准

RB/T 122—2017

能源管理体系 石油、天然气开采企业认证要求

Energy management systems—
Requirements for certification on oil and gas
exploitation enterprises

2017-07-25 发布

2018-03-01 实施



中国国家认证认可监督管理委员会 发布

目 次

前言	III
引言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 石油、天然气开采企业能源管理体系认证要求	1
4.1 总要求	1
4.2 管理职责	2
4.2.1 最高管理者	2
4.2.2 管理者代表	2
4.3 能源方针	2
4.4 策划	2
4.4.1 总则	2
4.4.2 法律法规及其他要求	2
4.4.3 能源评审	2
4.4.4 能源基准	3
4.4.5 能源绩效参数	3
4.4.6 能源目标、能源指标与能源管理实施方案	4
4.5 实施与运行	4
4.5.1 总则	4
4.5.2 能力、培训与意识	4
4.5.3 信息交流	4
4.5.4 文件	5
4.5.5 运行控制	5
4.5.6 设计	5
4.5.7 能源、产品、设备和能源服务的采购	6
4.6 检查	6
4.6.1 监视、测量与分析	6
4.6.2 合规性评价	7
4.6.3 能源管理体系的内部审核	7
4.6.4 不符合、纠正、纠正措施和预防措施	7
4.6.5 记录控制	7
4.7 管理评审	7
4.7.1 总则	7
4.7.2 管理评审的输入	7
4.7.3 管理评审的输出	7

附录 A (资料性附录) 油气田企业能源管理基本情况	8
附录 B (资料性附录) 油气田企业能源管理相关的法律法规、标准及要求文件清单	14
附录 C (资料性附录) 油田企业能源管理体系要求应用示例	18
参考文献	28

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准由国家认证认可监督管理委员会提出并归口。

本标准起草单位：北京三星九千认证中心、中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司、北京中建协认证中心有限公司、中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司、中国石化集团新星石油有限责任公司。

本标准主要起草人：张杰环、马志刚、王岳虹、张敬、王春艳、马建国、赵宝霞、郭喜宏、王玮、刘全、刚永恒、赵丰年、刘亚亮、刘冬萍、庞黎杰。

引 言

石油、天然气开采企业(以下简称油气田企业)的产品是石油和天然气,它们具有资源、技术密集、产业关联度高、经济总量大等特点,是我国能源结构的重要组成部分。

制定本标准的目的是规范和指导油气田企业建立一套系统、科学、合理且具有可操作性的能源管理体系,以改进能源绩效,促进节能减排,实现能源目标。

依据 GB/T 23331—2012《能源管理体系 要求》,结合油气田企业能源使用和管理的具体情况而制定。本标准的基本框架与 GB/T 23331—2012 保持一致,并在基本框架内,提出了油气田企业能源管理体系的具体要求。

油气田企业在建设能源管理体系时可以与质量、环境、职业健康安全等管理体系相结合,本标准也可以与相关标准配合使用。

油气田企业可按照 GB/T 23331—2012 及本标准的要求寻求第三方认证机构对其能源管理体系进行认证,也可参照本标准开展自我评价和自我声明,寻求相关方对其符合性进行确认。

为便于使用者了解油气田企业能源使用、能源消耗的基本特点,附录 A 提供了油气田企业能源管理基本情况,附录 B 给出了油气田企业能源管理相关的法律法规、标准及要求文件清单,附录 C 列举了油田企业实施能源管理体系的应用示例。

能源管理体系

石油、天然气开采企业认证要求

1 范围

本标准规定了对石油、天然气开采企业(以下简称油气田企业)能源管理体系的认证要求。
本标准适用于包括生产井钻井、油气生产及生产维修过程的油气田生产企业的能源管理体系认证。

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 17167—2006 用能单位能源计量器具配备和管理通则
- GB/T 20901 石油石化行业能源计量器具配备和管理要求
- GB/T 23331—2012 能源管理体系 要求
- GB/T 31453 油田生产系统节能监测规范
- SY/T 6722 石油企业耗能用水统计指标与计算方法
- SY/T 6374 机械采油系统经济运行规范

3 术语和定义

GB/T 23331—2012 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

油气田企业主要生产系统 main production system of oil and gas exploitation enterprises

油气田企业从石油、天然气开采到产成品输出(末站计量)为止所经过的设施、设备、系统、过程等全流程。

注:可包括采油或采气系统、注入(注水或注聚合物或注蒸汽)系统、油气集输系统。

3.2

辅助生产系统 auxiliary production systems

为主要生产系统正常运行所配置的辅助设施、设备、系统、过程。

注:可包括供热、供电、供水、空压站、污水处理、机修、仪修、电修等。

3.3

附属生产系统 subsidiary production systems

为生产系统专门配置的生产指挥系统和厂区内为生产服务的部门和单位。

注:可包括厂区内的职能管理部门、维护系统、通勤服务系统等。

3.4

油(气)生产用电单耗 electricity consumption of oil (associated gas) production

油田生产用电量与石油和伴生气当量产量的比值。

4 石油、天然气开采企业能源管理体系认证要求

4.1 总要求

4.1.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.1 的要求。

4.1.2 企业应根据其管理职责和物理区域确定能源管理体系的范围和边界。主要应考虑：

- a) 识别主要生产系统、辅助生产系统和附属生产系统的能源购入、输送分配和最终使用各环节；
- b) 明确和划分能源使用、能源消耗的基本核算单元(如采油队、采气队、联合站、主要耗能设备等)；
- c) 确定生产系统、辅助生产系统和附属生产系统各级能源使用、能源消耗的基本核算单元的能源管理范围和边界。

4.1.3 企业在开展能源管理体系认证时,应具备以下基本条件:

- a) 具有相关资质,应包括营业执照、开采许可证、安全生产许可证等;
- b) 生产工艺、设备、生产规模应满足国家、行业和地方法律法规要求及国家产业政策(参见附录 B)。

4.2 管理职责

4.2.1 最高管理者

4.2.1.1 最高管理者应符合 GB/T 23331—2012 中 4.2.1 的要求。

4.2.1.2 最高管理者应:

- a) 确保先进的能源管理模式、工艺技术、设施设备在企业中得到应用;
- b) 建立能源管理机制,完善能源管理网络;
- c) 设立能源管理岗位,配备具有专业知识和实践经验的人员;
- d) 建立节能目标责任制及相关的激励和约束机制。

4.2.2 管理者代表

4.2.2.1 管理者代表应符合 GB/T 23331—2012 中 4.2.2 的要求。

4.2.2.2 管理者代表应:

- a) 组织制定、修订能源管理制度;
- b) 明确能源管理岗位的人员、职责与权限;
- c) 组织实施能源评审,组织编制能源利用状况报告;
- d) 外部联络。

4.3 能源方针

4.3.1 能源方针应符合 GB/T 23331—2012 中 4.3 的要求。

4.3.2 能源方针应体现国家循环经济、清洁生产及节能减排的要求。

4.3.3 适用时,能源方针应体现上级单位的能源管理要求。

4.4 策划

4.4.1 总则

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.1 的要求。

4.4.2 法律法规及其他要求

4.4.2.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.2 的要求。

4.4.2.2 企业应及时识别、收集、获取适用于石油行业的国家、行业、地方法律法规、标准及其他要求,包括:国家能源产业政策,如产业结构调整指导目录、高耗能落后机电设备(产品)淘汰目录等。(参见附录 B)

4.4.2.3 企业应确保适用的国家、行业、地方法律法规、标准及其他要求处于最新状态,并传递或传达到相关层次、部门及相关方,使这些要求能够在能源管理活动中加以应用。

4.4.3 能源评审

4.4.3.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.3 的要求。

4.4.3.2 能源评审的输入包括但不限于以下内容：

- a) 能源管理现状,包括对能源使用和能源消耗有重要影响的设施、设备、系统、过程和人员的配备及能力,如能源管理网络、机构设置、职责与权限、能源管理制度、能源管理过程、能源分级计量、能源统计等；
- b) 基于界定的能源管理范围和边界,收集相关的监视、测量和计量、统计数据。此类数据应能满足各基本核算单元的能量平衡、主要产品单耗等能耗计算的需要；
- c) 识别、分析石油、天然气开采企业的能源购入、输送分配、最终使用全过程(参见附录 A、附录 C)；
- d) 识别、分析对能源绩效有重要影响的设施、设备、系统、过程和人员的关键特性或相关变量,包括:机械采油的系统效率、机械采油的平均系统效率、输液单耗;注水系统效率、注水单耗、注水泵机组效率;注汽系统效率、注汽单耗;输油泵机组效率、输油单耗;加热炉热效率、空气过剩系数、排烟温度等。

注:影响机械采油的系统效率相关变量有上电流、下电流、油压、套压、泵挂深度等;影响注水系统效率相关变量有管压、泵压、流量等;影响注汽系统效率相关变量有注汽压力、流量等;影响加热炉热效率相关变量有空气过剩系数、排烟温度等。

4.4.3.3 能源评审的输出可包括但不限于以下内容：

- a) 与主要能源使用相关的能源绩效现状,如石油(气)生产综合能耗、油气集输综合能耗、注水用电单耗、油(气)生产用电单耗、采油(气)液量用电单耗、机械采油系统效率等；
- b) 当前能源利用状况,如:
 - 1) 主要生产系统、辅助生产系统运行负荷的经济性、匹配性与合理性；
 - 2) 设施、设备、系统、过程维护活动的能源消耗的平衡与控制情况；
 - 3) 余能的利用状况等。
- c) 按照节约能源种类、节能量确定优先改进能源绩效的项目,制定适宜的措施(包括技术措施、管理措施),如设备、设施优化运行、良好操作规范、调整用能结构、新节能技术的应用等；
- d) 为建立能源基准,确定能源绩效参数,制定能源目标、能源指标和能源管理方案提供信息。

注:能源评审可利用能源审计、能效对标、节能量审核、清洁生产审核的结果。

4.4.4 能源基准

4.4.4.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.4 的要求。

4.4.4.2 企业应根据能源评审的输出信息建立相应的能源基准。

4.4.4.3 企业应明确能源基准的范围、边界,参照自身在正常生产状态下一定时期的能源消耗和能源效率的合理值,在各层次(班组、站或间、区或队、厂)建立相互关联的能源基准,并通过与能源基准的对比测量能源绩效的变化,可以是平均值或累计值。

4.4.4.4 企业在建立能源基准时应与能源消耗和能源效率的计量、统计、分析系统相匹配,并规定统计计算准则。

4.4.4.5 企业在建立能源基准时应特别考虑相关影响因素,对能源基准评价结果的影响,如生产井的生产年限、采油工艺(注水或注聚合物)的差异、生产规模或设备规模的差异等。当用能结构、产品结构、生产工艺、管理水平和手段、产能规模、用能环节和设施、设备、系统、过程改造或更新,生产场所,法律法规和其他要求等方面发生重大变化时,企业应对能源基准及时进行调整。

4.4.5 能源绩效参数

4.4.5.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.5 的要求。

4.4.5.2 企业应基于能源评审的输出信息,选择、确定并定期评审能源绩效参数的方法,如设备能效测试、能量平衡测试的模型和统计、计算的方法等。

4.4.5.3 能源绩效参数的设置包括管理层面和运行层面：

- a) 公司层级的能源绩效参数,如综合能耗、石油(气)生产综合能耗、石油(气)液量生产综合能耗、采油(气)用电单耗、注水用电单耗等；

- b) 运行层面的能源绩效参数,如单位处理量综合能耗、单位处理量气耗、站厂单位时间燃料气消耗量、加热炉热效率、设备设施的温度压力等。

4.4.5.4 能源绩效参数也可以基于工序、主要用能设备和能源介质系统建立。

- a) 与工序运行和维护有关的能源绩效参数,如机械采油系统效率、设备完好率、负荷率、故障率;
- b) 与主要耗能设备有关的能源绩效参数,如锅炉、加热炉的热效率,泵效率,电动机的综合效率、负载率、电能利用率,变压器的日负荷率、负载系数、功率因数,液体输送系统效率,抽油机井系统效率,潜油电泵井系统效率,螺杆泵井系统效率、地采设备系统效率等;
- c) 与能源介质系统有关的能源绩效参数,如余热余压回收利用效率、电力系统功率因数、注水泵的效率等。

注:组织可通过对能源绩效参数的监视和测量监控能源绩效的变化,并在影响能源绩效参数的业务活动(如生产工艺、生产规模、生产条件等)和基准变化时,应及时评审能源绩效参数,必要时更换能源绩效参数。适用时,与能源基准进行比较。

4.4.6 能源目标、能源指标与能源管理实施方案

4.4.6.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.4.6 的要求。

4.4.6.2 应根据所界定的能源管理范围和边界,在相关层次建立能源目标、指标,在制定能源目标和能源指标时应考虑:

- a) 能源评审的输出结果;
- b) 国家、行业、地方的法律法规、标准和其他要求(能源主管部门下达的节能减排要求);
- c) 国内外同行业或企业先进水平(参见附录 A);
- d) 能源绩效参数(见 4.4.5)。

4.4.6.3 应建立、实施、保持能源管理实施方案以实现能源目标、指标。能源管理实施方案中应明确:

- a) 相关层次的作用、职责、权限;
- b) 实现能源目标、能源指标的途径、措施、方法和时间进度;
- c) 改进能源绩效,实现能源目标、能源指标的验证方法。

4.5 实施与运行

4.5.1 总则

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.1 的要求。

4.5.2 能力、培训与意识

4.5.2.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.2 的要求。

4.5.2.2 企业应明确能源管理关键岗位人员的相关职责及其能力要求,采用培训或其他措施来满足这些要求。

4.5.2.3 应定期对关键岗位人员进行能源管理、节能技术等方面的培训,包括但不限于以下内容:

- a) 节能法律法规、标准和其他要求;
- b) 能源管理体系标准及体系文件;
- c) 与主要用能设施、设备、系统、过程的操作和维护有关的专业技能;
- d) 能源计量、能源统计知识及节能技术。

注:能源管理关键岗位人员可包括各级节能管理人员,如公司和采油区能源管理员、工艺管理人员、技改项目负责人、生产计划人员、调度人员、能源及耗能设备采购人员、设备管理人员(或能效测试人员);主要用能设施、设备、系统、过程操作人员,如采油工、集输工、注水泵工、钻井工、井下作业操作工;各级能源统计人员及计量器具管理人员;能源管理体系内部审核员等。

4.5.2.4 评价培训的效果,确保培训的有效性。

4.5.3 信息交流

4.5.3.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.3 的要求。

4.5.3.2 对已纳入企业考核机制的能源绩效,应对考核的过程及结果予以内部沟通。

4.5.3.3 当企业与外部交流时应规定外部交流的内容、方式并予以实施。

4.5.4 文件

4.5.4.1 文件要求

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.4.1 的要求。

4.5.4.2 文件控制

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.4.2 的要求。

4.5.5 运行控制

4.5.5.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.5 的要求。

4.5.5.2 根据能源评审的结果,识别、策划与主要能源使用相关的并与能源绩效参数、能源方针、能源目标、指标和能源管理实施方案相一致的运行和维护活动,确保在规定的条件下运行:

- a) 规定与能源绩效相关的运行和维护准则,包括但不限于以下内容:
 - 1) 能源购入、输送分配、最终使用过程的关键运行参数;
 - 2) 主要能源使用的设施、设备、系统、过程的经济运行参数;
 - 3) 最佳可行技术和良好操作规范:
 - 主要生产系统[包括采油或采气系统、注入(注水、注聚合物或注蒸汽)系统、油气集输系统]、辅助生产系统(包括供热、供电、供水、空压站、污水处理、机修、仪修、电修等)运行负荷的经济性、匹配性与合理性;
 - 主要能源使用的设施、设备、系统、过程维护活动的能源消耗的平衡与控制;
 - 能源的梯级利用,如余热的利用等;
 - 采油或采气系统、注入(注水或注聚合物或注蒸汽)系统、油气集输系统、供配电系统、加热炉、锅炉等能效测试结果的利用;
 - 运行控制规定,如能源绩效相关的运行和维护准则等。
- b) 根据运行准则,对与能源绩效相关的采油或采气系统、注入(注水或注聚合物或注蒸汽)系统、油气集输系统及供热、供电、供水、空压站、污水处理、机修、仪修、电修等的运行和维护活动进行控制;
- c) 当主要能源使用的相关运行和维护活动涉及相关方时,应将有关控制程序和要求通报给相关方。

4.5.6 设计

4.5.6.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.6 的要求。

4.5.6.2 对新、改、扩建、技术改造项目设计开发的策划、输入、输出、评审、验证、确认过程进行控制,可包括如下内容:

- a) 设计前期进行节能论证,包括:
 - 1) 固定资产投资项目节能评估与审查;
 - 2) 对所需的能源种类、需求量、质量、价格、可获得性、经济性、环境影响、运输供应便捷性、政策和经济支撑条件等因素进行评估;
 - 3) 主要生产系统的调整、原材料(如油田助剂等)的选择对产品实现过程能源绩效的影响;
 - 4) 能源评审的结果。
- b) 设计阶段,应将改进的能源绩效满足国家、行业、地方标准要求作为评价指标,并考虑:
 - 1) 能源绩效改进的机会和运行控制的需要;
 - 2) 对能源的使用与合理分配进行评估,包括:

- 工艺改进、系统优化以及余热、可燃性气体的回收利用；
- 设施、设备、系统、过程的运行方式、能源绩效参数及其匹配性；
- 变电、输电、用电系统布局的合理性；
- 公用工程(油、水、气、汽)输送管道布置的合理性。

- 3) 优先采用节能的新技术、新方法,包括新工艺、新设备、新材料、新能源、可再生能源、自动化控制技术等;
 - 4) 禁止选用国家明令淘汰和限制的工艺、设备和产品。
- c) 设计开发的输出应将合理用能评估结果纳入相关项目的规范说明、设计和采购活动中,并记录活动的结果。

注:一般情况下,油气田企业的新、改、扩建、技术改造项目为委托设计开发,故本条款内容适用于设计委托方。

4.5.7 能源、产品、设备和能源服务的采购

4.5.7.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.5.7 的要求。

4.5.7.2 应对能源使用有重大影响的能源采购及能源产品、设备和服务的采购过程进行控制,包括:

- a) 能源采购:
 - 1) 制定能源采购的标准及规范,并在发布前评审其适宜性和充分性。适用时,可使用能源供应商所建议的规范;
 - 2) 确定和评价采购需求,包括采购能源的数量、品质等;
 - 3) 规定采购能源的计量和(或)验证方法;
 - 4) 规定采购能源的输配和贮存要求及其管理要求;
 - 5) 规定采购能源的计量偏差、输(配)送途耗、贮存损耗的限额及相关控制要求。

注:采购的能源一般包括水、电、天然气、汽油、柴油等。

- b) 产品的采购:
 - 1) 识别对能源使用和能源绩效有重大影响的产品(如化学助剂等)及质量参数,明确相关采购产品的质量控制要求;
 - 2) 规定采购产品的检验要求或验证方法。
- c) 主要用能设备的采购:
 - 1) 根据能源评审的结果及设计的输出确定采购设备的规格、型号和数量,包括但不限于:
 - 进行生命周期费用分析;
 - 优先选择节能型设备;
 - 采购的设备与用能系统的匹配程度;
 - 评估所采购设备的能效水平及经济性、安全性、可靠性和平稳性。
 - 2) 评价和选择设备供应商,包括供应商的资质、信誉、技术实力、经验及售后服务等。
- d) 能源服务采购:

明确合约形式和内容要求,内容包括但不限于:

 - 项目实施周期;
 - 目标、质量和(或)节能要求;
 - 验收。

注:能源服务一般包括能源系统和主要耗能设备设施(如抽油机、电泵、螺杆泵、输油泵、注水泵、变压器、锅炉、加热炉等)的检测、维修维护、合同能源管理、能源测试、能源诊断、能源规划等。

4.6 检查

4.6.1 监视、测量与分析

4.6.1.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.1 的要求。

4.6.1.2 定期对能源使用和能源消耗有重要影响的设施、设备、系统、过程的关键特性进行监视、测量和分析,至少包括:

- a) 能源绩效参数(见 4.4.5);
- b) 能源购入、输送分配、最终使用过程的关键运行参数或能耗参数及相关变量;
- c) 主要能源使用的设施、设备、系统、过程的经济运行参数及能效测试(参见附录 C);
- d) 能源目标、能源指标、能源管理实施方案的实现程度。

4.6.1.3 应编制监视、测量和分析的实施计划并形成文件。内容包括监视、测量和分析的项目、方法、周期或频次等。

4.6.1.4 应保持监视、测量和分析结果的记录。

4.6.1.5 应选择和配备计量器具。

- a) 计量器具的配备率和准确度应符合 GB/T 20901 及 GB 17167—2006 的要求;
- b) 应定期对计量器具进行维护和校准,以确保监视、测量数据的准确性、真实性;
- c) 能源计量器具的精度等级应满足 GB/T 20901、GB 17167—2006 的要求。

注: 监测和测量方式包括: 目测、实测、检查、巡视、关键参数记录、统计、计算等。

4.6.2 合规性评价

4.6.2.1 企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.2 的要求。

4.6.2.2 企业合规性评价至少包括以下内容:

- a) 与国家产业政策有关要求的符合性, 如与油气田企业鼓励、限制、淘汰及落后产品的生产工艺和设备设施(见国家发展和改革委员会关于《产业结构调整指导目录》、国家工业和信息化部《高耗能落后机电设备(产品)淘汰目录(第一批)至(第四批)》)的符合性等;
- b) 与国家对重点用能单位节能要求的符合性(适用时);
- c) 与国家标准、行业标准(如 GB/T 31453、SY/T 6374、SY/T 6722 等)和有关地方标准的符合性;
- d) 计量器具的选择、配备与 GB/T 20901 及 GB 17167—2006 的符合性。

注: 企业可将合规性评价与其他评价活动如内部审核、管理评审、能源审计等结合进行。

4.6.3 能源管理体系的内部审核

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.3 的要求。

4.6.4 不符合、纠正、纠正措施和预防措施

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.4 的要求。

4.6.5 记录控制

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.6.5 的要求。

4.7 管理评审

4.7.1 总则

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.7.1 的要求。

4.7.2 管理评审的输入

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.7.2 的要求。

4.7.3 管理评审的输出

企业应符合 GB/T 23331—2012 中 4.7.3 的要求。

附录 A
(资料性附录)
油气田企业能源管理基本情况

A.1 基本情况及能源结构

A.1.1 基本情况

我国油气资源丰富、各类沉积盆地超过 500 个。沉积岩面积达 $670 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，其中面积大于 200 km^2 、沉积岩厚度超过 1 000 m 的中、新生带盆地达 420 多个，总面积约 $530 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。根据 1994 年结束的全国第二轮油气资源的评价结果，全国石油的总资源量 $940 \times 10^8 \text{ t}$ ，其中陆上为 $694 \times 10^8 \text{ t}$ (占 73.8%)，海域为 $246 \times 10^8 \text{ t}$ (占 26.2%)；天然气的总资源量 $38.14 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，其中陆上为 $29.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (占 78.1%)，海域为 $8.14 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (占 21.9%)。目前来看，陆上油气资源量主要集中在松辽盆地、渤海湾盆地、中西部三个地区。

石油在我国一次能源结构中占 18%，天然气占 4%，虽然不像煤炭占 70% 那样高，但是，我国能源真正短缺的是石油和天然气。随着中国经济的快速增长，对石油的需求量越来越大。中国已经成为世界第二大石油消费国，石油消费增长速度居世界第一，预计未来几年，中国的石油进口将以大约 10% 的速度增长，2020 年对外依存度将达到 60%，到 2030 年就将超过 70%。

A.1.2 能源结构及主要用能设备

A.1.2.1 油气田企业能源结构

油气田企业供入的能源主要有电、天然气、水，其中电主要供应机泵等用电设备使用；天然气主要供应为石油采出过程的加热炉、锅炉使用；水主要用于工艺中冷却水及注入地下水（大部分为污水）的补充。能源结构包括以下几个方面：

a) 采油生产系统能源结构

采油生产用能（包括原材料投入）主要包括电能、天然气、以及用于补充地层压力的新鲜水等。

电能：消耗的电能来自外购电网或油田内部供电公司供给，主要用于石油开采设备设施，包括采油系统的抽油机井、电泵井、螺杆泵井及井上电机、泵、集输及注入系统的输油泵、脱水泵、输水泵、注水泵、注聚泵、加热炉、锅炉，其他辅助生产机、泵等机电设备消耗使用。

天然气：消耗的天然气大部分来自采油过程中产生的天然气，一部分外购，用于加热炉、锅炉等设备的燃料投入。

补充地层压力的新鲜水来自水企业获得和循环污水，主要是用于补充地下水（注入地下水大部分为污水）、工艺过程冷却等消耗。

b) 采气生产系统能源结构

采气生产用能主要包括电能、天然气等。

电能：消耗的电能来自外购电网，主要消耗为生产系统，辅助生产系统及附属生产系统（厂区内直接为生产服务的单位）用电等。

天然气：消耗的天然气来自采气过程中自产，用于加热炉、热水锅炉等设备的燃料投入。

c) 辅助生产系统能源结构

油气田企业所用电力主要用于驱动生产过程中的各种用能设备，如用于电机、泵和风机等以及采油、采气站间装置照明等用能设备，少部分用于检修、办公和生活用电。采油、采气站间电力系统一般有 6 kV 的变电站，分别来自于所属热电厂及当地电力工业局。

按照水质和用途，用水系统可分为新鲜水系统和循环水系统，其中新鲜水系统主要向各个装置提

供工业用水和生活用水；循环水系统主要向各装置提供工艺循环冷却水及石油脱水后产生的污水注入地下。

A.1.2.2 主要用能设备

油气田企业主要用能设备的界定应符合 GB 17167—2006 中表 2 的规定,包括:

- 开采系统:抽油机井、抽水机井、电泵井、螺杆泵井、机泵、深井潜水泵、加热炉等;
- 集输系统:输油泵、脱水泵、脱水器、输水泵、加热炉、锅炉、空压机、换热器等;
- 注入系统:注水泵、清水泵(冷却水泵)、注聚泵、润滑油泵、锅炉、回灌泵等;
- 通用设备:电机、变压器等。

A.2 油气田企业生产工艺流程及能源消耗

A.2.1 采油生产典型工艺流程及能源消耗

A.2.1.1 采油系统典型工艺流程及能源消耗

采油井将油层气液混合油举升地面,单井气液混合油输送至计量间进行计量,由计量间汇管输送至转油站经加热炉加热进行油气分离,分离的天然气大部分经外输气表计量后输送至联合站,小部分经自耗气表计量后用于本站加热炉消耗;分离的含油污水经掺水和热洗泵加压后,经加热炉加热后由计量间输送到采油井,此过程主要消耗电能、天然气;分离的含水油经外输泵加压流量计计量输送至联合站,此过程主要消耗电能,工艺流程见图 A.1。

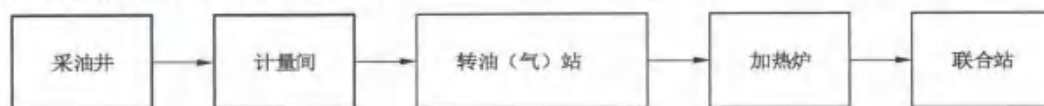


图 A.1 采油系统典型工艺流程

A.2.1.2 集输系统典型工艺流程及能源消耗

转油(气)站来液经汇管进入游离水脱除器,再经过加热炉加温,加温后液量进入电脱水器脱水,电脱水器出来后石油经过外输炉加温,缓冲罐沉降后再由输油泵外输至下一级接收站,此过程主要耗电、天然气,工艺流程见图 A.2。

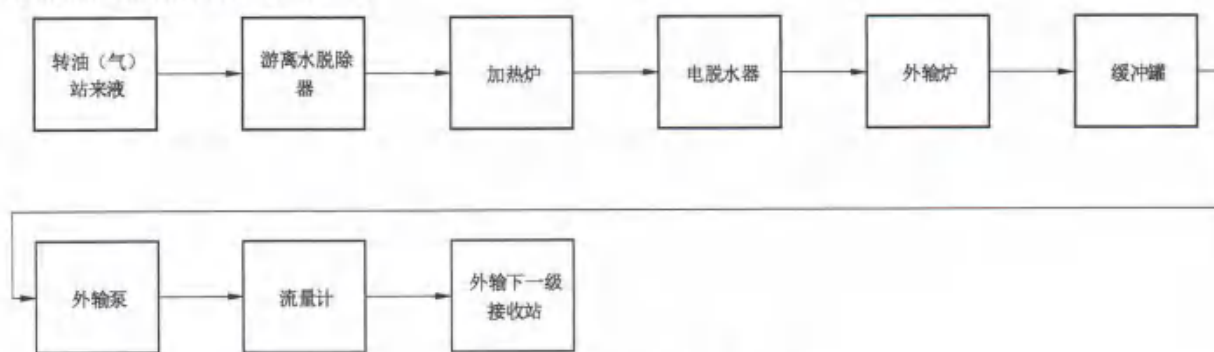


图 A.2 集输系统典型工艺流程

A.2.1.3 注入系统典型工艺流程及能源消耗

A.2.1.3.1 注水系统典型工艺流程及能源消耗

集输系统脱后污水经过沉降进入升压缓冲罐,再经过增压泵进入滤罐,滤罐出来后的污水进入外输水罐再由外输泵外输至注水站注水罐,新鲜水或过滤后的污水进入注水站储水罐进行沉降,沉降后进入

高压注水泵,注水泵加压后进入配水间,配水间将来水分配到各注水井,注入地下。此过程主要耗电、水,工艺流程见图 A.3。

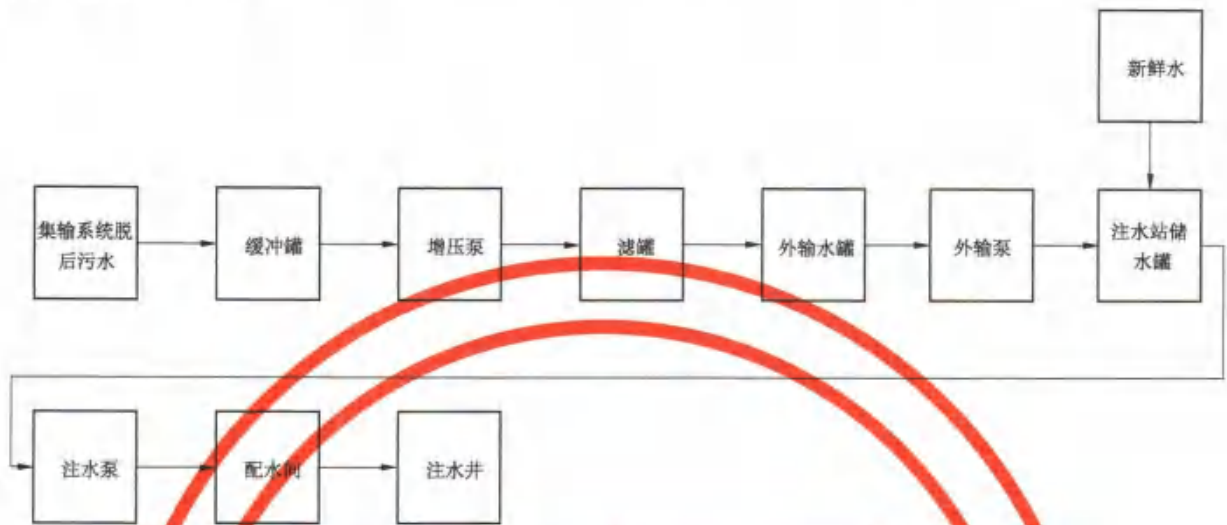


图 A.3 注水系统典型工艺流程

A.2.1.3.2 注汽系统典型工艺流程及能源消耗

注汽站内储水罐的清水由清水泵加压进入软水器,与软水器中的树脂进行离子交换,除去水的硬度,进入除气器,完成水处理,通过泵增压,进行注汽锅炉对流段和辐射段加热,产生高温高压的饱和水蒸气,分配到各注汽井,注入地下。此过程主要耗电、天然气及水,工艺流程见图 A.4。



图 A.4 注汽系统典型工艺流程

A.2.1.3.3 注聚系统典型工艺流程及能源消耗

清水从储水罐由清水泵打入混配器,与由聚合物罐经过鼓风机射流器送入的聚合物在混配器中混合,进入混合罐,经搅拌,再将溶液由转液泵打去多个熟化罐中。经过一定时间的熟化后,通过外输泵输往各个注聚站,在注入站加清水稀释以后注入到注聚井中。此过程主要耗电、水、聚合物,工艺流程见图 A.5。



图 A.5 注聚系统典型工艺流程

A.2.2 采气过程典型工艺流程及能源消耗

采气井将采出的天然气经井口分离器过滤分离后进入集气站内的分离器,经过分离后进入电加热

器加温,加温后的气体经过缓冲罐和流量计计量后输至外输下一级接收站。此过程主要耗电能、天然气,工艺流程见图 A.6。

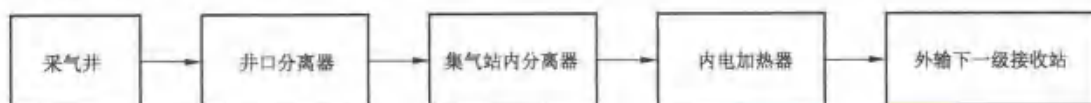


图 A.6 采气过程典型工艺流程

A.3 油气田企业的节能方向及产业政策导向

A.3.1 油气田企业现有能耗限定值

油气田企业能耗限定值按 GB/T 31453 的规定。

A.3.2 油气田企业鼓励、限制、淘汰及落后产品生产工艺和设备设施

油气田企业鼓励、限制、淘汰及落后产品的生产工艺和设备设施见国家发展和改革委员会关于《产业结构调整指导目录》、国家工业和信息化部《高耗能落后机电设备(产品)淘汰目录(第一批)至(第四批)》有关要求。

A.3.3 发展趋势

自 2014 年开始石油企业积极推进节能改革步伐,从节能管理、节能技术以及节能监测三个层面加以规范和完善,力保节能工作取得实效,促进企业有质量、有效益、可持续发展。加快从能源消耗型企业向资源节约型、环境友好型企业转变,是一项长期坚持不懈的工作目标,也是实现企业可持续发展和降本增效的客观要求。页岩气是世界公认的清洁、高效新能源。受技术条件限制,页岩气的大规模商业开发一直以来都是世界级难题。美国是目前页岩气开发最成功的国家,页岩气不仅使其在短时间内实现了天然气自给自足,而且对全球能源转和地缘政治格局产生了重大影响。我国页岩气资源潜力巨大,在常规能源可开采量逐年递减的情况下,实现页岩气的大规模商业开发有利于缓解国内天然气缺口带来的压力,保障国家能源安全,改善能源供给结构。这是我国石油企业发展趋势。

A.3.4 采用新型节能技术

A.3.4.1 节能抽油机

A.3.4.1.1 下偏杠铃抽油机:是在常规游梁抽油机的游梁尾端,利用变矩原理增加简单的下偏杠铃形成的一种节能抽油机。

A.3.4.1.2 复式永磁抽油机:采用了复式永磁电机作为动力,在整体结构上取消了普通游梁抽油机的所有机械传动部分,采用电机直接驱动的方式,并在智能变频控制器的控制下实现抽油杆的上下往复运动,是一种结构简单、能耗较低的新型油田抽油设备。

A.3.4.1.3 直线电机抽油机:电机带动滚筒转动,滚筒通过摩擦力带动皮带运动,从而带动光杆做往复运动。其特征是电机直接带动滚筒转动,通过摩擦力驱动皮带往复运动,皮带通过悬绳器带动光杆上下运动,实现抽油。

A.3.4.1.4 提携式抽油机:针对游梁式抽油机井存在能耗大、故障点多、安全隐患大,且发生泵况问题后检泵费用高等生产问题,以及杆管偏磨、清防蜡等方面也存在不易解决的问题。柔性连续抽油杆无泵分层采油技术能够一次提携上千米深度的液体,并且能实现根据油井的供液情况间歇采油,可以用来解决低产并能耗高及管理难度大的问题。

A.3.4.2 螺杆泵节能技术

A.3.4.2.1 螺杆泵直驱驱动装置:电机直驱装置主要由空心轴电机、轴承箱、机械密封、卡持密封机构、

以及支架等部分组成。其中电机采用直流永磁电机,实现对负载的大力矩变速驱动;轴承箱位于电机下端盖上,承载螺杆泵并杆柱和液柱质量;机械密封装置在空心轴上部,密封光杆和空心轴空间;电机下端的卡瓦封井器在正常生产时打开,在作业及维护设备时用于卸载荷和密封井口。

A.3.4.2.2 螺杆泵变频器:螺杆泵变频器由变频控制系统和工频控制系统组成,采用端子运行与键盘调节,使安全性得以保障,当电机处于轻载状态(如油井液面降低)通过变频控制系统,采集泵、电机的信号调节电机频率,使电机和泵杆转速减少,降低功率,达到节能效果;当电机处于超载状态,提升电机运行频率,在保证正常采油时,充分利用原有的装置,提高转速,使设备的利用率得到充分的发挥,负载正常时,也可切换到工频系统运行,使系统得以更好的应用,有力保证油井的正常运行,使设备的使用达到最佳的效果。

A.3.4.3 电泵节能技术

A.3.4.3.1 电泵井变频技术:电泵井变频技术是目前电泵井有效的节能技术之一。通过应用变频器,可以自动控制排量及液面,使泵在最佳工况点工作。由于电泵井供电频率下降时电泵井的理论排量下降,电机功率下降,从而达到节能降耗的目的。

A.3.4.3.2 电泵井节能控制柜:电泵井节能控制柜也称为智能有载调压节电控制系统,由有载调压变压器和智能节电控制器组成。其工作原理是通过采集主回路的电流和电压,计算实时的有功功率、无功功率和功率因数,综合考虑有功功率和电流之后,判断出当前电压的最优值,向有载调压变压器发出调节命令,经过切换,可输出最优值电压。

A.3.4.4 注水泵节能技术

A.3.4.4.1 注水泵涂膜:注水泵主要输送处理后的含油污水,在运行中,由于腐蚀或气蚀的作用使泵叶轮及导翼等部件表面越来越粗糙,这样就造成了效率的损失。聚合物涂层即不沾水的、光滑的表面,减少了抽出来的液体的分界层和液体内部的涡流,增加了注水泵的效率,而且能提高防化学腐蚀的能力。

A.3.4.4.2 高压注水泵变频:目前油田注水泵的流量调节通常采用改变泵出口阀门开度的方式,实质是改变管路特性曲线的位置来改变泵的工作点,这种方式存在较严重的节流,人为增加了注水损耗。高压注水泵变频调速不改变管网特性曲线,而是通过调整泵的转速改变流量,消除了泵排除阀节流所引起的压头损失,注水泵始终处于高效区运行,从而减少了电动机输入功率。

A.3.4.4.3 注水井降压增注:水力自动调压泵以注水管网中的来水作动力,驱动该泵的工作机构工作,一部分来水经提压后,由高压腔排出注入到高压注水井中;另一部分来水压力下降后,由低压腔排出可注入到低压注水井中。该设备高效节能,可以无级调节排量和自动关开机,具有工作频率低、寿命长、维修简便的特点,可在不更换现有低压管网的情况下直接安装在注水井口进行工作。水力自动调压泵作为单井增压设备,适用于对存在少数异常高压注水井的区块进行单井增压;更适合安装于配水间或注水站作为2级泵站,针对注入压差较大的注水井实施分压注水。

A.3.4.5 加热炉节能技术

A.3.4.5.1 真空加热炉:真空加热炉属于微负压容器,通过加热中间介质水产生水蒸气,水蒸气再加热受热盘管,水蒸气被受热盘管吸收热量后冷凝为水,如此反复循环达到加热目的。因此这种加热炉也被称为蒸汽换热加热炉。真空加热炉可以实现集油加热、掺水、采暖加热多功能于一体。

A.3.4.5.2 加热炉引射式辐射管:针对油田加热炉的运行状况及其结构特点,设计了燃气燃烧器用引射式辐射管,解决燃烧放热比较集中、火焰中心温度过高等问题,同时对应用不同管径和长度的辐射管时的热工特性进行试验研究,设计应用的辐射管采用直管式,由不锈钢板卷制焊接而成。

A.3.4.5.3 高效燃烧器:高效燃烧器通过改变燃烧器的结构、进气方式等来提高燃烧器的燃烧效率,达到节能的目的。根据适用的加热炉炉膛压力可分为自然通风型燃烧器及强制鼓风型燃烧器,均由天然气燃烧器和先进控制系统所组成。

A.3.4.6 新能源技术

油井风能供电系统:油井应用风力供电系统主要由风力发电机、蓄电池组、逆变控制器组成。

工作原理为：通过永磁风力发电机发出三相交流电，经整流器整流后由控制器给蓄电池组充电，经由免维护蓄电池存储；蓄电池组发出直流电，最终由风电市电互补性逆变控制器自动切换控制输出，实现对油井单井的持续可靠供电。

A.3.4.7 加强资源利用

余热回收利用技术：采用燃气机组发电时，燃料的能量被分为3部分，其中约35%被发电机组转化为电能，约30%随废气排出，约25%被发动机冷却水带走，约10%通过机身散发等其他方式损失。

为了提高能量利用率，与燃气发电机组配套应用余热回收装置，外排烟气和燃气机冷却水通过特制的针形管余热回收装置加热导热介质，使导热介质达到规定温度，通过导热介质输送系统，将导热介质输送到热交换器，与石油、掺水或者采暖水间进行热交换，提高石油、掺水或者采暖水温度，从而取代或部分取代原来的加热炉，提高整体效益。

注：新型节能技术包括但不限于以上内容。

附 录 B

(资料性附录)

油气田企业能源管理相关的法律法规、标准及要求文件清单

油气田企业能源管理相关的法律法规、标准及要求文件见表 B.1。

表 B.1 法律法规、标准及要求文件清单

序号	名 称	发布部门 / 标准编号
1	中华人民共和国节约能源法	全国人民代表大会常务委员会
2	中华人民共和国可再生能源法	全国人民代表大会常务委员会
3	中华人民共和国循环经济促进法	全国人民代表大会常务委员会
4	中华人民共和国清洁生产促进法	全国人民代表大会常务委员会
5	中华人民共和国环境保护法	全国人民代表大会常务委员会
6	中华人民共和国水法	全国人民代表大会常务委员会
7	中华人民共和国计量法	全国人民代表大会常务委员会
8	中华人民共和国电力法	全国人民代表大会常务委员会
9	高耗能特种设备节能监督管理办法	国家质量监督检验检疫总局令第 116 号
10	再生资源回收管理办法	商务部令 2007 年第 8 号
11	固定资产投资项目节能审查办法	国家发展和改革委员会令 第 44 号
12	节约用电管理办法	国经贸资源[2000]1256 号
13	能源效率标识管理办法	国家发展和改革委员会、国家质量监督检验检疫总局令 第 35 号
14	清洁生产审核办法	国家发展和改革委员会、环境保护部令 第 38 号
15	节约能源监测管理暂行规定	计节能[1990]60 号
16	国家能源局关于印发《能源领域行业标准化管理办法(试行)》及实施细则的通知	国家能源局国能局科技[2009]52 号
17	国家经贸委关于印发《重点用能单位节能管理办法》的通知	国家经济贸易委员会令 第 7 号
18	国务院关于进一步加大淘汰落后产能工作的通知	国发[2010]7 号
19	国家发展和改革委员会国家能源局关于印发能源发展“十三五”规划的通知	发改能源[2016]2744 号
20	国家发展和改革委员会关于印发重点用能单位能源利用状况报告制度实施方案的通知	发改环资[2008]1390 号
21	国家发展和改革委员会办公厅关于印发企业能源审计报告和节能规划审核指南的通知	发改环资[2006]2816 号
22	国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知	国发[2016]74 号
23	国家发展和改革委员会等部门关于印发万家企业节能低碳行动实施方案的通知	发改环资[2011]2873 号
24	大气污染防治重点工业行业清洁生产技术推行方案	工信部节[2014]273 号
25	国务院办公厅关于印发能源发展战略行动计划(2014—2020 年)的通知	国办发[2014]31 号
26	国家鼓励发展的资源节约综合利用和环境保护技术	国家发展和改革委员会、科技部、国家环保总局 2005 年第 65 号
27	固定资产投资项目节能评估工作指南(2014 年本)	国家发展和改革委员会
28	产业结构调整指导目录(2011 年本)(修正)	国家发展和改革委员会令 第 21 号
29	石油和化工产业结构调整指导意见	中国石油和化学工业协会

表 B.1 (续)

序号	名 称	发布部门 / 标准编号
30	国家重点节能低碳技术推广目录(2017 年本低碳部分)	国家发展和改革委员会公告 2017 年第 3 号
31	部分工业行业淘汰落后生产工艺装备和产品指导目录(2010 年本)	工业和信息化部公告工产业[2010]第 122 号
32	高耗能落后机电设备(产品)淘汰目录(第一批)	工业和信息化部公告工节[2009]第 67 号
33	高耗能落后机电设备(产品)淘汰目录(第二批)	工业和信息化部公告 2012 年第 14 号
34	高耗能落后机电设备(产品)淘汰目录(第三批)	工业和信息化部公告 2014 年第 16 号
35	高耗能落后机电设备(产品)淘汰目录(第四批)	工业和信息化部公告 2016 年第 13 号
36	节能机电设备(产品)推荐目录(第一批)	工业和信息化部公告工节[2009]第 41 号
37	节能机电设备(产品)推荐目录(第二批)	工业和信息化部公告工节[2010]第 112 号
38	节能机电设备(产品)推荐目录(第三批)	工业和信息化部公告 2011 年第 42 号
39	节能机电设备(产品)推荐目录(第四批)	工业和信息化部公告 2013 年第 12 号
40	节能机电设备(产品)推荐目录(第五批)	工业和信息化部公告 2014 年第 72 号
41	节能机电设备(产品)推荐目录(第六批)	工业和信息化部公告 2015 年第 72 号
42	节能机电设备(产品)推荐目录(第七批)	工业和信息化部公告 2016 年第 58 号
43	高耗能老旧电信设备淘汰目录(第一批)	工业和信息化部公告 2014 年第 26 号
44	工业余热术语、分类、等级及余热资源量计算方法	GB/T 1028
45	单位产品能源消耗限额编制通则	GB/T 12733
46	用能单位能源计量器具配备和管理通则	GB 17167
47	中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级	GB 18613
48	容积式空气压缩机能效限定值及能效等级	GB 19153
49	冷水机组能效限定值及能效等级	GB 19577
50	通风机电能效限定值及能效等级	GB 19761
51	清水离心泵能效限定值及节能评价	GB 19762
52	三相配电变压器能效限定值及能效等级	GB 20052
53	常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额	GB 21258
54	工业锅炉能效限定值及能效等级	GB 24500
55	用水单位水计量器具配备和管理通则	GB 24789
56	电力变压器能效限定值及能效等级	GB 21790
57	建筑设计防火规范	GB 50016
58	建筑物防雷设计规范	GB 50057
59	锅炉房设计规范	GB 50041
60	低压配电设计规范	GB 50054
61	工业设备及管道绝热工程施工规范	GB 50126
62	工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范	GB 50185
63	工业设备及管道绝热工程设计规范	GB 50264
64	工业金属管道设计规范	GB 50316
65	石油产品热值测定法	GB 384
66	用能设备能量平衡通则	GB/T 2587
67	设备热效率计算通则	GB/T 2588
68	综合能耗计算通则	GB/T 2589
69	企业能量平衡通则	GB/T 3484
70	评价企业合理用电技术导则	GB/T 3485
71	评价企业合理用热技术导则	GB/T 3486
72	设备及管道绝热技术通则	GB/T 4272
73	产品电耗定额制定和管理导则	GB/T 5623

表 B.1 (续)

序号	名 称	发布部门 / 标准编号
74	用能设备能量测试导则	GB/T 6422
75	节水型企业评价导则	GB/T 7119
76	设备及管道绝热效果的测试与评价	GB/T 8174
77	设备及管道绝热设计导则	GB/T 8175
78	用电设备电能平衡通则	GB/T 8222
79	机动往复泵	GB/T 9234
80	三相异步电动机经济运行	GB/T 12497
81	蒸汽供热系统凝结水回收及蒸汽疏水阀技术管理要求	GB/T 12712
82	企业节能量计算方法	GB/T 13234
83	电力变压器经济运行	GB/T 13462
84	交流电气传动风机(泵类、空气压缩机)系统经济运行通则	GB/T 13466
85	通风机系统电能平衡测试与计算方法	GB/T 13467
86	泵类液体输送系统电能平衡测试与计算方法	GB/T 13468
87	离心泵、混流泵、轴流泵和旋涡泵系统经济运行	GB/T 13469
88	通风机系统经济运行	GB/T 13470
89	节电技术经济效益计算与评价方法	GB/T 13471
90	电能质量 公用电网谐波	GB/T 14549
91	节能监测技术通则	GB/T 15316
92	燃煤工业锅炉节能监测	GB/T 15317
93	火焰加热炉节能监测方法	GB/T 15319
94	节能产品评价导则	GB/T 15320
95	工业企业能源管理导则	GB/T 15587
96	热力输送系统节能监测	GB/T 15910
97	工业电热设备节能监测方法	GB/T 15911
98	制冷机组及供制冷系统节能测试 第1部分:冷库	GB/T 15912.1
99	蒸汽加热设备节能监测方法	GB/T 15914
100	工业炉窑保温技术通则	GB/T 16618
101	企业供配电系统节能监测方法	GB/T 16664
102	空气压缩机组及供气系统节能监测方法	GB/T 16665
103	泵类液体输送系统节能监测	GB/T 16666
104	工业锅炉水处理设施运行效果与监测	GB/T 16811
105	企业能源审计技术通则	GB/T 17166
106	设备及管道绝热层表面热损失现场测定 热流计法和表面温度法	GB/T 17357
107	锅炉热网系统能源监测与计量仪表配备原则	GB/T 17471
108	工业锅炉及火焰加热炉烟气余热资源量计算方法与利用导则	GB/T 17719
109	工业锅炉经济运行	GB/T 17954
110	空气调节系统经济运行	GB/T 17981
111	电力整流设备运行效率的在线测量	GB/T 18293
112	天然气计量系统技术要求	GB/T 18603
113	石油石化行业能源计量器具配备和管理要求	GB/T 20901
114	风机、泵类负载变频调速节电传动系统及其应用技术条件	GB/T 21056
115	能源管理体系 要求	GB/T 23331
116	企业节能规划编制通则	GB/T 25329
117	容积式空气压缩机系统经济运行	GB/T 27883

表 B.1 (续)

序号	名 称	发布部门 / 标准编号
118	企业能量平衡网络图绘制方法	GB/T 28749
119	企业能量平衡表编制方法	GB/T 28751
120	能源管理体系 实施指南	GB/T 29456
121	油田生产系统节能监测规范	GB/T 31453
122	石油化工设计能耗计算标准	GB/T 50441
123	天然气净化厂设计规范	SY/T 0011
124	油气田电网线损率测试和计算方法	SY/T 5268
125	机械采油系统经济运行规范	SY/T 6374
126	油气田与油气输送管道企业能源综合利用技术导则	SY/T 6375
127	输油管道加热设备技术管理规范	SY/T 6382
128	油田地面工程设计节能技术规范	SY/T 6420
129	天然气输送管道系统能耗测试和计算方法	SY/T 6637
130	石油企业耗能用水统计指标与计算方法	SY/T 6722
131	城镇供热管网设计规范	CJJ 34

附录 C (资料性附录)

油田企业能源管理体系要求应用示例

C.1 能源管理体系策划与能源评审示例

以典型的以水驱油,机械采油(包括抽油机井、电泵井、螺杆泵井)为主要生产工艺的油田生产企业为示例。该类型企业的采出液为含油、气、水的混合物,主要生产系统包括采油系统、注水系统、集输系统。

C.1.1 能源评审输入信息

C.1.1.1 工艺流程

油田企业的主要产品是从地下开采出来的石油、天然气。主要工艺过程包括:采用机械设备从地下采出石油、分离、沉降、脱水等工艺。工艺流程见图 C.1。

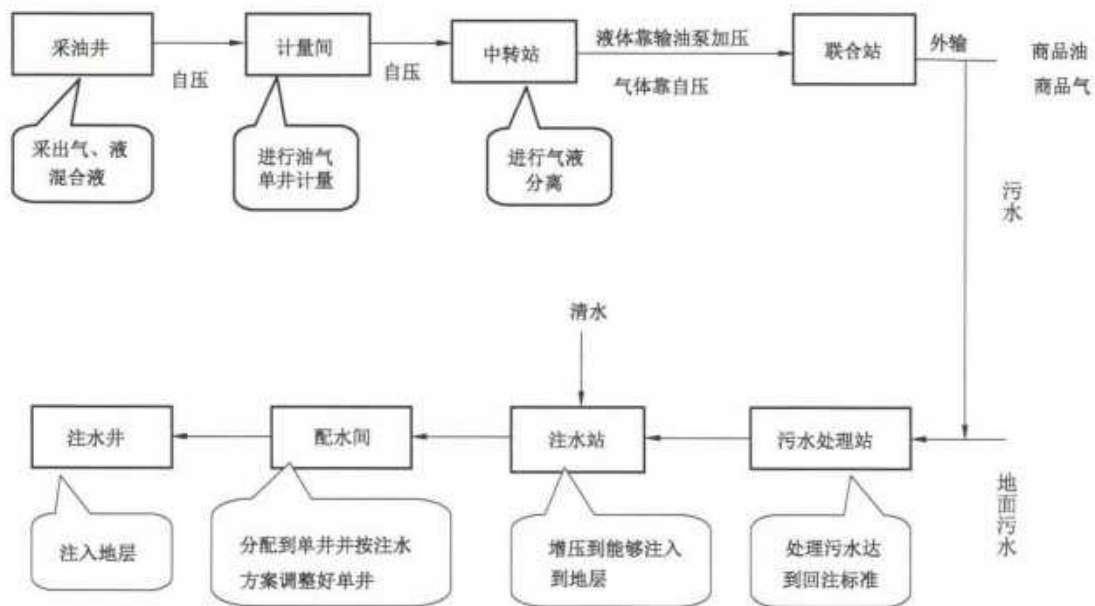


图 C.1 油田企业的工艺流程

C.1.1.2 分析能源数据和主要能源使用

各个环节的用能和耗能工质主要有电、天然气、水、油料等,用能比例如图 C.2 所示,其中电力的消耗占总能耗的 66%,是采油厂的主要耗能品种。用能柱状图见图 C.2,综合能耗对比图见图 C.3。

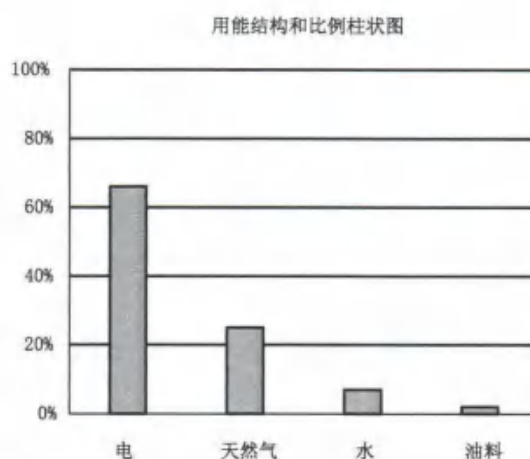


图 C.2 用能结构柱状图

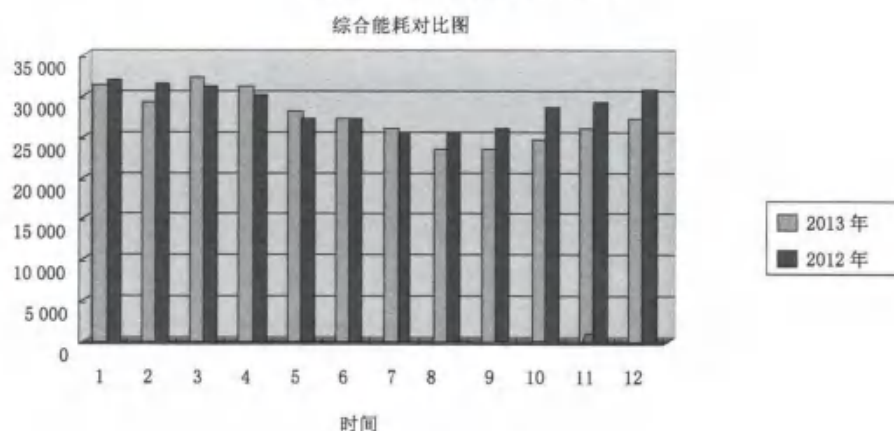


图 C.3 综合能耗对比图

C.1.2 能源评审的实施

C.1.2.1 能源管理基本情况

企业为石油、天然气产品生产企业,建立了文件化的能源管理体系,企业领导对能源管理工作高度重视,明确了能源管理的相关职责划分,主要生产岗位员工节能意识比较强。

为保证节能降耗工作的落实,企业建立健全了比较完善的能耗计量和考核机制。制定了《节能责任制》《能源管理制度》《用能统计分析管理制度》《测量设备管理制度》《能源采购和审批管理制度》《能源财务管理制度》《能源生产管理制度》《能源消耗定额及其考核和奖惩制度》等,每月对企业的耗能情况进行统计分析。与此同时,为了提高相关人员节能降耗的积极性,企业制定了奖惩措施,对节能降耗有突出贡献的人员进行奖励,对浪费能源的行为进行处罚。

C.1.2.2 用能状况分析

C.1.2.2.1 主要用能设备情况

企业依据 GB 31453 确定采油或采气系统、注入(注水、注聚合物或注蒸汽)系统、油气集输系统、供电系统等重点用能设备。重点用能设备共计 2 651 台,已经在逐步开展设备能耗的监测工作。重点用能设备按耗能种类分为耗电设备、耗天然气设备等,主要包括抽油机井、电泵井、螺杆泵井、掺水泵、输油泵、脱水泵、脱水器、输水泵、注水泵、清水泵(冷却水泵)、润滑油泵、加热炉、锅炉、电机、变压器等。重点用能设备见表 C.1。

表 C.1 重点用能设备统计

序号	设备名称	规格型号	单位	定额	实际平均消耗	地点
1	抽油机	CYJ10-4.2-53HB	kW	55	6.8	采油队
2	抽油机	CYJY10-3-53HB	kW	22	2.7	采油队
3	抽油机	CYJ10-3-53HB	kW	45	7.1	采油队
4	抽油机	CYJ14-5.5-89HB	kW	75	12.4	采油队
5	抽油机	CYJY10-4.2-53HB	kW	45	7.7	采油队
6	螺杆泵	YB 225M-6	kW	30	7.0	采油队
7	螺杆泵	YB 200L2-6	kW	22	7.2	采油队
8	螺杆泵	YB 225S-4	kW	37	8.8	采油队
9	螺杆泵	YB2-200L2-6	kW	22	3.4	采油队
10	热洗泵	80YII-50×12	kW	160	89	采油队
11	掺水泵	ZDY(P)65-50×4	kW	75	68	采油队
12	外输泵	YD200-30×5	kW	132	99	采油队
13	热洗炉	φ2.5×8	m ³ /d	900	633	采油队
14	高效炉	1.6×9.3	m ³ /d	700	526	采油队
15	加热炉	2.32	m ³ /d	4 000	3 600	联合站
16	锅炉	WNS4.2-1.0/95/70-Y(Q)	m ³ /d	3 800	3 500	联合站
17	输油泵	YD150-50×3	kW	540	522	联合站
18	输油泵	SBDY300-40×3	kW	160	139	联合站
19	输油泵	SBDY100-30×3	kW	45	38	联合站
20	脱水泵	CQSC12SH-9A	kW	1 080	995	联合站
21	脱水泵	SOH180-50-315A	kW	45	41	联合站
22	脱水泵	150F-78	kW	55	50	联合站
23	污水泵	250S-65A	kW	110	91	联合站
24	反冲洗泵	KSW720-49	kW	160	141	联合站
25	脱水器	φ3×15.3	kW	600	556	联合站
26	加药泵	LYBH61124	kW	0.55	0.46	联合站
27	外输泵	250Shp-65A	kW	110	99	联合站
28	压缩机	LW-10.68/-0.5-1.5	kW	90	85	联合站
29	消防泵	XB010/100150SS123TJ	kW	160	151	联合站
30	注水泵	DF300-150X10	kW	2 000	1 900	联合站
31	注水泵	DF400-150X11	kW	2 240	2 200	联合站

C.1.2.2.2 能源输入、输送分配及使用管理

企业主要涉及的能源消耗和耗能工质有电力、天然气、水等。购入的能源种类包括电力、水。电力全部从社会电网购得。企业建立了电计量网络图、水流向图。

企业的能源分配传输管线布局较为合理,供水管线、天然气管线的日常维护由各维修队维护,供电线路由电力队进行维护。各队维修人员负责对企业全部管网进行维护,定期巡检,形成书面的管线维护、巡检制度。

企业各井、站、间充分实现了水、天然气、电的合理性利用,生产及冷却用水循环使用,配备了能源计量器具,计量各站、间的能源消耗总量。

C.1.2.2.3 能源计量状况

企业依据 GB/T 20901、GB 17167—2006 要求对能源计量实施分类分级管理。

电力计量:企业总进线电压为 35 kV,进入变电站,经总变压器降压为 6 kV,设有 3 级计量,共安装电能表 108 块。联合站、转油(气)站、注水站等经过二次变压为 380V 后供给各用电设备。企业的高压总进线侧设有计量一级计量仪表计量用电总量,在变电站前端设有二级计量,各站、间配电室设有三级计量,用于计量各线路主要用能设备(单元)的用电量。

天然气计量:天然气为自产,在各转油(气)站、联合站安装有流量计用于天然气的计量,由各站供给用气设备(锅炉、加热炉等)。

自来水从自来水企业购得,在进厂主管道和主要用水工段安装水表,计量自来水用量。

企业采用分级计量管理,企业主管部门设有计量管理人员,各作业区设有计量管理人员(不包括检定、维护人员),各采油队、联合站分别设有计量管理人员,分别负责各作业区、各采油队和联合站、各基本站库、设备机组(如转油站、配制站、注入站、污水站、脱水站、原稳站、油气储运的站库、站场燃气发电机组、天然气采输的采气站、配气站、集输气站、天然气增压站、气田水回注站和脱水站、加热炉、锅炉组、脱水、输油、污水、注水、增压等泵组等)的三级计量管理。

企业建立有专门的计量检定站,负责对各级计量器具的检定、维修等。企业对计量器具的采购、验收、保管、使用、检定、维修、报废处理等方面的工作有相应的管理制度,并按照文件严格执行。

企业严格按照 GB/T 20901、GB 17167—2006 要求配置能源计量器具,已经配备各类能源计量器具总计 1 540 块,各类能源配备率见表 C.2;各级计量器具精度配置见表 C.3。

表 C.2 能源计量器具汇总表

器具种类	实际配备数量	应该配备数量	配备比例
电能表	482	482	100%
水流量计	354	361	98.1%
油流量计	42	42	100%
气流量计	92	95	96.8%
温度计	238	243	97.9%
压力表	318	327	97.2%
浮子密度计	8	8	100%
含水分析仪	6	6	100%
合计	1 540	1 564	98.5%

表 C.3 能源计量器具的计量性能要求

序号	计量器具名称	计量项目	计量性能			
			用能单位	次级用能单位	基本用能单元	
1	电能表	有功交流电能计量(6 kV 以下)	1.0	1.0	2.0	
2	水流量表	水计量	管径 ≤ 250 mm	2.0	2.0	2.5
			管径 > 250 mm	1.5	1.5	2.0
		污水计量	流量计	2.5	2.5	2.5
3	油流量计	原油计量	0.2	0.5	1.0	
4	气流量计 (天然气)	$q_v \geq 50\,000$ m ³ /h	0.75	1.0	2.0	
		$5\,000$ m ³ /h $\leq q_v \leq 50\,000$ m ³ /h	1.0	1.5	2.0	
		$q_v \geq 500$ m ³ /h	1.5	2.0	2.0	
5	温度计	原油计量	分度值 0.2 ℃	分度值 0.5 ℃	分度值 1.0 ℃	
6	压力表	气体、液体计算	0.4	0.4	0.4	
7	浮子密度计	原油液体密度计量	0.2	0.2	0.2	
8	含水分析仪	原油中水含量计量	分辨力 0.1%	分辨力 0.1%	分辨力 0.5%	

注: q_v ——天然气计量系统设计通过能力(标准参比条件下)。

C.1.2.2.4 能源消耗定额管理

企业根据实际能耗情况,并参照同行业的先进能耗指标开展对标管理工作,制定能源消耗定额标准,编制管理办法,并定期分析实际消耗情况,分析消耗指标降低和升高的原因。

企业依据 SY/T 6472、SY/T 6366 制定了产品综合能耗数据的计算方法、主要产品能耗数据统计范围及计算标准。

企业通过每月能耗统计、目标指标考核、绩效考核、每日的运行检查及不定期的综合大检查,确保能源管理体系的有效进行。

C.1.2.2.5 能量平衡分析

企业主要涉及的能源计量种类有电力、天然气、水、油料等。消耗方式分别为工业生产消费和非工业生产消费,其中工业生产消费为石油、天然气的开采过程、厂区照明耗能,非工业生产消费为办公楼、食堂、车辆等耗能。

a) 用气平衡分析

天然气由企业自供应,用于石油、天然气生产过程中经分析进出可实现平衡;

b) 用电平衡分析

电力完全由网上购电获得,主要消耗为生产系统,辅助生产系统及附属生产系统(厂区内直接为生产服务的单位)用电等。电网购入电量由企业和电业企业共同统计,支出的数据由 35 kV、6 kV 变电所高压总计量处获得。经分析进出可实现平衡;

c) 用水平衡分析

水主要是从自来水企业获得,主要供给生产用水和生活用水使用,各界区均设有水表。经分析进出可实现平衡;

d) 能耗指标核算

在各项报表逐一核对的基础上,将统计期内生产的主要能源消耗量(电力、水、天然气、油料)进行了统计,其中电耗占 66%,气耗占 25%,水占 7%(注入地下水大部分为污水),油料 2%。

C.1.2.3 识别出影响主要能源使用的相关变量

企业主要生产系统有采油系统、注水系统、集输系统,主要耗能设备设施有:

a) 采油系统:抽油机井、电泵井、螺杆泵井、泵。转油(气)站:输油泵、加热炉;

b) 集输系统:输油泵、脱水泵、脱水器、输水泵、加热炉、锅炉、空压机等;

c) 注水系统:注水泵、清水泵(冷却水泵)、润滑油泵、锅炉等;

d) 通用耗能设备如有电机、变压器等。

企业从能源、生产过程中影响能源使用的工艺参数、环境参数及其他相关因素,辅助生产系统和附属生产系统相关参数识别出影响主要能源使用的相关变量,包括:机采系统效率;注水系统效率、机组效率;输油泵机组效率;采油(气)用电单耗;注水用电单耗;加热炉热效率;空气过剩系数;排烟温度等。

企业也对主要耗能设备进行了能耗影响因素分析,以识别改进机会。仅以主要用能设备加热炉的能耗影响因素分析为例,从人、机、料、法、环、测 6 方面的 18 项影响因素进行分析,识别了对加热炉耗能的主要相关变量,见表 C.4。

表 C.4 加热炉能耗的影响因素分析清单

序号	相关变量类别	名称	变量对能耗的影响分析	变量影响能源的量值或程序	现有能源控制措施	
1	人	员工节能意识	强化考核,提高员工节能意识	低	加大企业内部能耗管理考核	
2		员工操作水平	合理的操作可以降低设备的运行能耗	中	加强员工操作培训	
3	机	设备的维护保养	保持设备处于最佳状态,可降低设备运转耗能	中	按规定定期开展设备保养	
4		计量器具	计量器具数据不精确,影响能耗计量	中	加强计量器具验与维护,更换精确度更高的计量器具	
5		变频装置投用率	变频装置投用率高可以降低天然气消耗	中	逐步在加热炉加装变频装置,提高变频装置投用率	
6		加热炉余热	加热炉在燃烧加热的过程中会产生 250℃~300℃ 左右的高温烟气,使得许多热能未能及时吸收,就排入于大气中	高	加装烟气余热回收节能装置,对加热炉余热回收利用,节省燃料消耗	
7		设备保温	设备保温效果差,造成多余的热损失	低	逐步修复保温,采用较高效率保温材料	
8		加热炉风门大小	一次进空气量大小与天然气流量不匹配	高	控制风门位置为平均进风量的大小	
9		生产负荷	产量高能耗低	低	无	
10		加热炉运行中结垢	水垢在烟火管上的形成因温度的不同而厚度不同,导致各部分受热温度不一样,易引起火管变形。水垢是热的不良导体,如果局部垢层过厚,可导致火管被烧坏,而且浪费大量燃气	高	加装低功耗高频震荡除垢仪,解决加热炉运行中结垢问题,节省燃料消耗	
11		料	燃料组成	燃料组成变化	低	稳定燃料气组成
12		法	生产气各级节流温度控制	加热炉各级温度应结合各单井生产实际情况设定各级温度控制值	高	各单井采用统一温度设定值
13	压力控制		两级节流阀节流效果低	高	提高节流后压力	
14	加热炉热效率		加热炉热效率低,炉子燃料消耗高	高	优化加热炉控制参数,提高加热炉效率	
15	工艺参数		工艺参数不合理造成能源浪费	中	优化生产过程装置运行参数	
16	环	空气质量	空气质量差,造成设备外部腐蚀相对严重	低	加强外防腐力度,定期腐蚀检查	
17		环境温度	夏天等炎热季节,加热炉保持长明火、主火基本熄灭;冬季等寒冷季节,加热炉长明火、主火保持常开状态	低	控制加热炉运行温度	
18	测	加热炉效能测试	加热炉热效率低,炉子燃料消耗高	中	提高设备运行负荷;加强监测设备运行状况,提高加热炉热效率	

C.1.3 识别改进的机会

企业在采用先进的节能技术、合理的工艺布局进行石油、天然气生产,按照 GB/T 23331—2012 中各要素的要求,提高了节能意识,建立了较为完善的能耗计量和考核机制,通过持续改进使企业的能源管理水平逐步提高。

通过对表 C.4 中 18 项可控变量的分析,有 3 项改进机会,其中有 2 项非常重要的节能机会,表 C.5 列出具体节能改进机会清单。

表 C.5 节能改进机会清单

序号	相关的可控变量	机会(方案)内容	预估节能效果	节能机会排序(重要性/可实现程度)
1	加热炉运行余热	加装烟气余热回收节能装置,对加热炉余热回收利用,节省燃料消耗	节气量预计 $22 \times 10^4 \text{ m}^3$	非常重要/高
2	计量器具	计量器具数据不精确,影响能耗计量。加强计量器具校验,使用精确度更高的计量器具	使能源统计更加准确对下达各项指标具有指导意义	重要/低
3	加热炉运行中结垢	加装低功耗高频震荡除垢仪,解决加热炉运行中结垢问题,节省燃料消耗	预计安装后节气率 8%,年可节气 $14 \times 10^4 \text{ m}^3$	非常重要/高

C.1.4 能源策划的输出

C.1.4.1 能源绩效参数、能源基准、目标、指标

企业确定了石油、天然气的能源绩效参数,并以上一年度的实际值作为能源基准,同时参考行业标杆值,建立了企业的能源目标和指标,包括石油(气)生产综合能耗、采油(气)用电单耗、注水用电单耗,见表 C.6。

在日常的能源管理过程中,企业将能源目标、指标分解至站、队,每月进行监测、考核。

表 C.6 能源绩效参数及相关数值

序号	能源绩效参数	参数类别 (直接测量/ 计算获得)	单位	基准值	标杆值	目标值	实现目标 周期
1	石油(气)生产综合能耗	计算获得	kg 标煤/t	135.42	124.35	130.76	2014 年
2	采油(气)用电单耗	计算获得	kW·h/t	52.23	49.11	52.10	2014 年
3	注水用电单耗	计算获得	kW·h/m ³	7.65	7.49	7.57	2014 年

注:基准值来源于装置正常运行设计值;标杆值来源于 2010 年历史最好水平;目标值来源于采油厂考核指标。

C.1.4.2 能源管理实施方案

企业针对加热炉余热的利用制定了能源管理实施方案,见表 C.7。

表 C.7 能源管理实施方案

序号	改进机会	措施方法/内容	时间进度	投资预算	节气量预计
1	加热炉运行余热利用不充分	新增烟气余热回收节能装置	2 014.12	85 万元	$22 \times 10^4 \text{ m}^3$

加热炉在燃烧加热的过程中会产生 $250 \text{ }^\circ\text{C} \sim 300 \text{ }^\circ\text{C}$ 左右的高温烟气,使得许多热能未能及时吸收,就排入了大气中。烟气余热回收节能装置是针对加热炉排放高温烟气的现象,放置在加热炉火管的后部,在保证烟气不低于露点的情况下,尽可能地将烟气中的温度截留,置换给受热部位,由于留有足够的空隙,既不影响加热炉的正常使用,又提高热能的强化使用。

企业供暖原采用天然气作为燃料,在 2013 年冬季供暖的 5 个月期间,通过计量监测企业 3 个站内取暖天然气使用量为 $22 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2014 年企业新增烟气余热回收节能装置,通过实施余热回收方案,企业 3 个站内取暖改为全部利用烟气余热,不再使用天然气,因此节气量为 $22 \times 10^4 \text{ m}^3$,达到预计方案效果。

C.2 企业重点耗能设备(单元)运行控制

C.2.1 重点耗能设备(单元)相关运行程序

企业针对采油、采气行业的重点耗能设备(单元)制定了相应运行控制程序,见表 C.8。

表 C.8 重点耗能设备(单元)运行程序

序号	重点耗能设备(单元)运行程序
1	加热炉的运行控制程序
2	抽油机井的运行控制程序
3	电泵井的运行控制程序
4	螺杆泵井的运行控制程序
5	油田配注间,增压间运行控制程序
6	油田计量间运行控制程序

C.2.2 重点耗能设备(单元)节能措施

C.2.2.1 机采系统节能措施

机采系统主要耗能设备是抽油机、潜油电泵、螺杆泵等,主要消耗能源是电力。目前在用机采设备系统效率(%) (稀油井) ≥ 29 ; 潜油电泵井系统效率(%) ≥ 33 ; 螺杆泵井系统效率(%) ≥ 33 ; 采取如下措施提高系统效率:

a) 采用节能抽油机:

- 1) 下偏杠铃抽油机:是在常游梁抽油机的游梁尾端,利用变矩原理增加简单的下偏杠铃形成的一种节能抽油机;
- 2) 复式永磁抽油机:采用了复式永磁电机作为动力,在整体结构上取消了普通游梁抽油机的所有机械传动部分,采用电机直接驱动的方式,并在智能变频控制器的控制下实现抽油杆的上下往复运动,是一种结构简单、能耗较低的新型油田抽油设备;
- 3) 直线电机抽油机:电机带动滚筒转动,滚筒通过摩擦力带动皮带运动,从而带动光杆做往复运动。其特征是电机直接带动滚筒转动,通过摩擦力驱动皮带往复运动,皮带通过悬绳器带动光杆上下运动,实现抽油。

b) 螺杆泵直驱驱动装置:电机直驱装置主要由空心轴电机、轴承箱、机械密封、卡持密封机构、以

及支架等部分组成。其中电机采用直流永磁电机,实现对负载的大力矩变速驱动;轴承箱位于电机下端盖上,承载螺杆泵井杆柱和液柱质量;机械密封装置在空心轴上部,密封光杆和空心轴空间;电机下端的卡瓦封井器在正常生产时打开,在作业及维护设备时用于卸载荷和密封井口;

- c) 电泵井变频技术:电泵井变频技术是目前电泵井有效的节能技术之一。通过应用变频器,可以自动控制排量及液面,使泵在最佳工况点工作。由于电泵井供电频率下降时电泵井的理论排量下降,电机功率下降,从而达到节能降耗的目的;
- d) 电泵井节能控制柜:电泵井节能控制柜也称为智能有载调压节电控制系统,由有载调压变压器和智能节电控制器组成。其工作原理是通过采集主回路的电流和电压,计算实时的有功功率、无功功率和功率因数,综合考虑有功功率和电流之后,判断出当前电压的最优值,向有载调压变压器发出调节命令,经过切换,可输出最优值电压。

C.2.2.2 注水系统节能措施

注水系统主要包括注水站及注水井。关注注水地面系统机组效率及系统效率。主要节能措施是:

- a) 注水泵涂膜:注水泵主要输送处理后的含油污水,在运行中,由于腐蚀或气蚀的作用使泵叶轮及导翼等部件表面越来越粗糙,这样就造成了效率的损失。聚合物涂层即不沾水的、光滑的表面,减少了抽出来的液体的分界面和液体内部的涡流,增加了注水泵的效率,而且能提高防化学腐蚀的能力;
- b) 高压注水泵变频:目前油田注水泵的流量调节通常采用改变泵出口阀门开度的方式,实质是改变管路特性曲线的位置来改变泵的工作点,这种方式存在较严重的节流,人为增加了注水损耗。高压注水泵变频调速不改变管网特性曲线,而是通过调整泵的转速改变流量,消除了泵排除阀节流所引起的压头损失,注水泵始终处于高效区运行,从而减少了电动机输入功率。

C.2.2.3 集输系统与生产用锅炉和加热炉节能措施

集输系统耗能设备主要为锅炉、加热炉、泵等。主要节能措施是:

- a) 真空加热炉:真空加热炉属于微负压容器,通过加热中间介质水产生水蒸气,水蒸气再加热受热盘管,水蒸气被受热盘管吸收热量后冷凝为水,如此反复循环达到加热目的。因此这种加热炉也被称为蒸汽换热加热炉。真空加热炉可以实现集油加热、掺水、采暖加热多功能于一体;
- b) 加热炉引射式辐射管:针对油田加热炉的运行状况及其结构特点,设计了燃气燃烧器用引射式辐射管,解决燃烧放热比较集中、火焰中心温度过高等问题,同时对应用不同管径和长度的辐射管时的热工特性进行试验研究,设计应用的辐射管采用直管式,由不锈钢板卷制焊接而成;
- c) 高效燃烧器:高效燃烧器通过改变燃烧器的结构、进气方式等来提高燃烧器的燃烧效率,达到节能的目的。根据适用的加热炉炉膛压力可分为自然通风型燃烧器及强制鼓风型燃烧器,均由天然气燃烧器和先进控制系统所组成;
- d) 高效除防垢装置:运行时周期性和规律性的产生各种频率强大的直流脉冲电磁场,磁力线通过对水的切割,改变水的物理结构与特性,减少了它们彼此结合的机会,通过以上原理实现防垢的作用。

C.3 设计

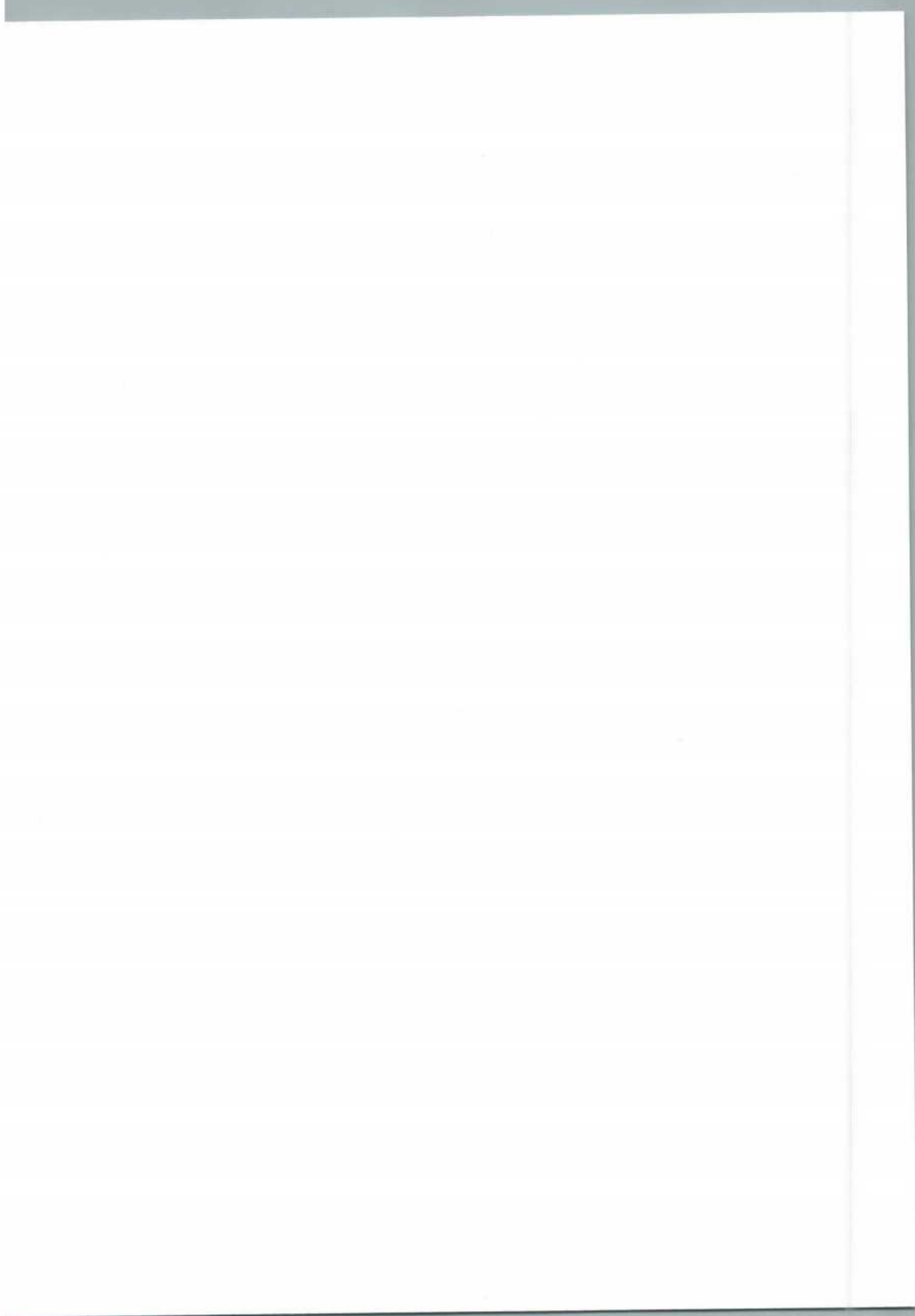
企业在新改扩建项目时应关注应用以下先进节能设备:

- a) 机采系统
复式永磁抽油机、螺杆泵直驱驱动装置、电泵井变频装置等;

- b) 集输系统
真空加热炉、高效除防垢装置、机泵电机变频装置、加热炉高效燃烧器等；
- c) 注水系统
高压注水泵变频装置、注水泵减级等；
- d) 供配电系统
节能型变压器、有源滤波装置、高压补偿装置等。

参 考 文 献

- [1] SY/T 6366 油田开发主要生产技术指标及计算方法
 - [2] SY/T 6472 油田生产主要能耗定额编制方法
-



中华人民共和国认证认可
行业标准
能源管理体系
石油、天然气开采企业认证要求
RB/T 122—2017

*

中国标准出版社出版发行
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)
北京市西城区三里河北街16号(100045)

网址 www.spc.net.cn

总编室:(010)68533533 发行中心:(010)51780238

读者服务部:(010)68523946

中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷
各地新华书店经销

*

开本 880×1230 1/16 印张 2.25 字数 60 千字
2017年10月第一版 2017年10月第一次印刷

*

书号: 155066·2-32237 定价 33.00 元

如有印装差错 由本社发行中心调换
版权专有 侵权必究
举报电话:(010)68510107



RB/T 122-2017