

石油天然气工程技术节能管理策略研究

王 刚

中油辽河工程有限公司 辽宁 盘锦 124000

摘 要：石油天然气工程具有高能耗特性，这便对系统性节能管理提出了更高要求。本文围绕勘探开发、处理储运等核心环节，聚焦其能耗呈特点展开分析，对当前面临的诸如关键设备能效存在瓶颈、复杂工况下技术适应性欠佳以及能量系统集成不足等问题加以剖析。本文以对高效钻井技术、余热回收利用、设备变频改造等关键的技术路径进行分析为基础，再与全生命周期管理体系的构建相结合，进而提出具有多维度特点的节能策略。结果表明，技术升级和管理优化协同向前推进，能够在显著降低能源消耗强度方面发挥作用，为石油天然气工程行业的绿色转型给予方法论支撑。

关键词：石油天然气工程；节能管理；能效提升；技术优化

引言

石油天然气开发伴随显著能源消耗，在碳中和目标的背景下，节能管理已然成为了石油天然气行业实现可持续发展面临的关键议题。就当前工程技术领域的实际状况而言，在用能效率方面依旧存在可提升空间，所以急需对系统性的解决方案展开探索。本文把梳理油气生产全链条的能耗特征当作目的，针对钻井设备高耗能以及海上平台能源协同不足等现实瓶颈进行识别，有针对性地提出关于技术改进以及管理机制创新的方案。凭借对工艺优化与智能管控手段的整合，促使节能措施从单点突破的状态朝着体系化实施的方向发生转变，为石油天然气行业实现降本增效和低碳发展构建起技术与管理并行的路径。

1 石油天然气工程技术节能管理的理论基础

1.1 石油天然气工程能耗特点与主要耗能环节

石油与天然气工程是研究石油与天然气勘探、评估、开采、油气分离、输送理论和技术的工程学领域，其贯穿勘探、钻井、采油/气、处理及储运全流程中的高度集中性与连续性上。勘探阶段依赖高性能地震仪器及地质勘测装备探查地下资源分布，大量能量输入驱动复杂装置运作。钻井作业需要旋转机械系统穿透深层地质构造，钻机运转配合泥浆循环持续消耗动力资源。采油

/气环节维持油藏压力平衡并进行流体抽取，地面泵组与压缩设备能耗累积显著强化运营效率。处理流程分离杂质并精炼产品纯度，热能注入支撑化学反应消耗额外的能量输入。储运阶段经由管道网络输送成品至终端用户，泵站维持恒定流量确保安全传递依赖稳定的能量支持维系系统稳健运行^[1]。

1.2 节能管理的目标与原则

节能管理是通过管理手段，减少从能源生产到消费过程中的损失和浪费，更加有效、合理地利用能源的行为。节能管理在石油天然气工程领域聚焦于构建科学用能框架，目标在于依托先进技术手段实现能源消耗强度的系统性下降，同时遵循技术可行性原则要求节能方案具备成熟的工程化应用基础，避免脱离实际生产条件的理论优化；而经济合理性则考量投入产出比，推动节能措施在投资回收周期与长期运营效益间取得平衡点；安全环保作为不可逾越的底线贯穿技术选型与实施全过程，保证工艺调整不会诱发泄漏风险或污染物排放增量，最终通过系统优化视角整合勘探开发至储运的全链条能效节点，打破传统单一设备改造的局限性，实现跨工序能量梯级利用与冷热电协同增效，其多维协同机制驱动全链条能效提升路径如表1所示。

表1 石油天然气工程关键设备节能技术应用效果参考

设备类型	技术方向	典型能效提升指标	适用场景特征
大型压缩机	三元流叶轮改造	等熵效率提升率	高压气田集输站
管式加热炉	陶瓷纤维炉衬+余热回收	排烟温度梯度下降	稠油热采处理厂
电驱注水泵机组	永磁变频+管网压力匹配	负载匹配度优化范围	老油田注水系统

2 石油天然气工程技术节能管理面临的关键问题

2.1 部分高耗能关键设备能效提升技术瓶颈

作者简介：王刚（1985.11-）男，汉，河北唐山，本科，中级工程师，从事油气田地面工程方面的工作

大型压缩机组、加热炉以及老油田广泛使用的抽油机等关键装备的能量效率提升面临具体障碍，大型压缩机组作为油气集输与增压的核心动力单元，其运行效率受到复杂多变的工艺参数、严苛的现场工况以及系统整

体匹配性不足的多重约束,现有技术路径在宽负荷条件下稳定维持最佳运行区间存在困难。加热炉承担着提供工艺热源的重要职责,燃料燃烧效能与传热过程的深度优化始终是行业致力突破的方向,当前装备架构下热交换效率的进一步提升触及工程物理与材料应用的现实边界。老油田中大量服役的传统抽油机,受限于其固有的机械结构与驱动方式,在适应油田开发中后期地层供液能力变化、降低无效冲程损耗等方面表现出固有的技术局限性,其能量转化效率的升级换代需要全新的技术方案支撑而非简单的局部改进。

2.2 复杂工况与恶劣环境下节能技术适用性与可靠性挑战

在深井超深井开发过程中,地层高温高压环境显著削弱常规节能设备运行稳定性,导致动力系统能耗调控精度下降,同时高含硫介质诱发设备腐蚀与硫沉积风险,制约余热回收装置等节能单元技术寿命。海上平台受限于空间物理条件与海洋腐蚀环境,大型能量回收设施布局面临结构紧凑性挑战,盐雾侵蚀进一步降低电气设备效率,台风等极端气象则迫使能源系统频繁启停造成额外损耗。特殊工况下节能技术适应性不足突出表现为:超深井钻机动力匹配失衡加剧无效功耗,含硫气田热能交换装置因腐蚀速率加快被迫降负荷运行,平台模块化节能设备在有限维护周期内难以保持设计工况效率,多重约束条件叠加形成技术可靠性壁垒^[2]。

2.3 能量系统优化集成程度不足

石油天然气工程在能量系统优化集成方面存在现实制约,体现为工艺生产过程中释放的余热余能资源未得到有效利用与转化路径受限。装置运行产生的余热因温度品位差异而面临回收技术适用性障碍,部分具备利用潜力的高温工艺余热因缺乏集成方案未能充分用于工艺伴热或辅助发电等场景。压缩机运行、高压流体节流环节释放的压力能,常因回收装置的匹配性设计不足或系统拓扑结构限制未能纳入整体能量网络综合利用范畴。在冷热电综合供给层面,不同环节的热力、动力、制冷需求独立配置且缺乏智能调度机制,厂级能源供给结构未能协同优化供能设备负荷分配及管网输配效能,导致能源梯级利用效率存在提升空间。不同介质之间热力学耦合尚未建立高效传递链,装置单元间的能量流匹配协调程度直接影响整体能效水平。

2.4 节能管理精细化水平有待提高

现场运行中部分关键工艺环节或辅助系统的能源消耗数据获取存在盲区,计量仪表的覆盖范围、精度等级及实时数据传输的稳定性未能完全满足精细化管理的需

求,导致能源流向分析不够透彻,基础数据的完整性与可靠性制约着深层次能效诊断的开展。而且行业内尚未形成一套权威统一、覆盖全产业链且具备高度可比性的能效评价基准体系,不同区块、不同处理设施之间缺乏科学有效的横向对比标尺,使得实际能效水平评估难以精准定位差距根源,阻碍了管理决策的针对性与优化措施的靶向性,客观上影响了节能管理从宏观粗放向微观精细的实质性跨越。

3 石油天然气工程技术节能管理的策略

3.1 勘探开发环节节能技术应用

勘探开发环节节能技术推行聚焦高效钻井作业的实施过程,钻井作业引入旋转导向系统与随钻测量工具实时优化井眼轨迹控制精度,该技术路径有效缩短非生产性钻进时间并降低无效进尺导致的能量消耗。钻井装备集成变频驱动装置灵活控制电机负载输出,钻机起升与旋转系统依据地层特性动态调节功率分配,减少高扭矩工况下传动设备空载损耗。智能化采油/气环节部署地面功图量油分析单元连续监测油井供排协调关系,电潜泵机组根据井下压力传感数据自适应调整电机运转频率,避免过量采液造成的电力资源过度投入。油气田配置分布式边缘计算节点实时解析生产数据流,智能算法驱动抽油机冲次参数与地层供液能力自动匹配,显著抑制低效运行状态的电能浪费。油田注水系统优化方向着力整合水源供给与地层需求间的动态平衡关系,注水泵站依据注采连通性模型实施站点联动控制,根据注水井实时压力反馈调节多级离心泵的流量输出工况,管网拓扑结构改造优化水驱路径削减阀门节流损失,多水源分配策略优先调配邻近污水处理站净化水降低供水管网输送能耗^[3]。

3.2 处理与储运环节节能技术应用

油气处理工艺单元采用旋流分离器与静电聚结器等高效设备,通过优化流道结构与材料表面特性,显著缩短油气水三相分离停留时间,同步降低加热炉热负荷需求;气体处理厂在脱硫脱碳工序配置分级吸收塔,利用气液传质动力学模型控制溶剂循环量,削减再生蒸汽消耗达技术关键点。能量回收系统针对压缩机出口高温气体与高压放空流体,部署板壳式换热网络回收烟气余热用于胺液再生,同时设置膨胀机将高压天然气压差能转化为电能,实现压力能阶梯利用。输送管网基于水力热力耦合仿真模型,动态调整泵站运行组合与变频参数,使管道沿程摩阻损失最小化,辅以智能清管器定期清除管内蜡沉积物,维持设计输送效率。液化天然气接收站整合BOG再冷凝工艺,将气化过程释放的冷能梯级用于冷冻水系统或冷库,替代传统电制冷机组运行,构建低

温余冷资源化利用闭环。

3.3 用能设备升级与能效提升

在用能设备升级领域，高效电机驱动系统逐步替代常规电磁设备成为油气生产单元的核心动力来源，该类电机特有的低损耗电磁设计配合稀土永磁材料应用提升铜损铁损的控制精度，变频调速技术依据工艺负荷曲线自主设定电机运转状态实现功率动态跟随。油气处理厂持续推动压缩机组能效提升计划，离心式压缩机叶轮气动结构升级降低流动损失，集成电子调速器根据管网压力信号调节导叶开度规避入口节流引起的额外功耗。绿色照明体系覆盖油气生产全场景照明设备更换计划，装置区防爆LED灯具凭借高光效特性缩减同等照度下的供电需求，智能光感模块依据自然光照强度自动调整补光梯度减少人为操作冗余。可再生能源替代路径重点布局天然气净化厂余压发电系统，高压流体流经透平膨胀机回收压差能量驱动发电机输出电力，站场屋顶光伏阵列吸收太阳辐射转换为生产辅助用电消减

外购电力比例。

3.4 全生命周期节能管理体系构建

油气生产企业在关键工艺节点部署物联化监测终端，实时采集压缩机进出口温度压力、泵机组电流等核心参数，构建能耗动态分析平台自动识别异常波动，结合设备运行历史数据建立用能诊断模型生成优化建议。能效对标体系建立层次化指标库，覆盖钻井柴油机单耗、集输泵效等关键参数，针对不同服役年限设备设定差异化基准值，采用智能匹配算法筛选同工况最优案例驱动改进方向判定，典型设备能效对标维度如表2所示。节能目标责任机制将年度降耗指标逐级分解至采油厂作业区等执行单元，明确设备管理员对管辖机组能耗的管控职责，绩效考核直接关联电费节约额度与改造项目成效。持续改进循环依托月度能效分析会诊制度，对比历史数据验证措施有效性，结合设备检修窗口期实施变频器升级或换热网络重构，运用专家系统迭代优化运行参数组合形成知识库沉淀^[4]。

表2 油气生产设备能效对标核心参数示例

设备类型	对标指标	基准值设定依据	数据采集频次	权重系数
注水离心泵	单位流量电耗 (kWh/m³)	同材质叶轮机组三年均值	15分钟/次	0.30
天然气压缩机	等熵效率偏离度 (%)	设计工况修正曲线	1分钟/次	0.25
管式加热炉	排烟温度梯度 (°C/km)	同类燃料炉效排名	1小时/次	0.20
钻机动力包	柴油机负载率匹配区间	地质条件分级标准	钻进阶段实时监测	0.25

注：基准值动态更新周期为12个月，权重系数根据设备能耗占比分配。

结语

石油天然气节能管理需对技术可行性与系统经济性给予兼顾，突破要点在于让高耗能设备升级、能量梯级利用以及数字化管控这三个方面达成协同状态。在勘探环节对定向钻井技术加以推广，在处理阶段则需强化余热回收工作，并配套变频电机与可再生能源替代，以此构建起一个能够覆盖开发全流程的节能技术矩阵。建议行业建立起精细化的能耗监测体系和目标责任制，凭借能效对标来让技术路线得以持续优化。未来要深化针对极端工况的节能技术研究工作，对人工智能在能源调度当中所具有的应用潜力展开探索，构建更适应复杂生产场景的弹性节能体系。

参考文献

[1]陈挺,陈冲,王云华.关键防腐技术在石油天然气管道工程中的应用[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(11):196-198.

[2]林晓朋,胡建,曲广顺.石油化工企业油气储运工程安全性问题的探究[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(05):84-86.

[3]李宏强.石油天然气工程技术节能管理策略[J].石化技术,2024,31(10):263-265.

[4]林冉.石油天然气工程建设标准化工作新进展[J].工程建设标准化,2024,(07):69-70.