

ICS XXXXXX
CCS X XXX

团 体 标 准

T/CIECCPA XXX—20XX

油气藏开采节能降碳技术规范

Technical specifications for energy conservation and carbon reduction
in oil and gas reservoir exploitation

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

中 国 工 业 节 能 与 清 洁 生 产 协 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 基本要求	1
5 勘探阶段	2
6 钻井阶段	3
7 完井阶段	9
8 生产阶段	10
9 集输阶段	13
10 处理阶段	15
11 新能源利用	15
12 能碳信息化	16
13 节能降碳技术评估	17
14 实施与监督	17
附 录 A （资料性） 节能项目的节能率计算方法	19
参考文献	21

前 言

本文件按照GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国工业节能与清洁生产协会提出并归口。

本文件起草单位：中国石油集团川庆钻探工程有限公司安全环保质量监督检测研究院、四川宏大安全技术服务有限公司、四川科特检测技术有限公司。

本文件主要起草人：李辉、张健、邓勇刚、张兰、譙国军、周小靖、于佩航、闵思力、龙啸、王霞玲、宋铭洋、王悦、段艺、伍鹏、孙玉、张薇、金雪梅、蔡科涛、熊嘉豪

油气藏开采节能降碳技术规范

1 范围

本文件规定了油气藏开采节能降碳技术的基本要求、勘探阶段、钻井阶段、完井阶段、生产阶段、集输阶段、处理阶段、新能源利用、能碳信息化、节能降碳技术评估、实施与监督。

本文件适用于油气藏开采的各个环节，包括勘探、钻井、完井、生产、集输和处理等过程。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过本文中的规范性引用而构成本技术规范必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期的对应版本适用本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本技术规范。

GB/T 2589 综合能耗计算通则

GB 18484 危险废物焚烧污染控制标准

GB 18598 危险废物填埋污染控制标准

GB/T 28750 节能量测量和验证技术通则

GB/T 29170 石油天然气工业钻井液实验室测试

GB/T 32045 节能量测量和验证实施指南

GB/T 33760 基于项目的温室气体减排量评估技术规范通用要求

HJ 662 水泥窑协同处置固体废物环境保护技术规范

3 术语和定义

3.1

节能技术 energy saving technology

指在油气藏开采过程中，通过技术手段减少能源消耗的技术。

3.2

降碳技术 carbon reduction technology

指在油气藏开采过程中，通过技术手段减少碳排放的技术。

3.3

综合能耗 comprehensive energy consumption

在统计报告期内生产某种产品或提供某种服务实际消耗的各种能源实物量，按规定的计算方法和单位分别折算后的总和。

[来源：GB/T 2589—2020， 3.5]

4 基本要求

4.1 源头控制

4.1.1 项目应符合固定资产投资项目节能审查等相关法律、法规、标准等的要求。

4.1.2 项目设计阶段应将节能降碳目标纳入整体规划，通过多方案比选优化油气藏开采各阶段的方案设计，降低系统能耗、减少碳排放。

4.1.3 优先选用高效节能设备及低碳材料，设备能效应符合国家及行业标准，不得使用国家明令淘汰的低效高耗能设备（产品）。

4.1.4 结合区域资源条件，评估风能、太阳能等清洁能源替代传统能源的可行性，优化能源结构，降低化石能源使用比例。

4.2 过程控制

4.2.1 建立全流程能效与碳排放监测体系，实时采集各阶段关键设备能耗及碳排放相关数据，动态调整生产参数，确保系统高效运行。

4.2.2 适时开展能源审计，挖掘节能降碳潜力，优化生产工艺，各阶段采用适宜的节能降碳技术，减少能源消耗及过程碳排放。

4.2.3 定期开展设备能效诊断与维护，开展设备节能监测，淘汰高耗能落后设备，通过技术改造实现设备升级，降低能耗和碳排放强度。

4.2.4 加强作业现场设备及工具信息化管理水平，可为设备及工具加装电子标签，提高人工巡检效率与预防性维护能力，降低设备故障及作业风险，减少非生产能耗与碳排放。

4.3 后评价

4.3.1 制定涵盖能源消耗、碳排放强度、经济效益等指标的后评价体系，定期对项目节能降碳效果进行量化评估。

4.3.2 分析节能降碳技术措施的实施效果与存在问题，形成改进方案并纳入后续生产优化，推动技术迭代升级。

4.3.3 建立节能降碳案例库，为同类项目提供技术参考，促进油气藏开采全流程绿色低碳发展。

5 勘探阶段

5.1 地质调查

5.1.1 光纤地震监测技术

5.1.1.1 技术原理

光纤地震监测技术使用光纤作为传感器，通过发送光脉冲并分析反射信号来检测地震波。其允许覆盖距离长达10公里，空间分辨率为1.5米，光纤无需在传感器端供电，仅需表面光学解调器提供能量，较传统方式可显著降低能耗。

5.1.1.2 工艺流程

光纤部署：将光纤电缆铺设在目标勘探区域。

信号发射与检测：通过激光器发送光脉冲，地震波引起光纤形变，改变和捕捉光信号。

数据处理：将光信号变化转换为地震波数据，进行地质情况分析。

5.1.1.3 主要设备

主要设备包含但不限于：光纤电缆、光学干涉仪、分布式声学感测（DAS）系统等。

5.1.2 无人机磁测量技术

5.1.2.1 技术原理

由于地下或地表存在的具有磁性的物体（如含铁磁性矿物等）会扰动局部的地磁场，形成磁异常，可将高精度磁力仪集成在无人机平台上，通过空中飞行来探测地磁场微小变化，高效、安全地采集大面积的地磁场数据。集中应用于地质矿产勘探、工程与环境调查及基础地球科学研究。

5.1.2.2 工艺流程

无人机平台与导航定位：配备多旋翼、固定翼或垂直起降固定翼无人机，需具备足够的载荷能力和续航时间。集成高精度全球导航卫星系统接收机，实时精确记录每个磁场数据点的三维坐标。

数据采集：无人机按预设航线（平行测线）飞行，磁力仪以高频率（如10 Hz）连续记录磁场强度与相关分量。

数据处理与成图：通过日变校正、IGRF校正等方法进行数据预处理，并将处理后的磁异常数据绘制成等值线图、剖面图或网格图。

5.1.2.3 主要设备

主要设备包括但不限于：磁力仪、无人机、导航系统（GNSS）、惯性测量单元（IMU）等

5.2 物探装备

5.2.1 节能型山地钻机

5.2.1.1 工作原理

节能型山地钻机是专为复杂地形设计的轻量化勘探装备，由液压变量泵驱动钻具，取代了传统机械驱动，使用了模块化设计，单模块重量 $\leq 75\text{kg}$ ，便于运输和组装。并采用空气震击钻井技术，可在缺水区域使用压缩空气替代泥浆循环。

5.2.1.2 适应范围

适用于石油爆破孔钻取作业、地质勘察作业，以及生态敏感区的低排放作业，尤其是山地、戈壁、丘陵等车载设备难以进入的区域。

5.2.2 超大吨位宽频可控震源

5.2.2.1 工作原理

通过宽频带和低频优化技术（频宽1.5–120Hz）提升勘探效率，强化低频穿透力，适用于深部油气藏勘探，并通过数字化系统实时调节振动参数，降低无效能耗，减少炸药使用。

5.2.2.2 适应范围

深层（ $>6000\text{米}$ ）复杂构造区，比如塔里木盆地、四川盆地等，以及高陡构造、盐丘等地震波衰减严重的区域。

6 钻井阶段

6.1 钻井装备

6.1.1 纯电动工程机车

6.1.1.1 工作原理

钻前工程施工宜采用纯电动工程机车。纯电动工程机车使用电能作为动力来源，其核心是动力电池组。车辆行驶时，电池组将储存的直流电通过逆变器转换为交流电，为驱动电机提供动力，驱动电机再通过传动装置带动车轮转动，从而实现车辆的行驶。在这个过程中，电能转化为机械能的效率较高，相比传统燃油发动机，减少了燃烧化石燃料产生的二氧化碳、氮氧化物等污染物排放，实现了节能降碳。

6.1.1.2 适应范围

适用于钻井现场内部及周边相对短距离的运输任务。

6.1.2 智能钻机

6.1.2.1 工作原理

智能钻机可以通过地面控制中心对井下作业进行实时监测，从而调节钻井参数、做出优化决策。配备了先进的自动化远程控制系统、自动换杆系统、钻孔导航系统等，具有智能钻杆、自动送钻等功能，实现单孔全过程自动化钻孔，可大幅度提高钻孔效率、精度和质量，钻井效率提升20%以上。

6.1.2.2 适应范围

适用于各类陆地和海洋钻井作业。尤其在对钻井效率和自动化程度要求较高的深井、超深井以及复杂结构井（如定向井、水平井等）。

6.1.3 交流变频电驱动钻机

6.1.3.1 工作原理

交流变频电驱动钻机通过将柴油发电机组或电网产生的交流电经整流、逆变，转换为可调节频率和电压的交流电，为钻机的各个工作机构（如绞车、转盘、泥浆泵等）提供动力。其核心在于变频调速技术，能够根据钻井过程中不同工况的需求，精确调节电机的转速和输出扭矩，实现钻机的高效运行。例如，在起下钻作业时，可快速调整绞车电机转速以提高作业效率；在钻进过程中，能根据地层情况灵活调节转盘转速和泥浆泵排量。

6.1.3.2 适应范围

适用于各类陆地和海洋钻井作业。尤其在对钻井效率和自动化程度要求较高的深井、超深井以及复杂结构井（如定向井、水平井等）。

6.1.4 高性能天然气发电机组

6.1.4.1 工作原理

高性能天然气发电机组以天然气为燃料，通过燃烧室内的天然气与空气混合燃烧，产生高温高压气体推动活塞运动，进而带动发电机转子旋转，将机械能转化为电能。其配备先进的控制系统，能够实时监测和调节燃烧过程，确保发动机在高效、稳定的工况下运行，提高能源利用效率。

6.1.4.2 适应范围

适用于远离电网或电网供电不稳定的各类陆地和海洋钻井作业区域。

6.1.5 钻机电代油装置

6.1.5.1 工作原理

钻机电代油装置是将配电网末端变电站预先在工厂内制造装配，包括变压器、高压间隔和低压间隔、控制设备、内部接线、计量、补偿、避雷器等辅助设备配置在一个公用外壳或一组外壳内的一种成套变电站配电设备，其既有普通箱式变的完整功能又符合石油钻机异地搬迁的可移动和灵活转运特性，是一种油电改网电的供配电节能产品。目前国内网电钻井项目主要应用方式为部分网电驱动。柴油钻井“电代油”运行方案多数是引入高压线路（35kV或10 kV），利用高压供电房降压后（600V或690V）接入钻机VFD房（变频驱动控制房）实现钻机主、辅电机控制中心（MCC）配电房动力供电。

6.1.5.2 适应范围

适用于电网覆盖到一定程度的各类陆地和海洋钻井作业区域。

6.1.6 钻井液循环系统

6.1.6.1 工作原理

钻井液循环系统主要由泥浆泵、地面管汇、钻柱、钻头、环空和泥浆罐等组成。泥浆泵将泥浆罐中的钻井液通过地面管汇泵入钻柱内，经钻头水眼喷出，携带钻屑沿钻柱与井壁之间的环空上返至地面，经过振动筛、除砂器、除泥器等固控设备处理后，返回泥浆罐循环使用。宜采用节能型泥浆泵，利用变频调速技术根据实际钻井需求精确调整转速，避免传统泥浆泵在恒速运行时因流量不匹配造成的能源浪费。通过使用高效的振动筛、离心机等固控设备，及时清除钻井液中的固相颗粒，提高钻井液的性能和重复利用率。钻井液循环系统产生的钻屑及废弃钻井液应进行分类收集和处理。宜采用振动筛、离心机等设备对钻屑进行最大化减量；鼓励对油基钻屑采用热脱附、化学萃取等技术回收基础油，鼓励对水基钻屑进行土壤化、制烧结砖块、制陶粒支撑剂等资源化利用。废弃钻井液宜优先循环利用，无法利用的应进行无害化处理，处理过程应符合GB 18484、GB 18598、HJ 662等标准的环保要求。

6.1.6.2 适应范围

适用于各类陆地和海洋钻井作业。

6.2 钻井工艺

6.2.1 装配式井场建设技术

6.2.1.1 技术原理

装配式井场建设技术是一种将井场建设所需的各个模块在工厂预制生产，然后运输到现场进行装配的新型井场建设技术。根据钻井井场的功能需求，将其划分为多个独立的模块，如钻井平台模块、泥浆循环模块、设备房模块、储油罐模块等。每个模块在工厂内按照统一的标准和规格进行设计和制造，确保其尺寸精度、结构强度和功能完整性。在现场将各个预制模块通过特定的连接方式进行快速装配，形成完整的钻井井场。对于清水钻、空气钻等低污染工艺产生的水基岩屑，宜经处理后作为井场道路铺设的砂石替代料，实现资源循环。

6.2.1.2 工艺流程

装配式井场建设技术的工艺流程如下：

a) 模块设计：根据钻井井场的工艺要求和现场条件，进行详细的模块设计。确定每个模块的功能、尺寸、结构形式以及与其他模块的连接方式等。应同步规划并建设钻井废弃物临时储存区、废水收集池等环保设施模块，确保作业过程中废弃物得到有效收集，防止渗漏和污染。

b) 工厂预制：按照设计图纸，在工厂内进行模块的预制生产。包括钢结构的加工、焊接、防腐处理，设备的安装、调试，以及各种管道、线路的铺设等。在预制过程中，严格控制质量，确保每个模块都符合设计要求。

c) 运输与吊装：将预制好的模块运输到钻井现场。根据模块的重量和尺寸，选择合适的运输车辆和吊装设备，如大型平板车、起重机等。在运输过程中，要对模块进行固定和保护，防止损坏。到达现场后，按照预定的顺序进行吊装就位。

d) 现场装配：将各个模块进行精确对接和连接。连接方式通常包括螺栓连接、焊接、法兰连接等。同时，完成模块之间的管道、线路的连接和调试，确保整个井场的系统能够正常运行。

e) 调试与验收：对装配好的钻井井场进行全面的调试和验收。检查各个模块的功能是否正常，设备运行是否稳定，系统的安全性和可靠性是否符合要求等。对发现的问题及时进行整改，直至满足钻井作业的各项标准。

6.2.1.3 工艺控制

装配式井场建设技术的工艺控制包括：

a) 模块设计控制：在模块设计阶段，充分考虑井场的地质条件、钻井工艺要求、环境因素等，确保模块的设计合理、可靠。

b) 预制质量控制：建立严格的质量管理体系，对工厂预制过程进行全程监控。加强对原材料质量的检验，严格控制加工工艺和焊接质量，确保模块的结构强度和密封性

c) 运输与吊装控制：制定详细的运输和吊装方案，根据模块的重量、尺寸和运输距离，选择合适的运输车辆和吊装设备。吊装过程中，要严格按照操作规程进行，确保模块的就位精度和安全。

d) 现场装配控制：在现场装配过程中，要保证模块之间的连接精度和密封性。对连接部位进行严格的检查和验收，确保螺栓拧紧力矩符合要求，焊接质量良好。同时，要注意模块之间的管线连接和调试，保证系统的畅通和正常运行。

6.2.1.4 主要设备

主要设备包括安装设备（吊车、叉车等）、运输车辆（大型平板车、拖车等）、测量仪器（全站仪、水准仪、经纬仪等）。

6.2.2 钻机提升系统能量回收技术

6.2.2.1 技术原理

钻机提升系统能量回收技术是一种将钻机提升过程中产生的势能和动能进行回收再利用的技术。在钻机提升系统中，当提升重物（如钻杆、套管等）时，电机驱动绞车卷筒转动，通过钢丝绳将重物提升，此时，电机消耗电能转化为重物的重力势能和提升系统的动能；而在重物下放过程中，重力势能和动能又会释放出来，通过在绞车电机上安装回馈装置将下放过程中产生的能量转化为电能，并回馈到电网或存储在储能装置中，供钻机其他设备使用。

6.2.2.2 工艺流程

钻机提升系统能量回收技术的工艺流程如下：

a) 能量产生：在钻机提升系统下放重物时，重物的重力势能转化为绞车卷筒的转动动能，进而带动电机转子转动，使电机处于发电状态，产生电能。

b) 电能转换：电机产生的交流电首先经过整流器，将其转换为直流电。然后，通过逆变器将直流电转换为与电网电压、频率相匹配的交流电。

c) 能量存储与回馈：转换后的电能可以选择存储在储能装置（如锂电池组、超级电容器等）中，以备后续钻机设备使用；也可以直接通过回馈装置将电能回馈到电网中，供其他设备或系统使用。

6.2.2.3 工艺控制

钻机提升系统能量回收技术的工艺控制包括：

a) 参数监测：通过安装在提升系统中的各种传感器，实时监测绞车的转速、电机的电流和电压、重物的重量等参数，作为控制系统判断能量回收状态和调整控制策略的依据。

b) 控制策略：根据监测到的参数，控制系统会自动调整回馈装置的工作状态，以实现最佳的能量回收效果。当电网电压波动时，自动调整逆变器的输出电压，确保电能能够稳定地回馈到电网中。

c) 安全保护：设置多重安全保护机制。如过压保护、过流保护、短路保护等，当系统出现异常情况时，能够及时切断电路，防止设备损坏和安全事故发生。

6.2.2.4 主要设备

主要设备包括电机、回馈装置（包括整流器、逆变器和控制器等）、储能装置、传感器、控制系统等。

6.2.3 定向钻井技术

6.2.3.1 技术原理

定向钻井技术是通过控制井眼轨迹，使井眼按照预先设计的方向和位置钻进。主要利用井下动力钻具（如螺杆钻具）配合弯接头或弯外壳，产生使钻头偏向的侧向力，结合随钻测量（MWD）或随钻测井（LWD）技术实时监测井眼轨迹参数（如井斜角、方位角等），根据测量结果及时调整钻进参数，实现对井眼轨迹的精确控制，减少纠偏次数和时间，提高机械钻速。

6.2.3.2 工艺流程

定向钻井技术的工艺流程如下：

- a) 首先进行井身结构设计和轨迹规划，确定目标靶点位置和井眼轨迹曲线。
- b) 开钻后，下入直井段钻具组合，钻进至定向造斜点。
- c) 在定向造斜段，采用定向钻具组合，利用随钻测量实时监测井眼轨迹，根据需要调整工具面角和钻进参数，使井眼按照设计轨迹造斜。
- d) 在稳斜段，保持钻具组合和钻进参数稳定，确保井眼轨迹平稳延伸。
- e) 最后在降斜段，调整钻具组合和钻进参数，使井眼轨迹回到设计的垂深位置。

6.2.3.3 工艺控制

定向钻井的关键是精确控制井眼轨迹，要求轨迹控制精度达到较高水平。需要严格按照设计要求调整导向钻具的参数，密切关注随钻测量数据的变化，及时进行轨迹修正。

6.2.3.4 主要设备

定向钻井主要设备包括定向钻具组合（螺杆钻具、弯接头、无磁钻铤等）、随钻测量仪器（MWD、LWD）、泥浆泵、转盘等。此外，还需要配备专业的定向井软件，用于井眼轨迹设计和实时计算分析。

6.2.4 水平井“一趟钻”钻井技术

6.2.4.1 技术原理

水平井“一趟钻”钻井技术是在一次钻具下入井内的情况下，完成从直井段、造斜段到水平段的全部钻进作业。其关键在于采用先进的一体化钻具组合和高效的钻井工具，如具有多种功能的钻头（如复合片钻头与牙轮钻头相结合）、可调节角度的导向工具以及高强度、低摩阻的钻杆。通过优化井眼轨迹设计和钻进参数，减少起下钻次数，提高钻井效率。

6.2.4.2 工艺流程

水平井“一趟钻”钻井技术的工艺流程如下：

- a) 根据地质目标和储层特征进行详细的井眼轨迹设计。
- b) 在钻井前，对钻具组合和钻井工具进行全面检查和调试。
- c) 开钻后，首先钻进直井段，达到设计垂深后，开始造斜钻进。
- d) 在造斜和水平段钻进过程中，利用随钻测量仪器实时监测井眼轨迹，通过调整导向工具角度和钻进参数，确保井眼准确进入并沿储层水平延伸。

6.2.4.3 工艺控制

精确控制井眼轨迹，确保井眼在储层中的位置符合设计要求。优化钻进参数，合理分配钻压、转速和泵排量，以提高机械钻速并保证井眼质量。加强对钻井液性能的监测和调整，防止井壁失稳和钻具泥包。密切关注钻具的摩阻和扭矩变化，采取有效的降摩减扭措施，如使用润滑剂、优化钻具组合等。

6.2.4.4 主要设备

主要设备包括一体化钻具组合（包含高效钻头、导向工具、旋转地质导向系统等）、高性能泥浆泵、大功率顶驱装置、随钻测量和随钻测井仪器。此外，还需要配备先进的钻井参数监测和分析系统，以便及时掌握钻进情况并进行调整。

6.2.5 连续管钻井技术

6.2.5.1 技术原理

连续管钻井技术使用连续的挠性管柱作为钻杆，通过连续管作业机将其下入井内进行钻进。连续管在滚筒上缠绕，可实现无接箍连接，避免了传统钻杆起下钻过程中的频繁连接操作。钻进时，连续管在注入头的作用下旋转并向井内推进，同时通过连续管内部循环钻井液。利用井下动力钻具（如螺杆钻具）带动钻头破碎岩石，实现钻井作业。

6.2.5.2 工艺流程

连续管钻井技术的工艺流程如下：

- a) 在作业现场安装好连续管作业机和相关配套设备。
- b) 将连续管从滚筒上放出，通过注入头下入井内。
- c) 在连续管前端连接井下动力钻具和钻头，启动泥浆泵，使钻井液通过连续管循环至井底。
- d) 利用注入头控制连续管的旋转和推进速度，进行钻进作业。
- e) 在钻进过程中，通过随钻测量仪器实时监测井眼轨迹和钻井参数，根据需要进行调整。
- f) 完成钻进后，将连续管从井内收回至滚筒。

6.2.5.3 工艺控制

严格控制连续管的下放速度和旋转速度，避免因速度过快导致连续管损坏或井眼轨迹失控。确保钻井液的性能稳定，满足携带钻屑和冷却钻头的要求。实时监测连续管的疲劳损伤情况，防止因连续管疲劳断裂引发事故。根据井眼轨迹监测数据，及时调整井下动力钻具的工作参数，保证井眼轨迹符合设计要求。

6.2.5.4 主要设备

主要设备包括连续管作业机（包含连续管滚筒、注入头、防喷器组等）、井下动力钻具（螺杆钻具等）、随钻测量仪器、泥浆泵以及连续管。此外，还需要配备连续管检测设备，用于定期检测连续管的质量和疲劳状况。

6.2.6 微小井眼钻井技术

6.2.6.1 技术原理

微小井眼(直径小于88.9 mm)钻井技术是指采用较小直径的钻头和钻具进行钻井作业，具有高效率、低污染、低成本等特点。由于井眼直径小，钻柱与井壁之间的环空间隙小，钻井液循环阻力大。其技术原理在于通过优化钻具组合和钻井液性能，减小循环阻力，提高破岩效率。采用特制的小尺寸高效钻头，结合高转速、低钻压的钻进方式，破碎岩石形成井眼。

6.2.6.2 工艺流程

微小井眼钻井技术的工艺流程如下：

- a) 根据地质条件和钻井目标设计微小井眼的井身结构和钻进方案。
- b) 选择合适的小尺寸钻具组合和高效钻头。
- c) 开钻后，采用低钻压、高转速的钻进参数，启动泥浆泵使钻井液循环，携带钻屑上返。
- d) 在钻进过程中，利用随钻测量仪器实时监测井眼轨迹，根据需要调整钻进参数。

6.2.6.3 工艺控制

精确控制钻进参数，尤其是钻压和转速，避免因钻压过大导致钻头损坏或井眼失稳。优化钻井液性能，降低循环阻力，提高携岩能力。加强对井眼轨迹的监测和调整，确保井眼按照设计轨迹钻进。由于微小井眼的环空间隙小，要特别注意防止钻具卡钻和井漏等事故的发生。

6.2.6.4 主要设备

主要设备包括小尺寸钻具组合（小直径钻杆、无磁钻铤等）、特制的小尺寸高效钻头、高精度随钻测量仪器、泥浆泵以及专门配置的钻井液处理设备。此外，还需要配备针对微小井眼的监测和控制系统，以保障钻井作业的安全和高效进行。

7 完井阶段

7.1 完井装备

7.1.1 电驱压裂装备

7.1.1.1 工作原理

采用电力驱动压裂泵和辅助设备，替代传统柴油动力系统，减少化石燃料消耗。

7.1.1.2 适应范围

适用于电网覆盖完善或配备可再生能源发电（如光伏、风能）的作业区域；适用于页岩气、致密油等大规模压裂作业。

7.1.2 连续油管作业装备

7.1.2.1 工作原理

通过连续油管实现一体化完井、冲砂、压裂等作业，减少多次起下钻的能源消耗。

7.1.2.2 适应范围

适用于水平井、大位移井的完井作业，尤其适合小井眼和复杂结构井。

7.1.3 可回收式桥塞与工具

7.1.3.1 工作原理

用可溶解或可回收桥塞，避免传统桥塞钻磨产生的废弃物和能耗。

7.1.3.2 适应范围

适用于分段压裂完井，特别是页岩油气开发。

7.2 完井工艺

7.2.1 设备与能源效率要求

完井设备应符合国家能效标准，优先选用高效节能电机、变频调速设备，淘汰高耗能设备。

完井作业中应减少柴油发电机组使用，推广电动化设备，并配套可再生能源供电系统。以电动压裂泵替代柴油驱动设备，结合储能系统平抑电力负荷峰值。

7.2.2 工艺流程优化要求

通过数字化技术（如智能完井系统、实时监测）优化完井参数，减少重复作业和无谓能耗。

推广低排放射孔技术（如环保型射孔弹），减少爆炸产生的有害气体和颗粒物排放。

采用连续油管完成射孔、压裂、测试联合作业，减少设备动迁次数。

7.2.3 资源循环利用要求

完井作业应遵循资源循环原则，对钻井阶段产生的固体废弃物与钻井液进行综合利用。使用生物降解型完井液，减少对地层的污染；钻井泥浆的循环利用与性能维护应符合GB/T 29170的规定，以最大限度地减少新鲜材料和废弃物的产生；推广CO₂ 或N₂ 泡沫压裂液，替代高耗水、高化学添加剂的水基压裂液；

完井过程中的余热（如洗井废水热能）应通过热泵技术回收，用于井口保温或生产环节。

7.2.4 排放控制要求

严格控制甲烷泄漏，完井后需进行气密封测试，并安装伴生气回收装置，减少火炬放空。
采用低噪声设备及隔音防护措施，确保作业噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》

8 生产阶段

8.1 采油（气）设备

8.1.1 变频驱动抽油机

8.1.1.1 工作原理

通过变频器控制电机转速，实现"上快下慢"的变速运行模式。悬点上行时提高转速完成提液过程，下行时降低转速减少摩擦阻力，同时利用智能监测系统实时反馈井下工况（如液面深度、载荷变化），自动优化冲次和冲程参数。

8.1.1.2 适应范围

变频驱动抽油机适用柴油发电机或网电供电，输入的交流电通过变频装置，将交流电变换为可大范围调整频率的交流电，控制交流变频电动机，驱动绞车、转盘及泥浆泵等。

8.1.2 永磁同步电动机

8.1.2.1 工作原理

转子上安装永磁体，在旋转时产生磁场，从而提供更大的输出转矩。电机的控制系统会精确地调节电流，确保电机转子可以与旋转磁场同步旋转，保持稳定的运行状态。该系统结合再生制动能量回馈机制，有效降低无效冲程与机械损耗，在复杂工况下显著提升能源利用率。

8.1.2.2 适应范围

永磁同步电动机的适应范围包括：

- a) 功率因数保持在0.95以上。
- b) 单井低压电缆有功损耗减少0.5-0.7kW。

8.1.3 智能间抽控制系统

8.1.3.1 工作原理

通过井口压力传感器、载荷传感器实时监测井筒液面动态，结合算法预测最佳启停周期。当液面低于临界值时自动停机，液面恢复后重启，避免空抽造成的电能浪费。

8.1.3.2 适应范围

适用于低产、低渗透及间抽油井，尤其针对液面恢复速率较慢或供液不足的井况，以日产液量低于5吨，沉没度小于100m为佳。

8.1.4 伴生气回收液化装置

8.1.4.1 工作原理

通过脱硫脱水预处理、压缩增压、深度冷却至超低温将放空伴生气转化为液化天然气（LNG），实现甲烷回收与清洁能源替代。

8.1.4.2 适应范围

适用于井口伴生气回收工艺。

8.1.5 井口压力能回收装置

8.1.5.1 工作原理

通过涡轮膨胀机或液压能量交换器，将油井口高压流体的压能转化为机械能驱动发电机或直接驱动注水泵，替代传统节流阀降压造成的能量浪费。

8.1.5.2 适应范围

适用于高压气井（如页岩气井）、集输站场减压节点。

8.1.6 高压压缩机

8.1.6.1 工作原理

通过活塞往复运动将气体压缩至高压，采用气阀动态调节进气量，适用于低流量、高压比工况。

8.1.6.2 适应范围

- a) 在注氮、注二氧化碳等提高采收率技术中，提供高压气体以改善油藏流动性。
- b) 用于气井增压开采、负压采气等，提升低产井或低压井的产量，适应不同气井压力条件。

8.2 采油（气）工艺

8.2.1 CO₂驱油与封存一体化技术

8.2.1.1 技术原理

将捕集的工业CO₂加压至超临界状态并注入油藏，通过降低原油粘度和膨胀驱替作用提高采收率，同时将CO₂永久封存在枯竭油气藏或深部咸水层中。

8.2.1.2 工艺流程

CO₂捕集→压缩液化→管道输送→井口注入→动态监测→封存效果评估

8.2.1.3 工艺控制

CO₂驱油与封存一体化技术的工艺控制包括：

- a) 油藏类型适用于渗透率 10mD~500mD、埋深 600m~3500m 的油藏。
- b) 油层温度<120℃，且满足使得 CO₂ 处于超临界态的条件。
- c) 油层厚度>3 米、油层渗透率>5md。

8.2.1.4 主要设备

超临界 CO₂压缩机、井下安全阀、分布式光纤监测系统。

8.2.2 智能分层注水技术

8.2.2.1 技术原理

利用井下智能配水器（内置压力传感器和电动调节阀），通过地面控制系统发送指令，实时调节各层段注水量，实现差异化精细注水，抑制层间矛盾。

8.2.2.2 工艺流程

分层测试→配注方案优化→智能配水器下井→远程调控→效果验证

8.2.2.3 工艺控制

智能分层注水技术的工艺控制包括：

- a) 应满足渗透率级差在 3.5 左右，单井段油层数不超过 4-5 段。
- b) 压力传感器精度达 0.1%FS，流量传感器测量误差控制在 0.5%以内。
- c) 注水流量误差控制在±5%以内。
- d) 单位注水量能耗降低 15%

8.2.2.4 主要设备

智能配水器、地面集成控制系统、封隔器、流量控制装置、解码器、井口数据采集箱、油藏数值模

拟软件。

8.2.3 余热发电技术

8.2.3.1 技术原理

利用油气生产过程中产生的中低温余热（采出水余热、烟气余热等），通过有机工质在闭合循环中蒸发膨胀驱动透平发电，实现热能向电能的转化。

8.2.3.2 工艺流程

余热采集→换热器工质蒸发→透平膨胀发电→冷凝器液化→工质泵加压→电能并网

8.2.3.3 工艺控制

余热发电技术的工艺控制包括：

- a) 工质泵、透平等关键设备需具备变频调节功能，以适应热源波动。
- b) 增热型热泵性能系数为 1.5-2.5，升温型热泵性能系数为 0.4-0.5。
- c) 对于低温烟气余热建议采用卡琳娜循环工艺，对于采出水余热建议采用有机朗肯循环。

8.2.3.4 主要设备

热泵系统、板式换热器、径向透平机组、变频工质泵、PLC 自动控制系统。

8.2.4 稠油储层电加热技术

8.2.4.1 技术原理

通过将电能传输至储层，然后转化为热能来加热原油，大幅降低原油黏度，同时部分小分子轻质原油裂解析出，改变近井地带原油的物理与化学性质，从而更易采出。

8.2.4.2 工艺流程

电源供电→电能转化热能→温控反馈→黏度实时监测→节能优化

8.2.4.3 工艺控制

稠油储层电加热技术的工艺控制包括：

- a) 适用于黏度大于 1000mPa·s 的稠油储层开采。
- b) 井下大功率电加热设备可将蒸汽干度提升至 95%，较传统工艺提高热能利用率 28%。
- c) 通过电加热与水驱协同技术，将水驱见效周期缩短 60%
- d) 井下电缆规格耐温为 250℃、规格应为 40mm²。

8.2.4.4 主要设备

电磁感应加热器、高频逆变电源、分布式温度传感器、地面集成控制柜。

8.2.5 余压回收技术

8.2.5.1 技术原理

采用膨胀机、换热器等配套设备将井口余压余能、冷能回收利用，将使天然气集输系统更为安全可靠。

8.2.5.2 工艺流程

天然气进气→多级压缩→透平余压发电→冷能回收→液化储存

8.2.5.3 工艺控制

余压回收技术的工艺控制包括：系统需具备喘振控制与智能调节功能，以适应气量波动。

8.2.5.4 主要设备

发电机组、压气机、燃气轮机、透平膨胀机、加热器、进气冷却器。

8.2.6 智能微电网与储能优化技术

8.2.6.1 技术原理

整合风电、光伏、燃气发电等多能源，通过储能系统和 AI 调度算法实现油田离网/并网供电优化。

8.2.6.2 工艺流程

多源发电→储能缓冲→负荷预测→动态调度→削峰填谷

8.2.6.3 工艺控制

智能微电网与储能优化技术的工艺控制包括：

- a) SOC 控制精度 $\pm 2\%$ 。
- b) PQ 解耦控制（有功调节精度 $\pm 0.5\%$ ），孤岛 V/f 控制（频率偏差 ≤ 0.1 Hz）。
- c) 微电网频率/电压波动率 $\leq 2\%$ 。

8.2.6.4 主要设备

锂离子储能柜、能量管理系统（EMS）、快速切换开关、气象监测站。

9 集输阶段

9.1 集输设备

9.1.1 设备供能要求

油气集输作业宜选用电力驱动的方式供能，减少柴油发电机组的使用。

9.1.2 主要用能设备要求

油气集输主要用能设备的选择，应结合集输流量及运行速度，选取合适的节能设备，并设置合理的节能工艺：

9.1.2.1 压缩机

9.1.2.1.1 往复式压缩机、螺杆式压缩机、离心式压缩机、旋转式压缩机、轴流式压缩机，压缩机的选取宜遵循以下原则：

- a) 往复式压缩机：适用于小流量（ $< 16 \text{ m}^3/\text{min}$ ）、高压（1~50 MPa），可通过多级压缩、级间冷却、定期维护活塞环和气阀等方式节能降耗，适用于油田伴生气（含液、含沙气体）的增压输送。
- b) 螺杆式压缩机：适用于中等流量（ $50 \sim 5000 \text{ m}^3/\text{min}$ ）、中低压至中高压（0.5 MPa ~ 4 MPa），可通过变频调速、优化螺杆间隙等方式节能降耗，适用于油田伴生气（含液、含沙气体）、区域性天然气配送管网的中段的增压输送。
- c) 离心式压缩机：适用于大流量（ $> 5000 \text{ m}^3/\text{min}$ ）、中高压（4 MPa ~ 20 MPa），可通过多级压缩、中间冷却、变频驱动、余热回收等方式节能降耗，适用于距离较长、主干线管道的增压输送。
- d) 旋转式压缩机：适用于极小流量（ $< 8 \text{ m}^3/\text{min}$ ）、低压（0.1 MPa ~ 1.5 MPa），可通过结构优化、变频调速、润滑及冷却优化等方式节能降耗，适用于低流量天然气的临时增压输送。
- e) 轴流式压缩机：适用于超大流量（ $> 1667 \text{ m}^3/\text{min}$ ）、低压（ $< 1 \text{ MPa}$ ），可通过叶型优化、多级压缩、级间冷却、宽频调速、喘振预防、材料优选等方式节能降耗，适用于大流量低压气体预处理的管道输送。

9.1.2.1.2 压缩机应设置合适的节能工艺：

- a) 余隙调节技术：通过改变压缩机气缸余隙容积来调节排气量以匹配实际需求，避免低负荷下的能量浪费。
- b) 变频调速技术：通过改变压缩机电机转速来调节排气量以匹配实际需求，提高压缩机能效。应设置合适的变频工艺技术，以变频电源加强结构控制。
- c) 智能控制系统：实时监测压缩机的运行参数（压力、温度、流量、功率、振动等），并根据参数

自动调整压缩机运行状态，提高能效。

- d) 工况优化技术：通过变级二级增压改造、优化不同缸径设备的组合方式等方法优化压缩机的工况，发掘压缩机组潜能。
- e) 优化压缩机结构：叶轮设计选用三元流动设计（基于流体动力学和热力学原理，通过叶轮旋转使气体在叶片的引导下压缩，实现气体的增压和动能转换），根据叶轮材料、粗糙度要求和加工工艺对叶轮进行抛光。
- f) 材料与润滑优化：采用低摩擦涂层、高效润滑油等方式优化压缩机的性能。

9.1.2.2 泵

9.1.2.2.1 离心泵、螺杆泵、往复式柱塞泵、磁力驱动泵的选取宜遵循以下原则：

- a) 离心泵：适用于大流量（100~10000 m³/h），可通过变频调速、高效叶轮设计、系统优化和介质预处理等方式节能降耗，适用于原油外输干线、轻烃（LPG、凝析油）输送；
- b) 螺杆泵：适用于中流量（10~500 m³/h）、中高压（5 MPa~10 MPa），可通过变频控制、定子与转子间隙优化、介质适应性改进和余热回收等方式节能降耗，适用于稠油集输；
- c) 往复式柱塞泵：适用于小流量（< 50 m³/h）、超高压（10 MPa~100 MPa），可通过变频/伺服电机驱动、多级压缩与余压利用、润滑与密封优化和脉冲抑制等方式节能降耗，适用于稠油管道高压集输；
- d) 磁力驱动泵：适用于中小流量（< 500 m³/h）、中低压（< 5 MPa），可通过优化磁路设计、减少空转与干摩擦和低温介质适应性设计等方式节能降耗，适用于LNG输送、含硫化氢（H₂S）采出液的集输。

9.1.2.2.2 泵应设置合适的节能工艺：

- a) 泵-管道协同设计：设计阶段模拟管道流态，优化泵的扬程和流量匹配，优化管道布局，减少90°弯头数量，增大管径降低流速。
- b) 多泵协同运行：根据流量需求调节、切换泵组，避免单泵低效运行，动态调节各泵转速，均衡负荷分配，减少节流损失。
- c) 高效泵选型：离心泵选择高效区宽的三元流叶轮泵，螺杆泵采用双螺杆泵，磁力泵选用永磁同步电机。
- d) 变频调速技术：离心泵根据管道压力动态调整转速，螺杆泵按出口压力反馈调节转速，减少回流，柱塞泵伺服电机精准控制柱塞行程。
- e) 材料与涂层技术：选取耐磨涂层，叶轮或螺杆喷涂碳化钨，选取耐腐蚀材料，泵体采用双相不锈钢或哈氏合金。

9.1.2.3 加热炉

9.1.2.3.1 火筒式加热炉、管式加热炉、水套加热炉、真空相变加热炉和电加热炉的选取宜遵循以下原则：

- a) 火筒式加热炉：适用于高黏度、高含蜡原油或稠油，可通过火筒清焦、火筒强化传热、燃料适应性改造和火筒分区加热等方式节能降耗，适用于井口单井加热、小型集输站；
- b) 管式加热炉：适用于天然气、轻质原油等流动性较好的流体，可通过辐射段优化、对流段扩展、空气预热器和在线吹灰系统等方式节能降耗，适用于大型联合站、长输管道中继站；
- c) 水套加热炉：适用于含腐蚀性或易结垢的油气，可通过水质优化、循环泵变频控制、水套保温升级和间接热回收等方式节能降耗，适用于井场、计量站等中小规模场景；
- d) 真空相变加热炉：适用于对温度敏感或需精确控温的流体，可通过真空度监控、冷凝水循环利用、多级冷凝设计和防腐蚀涂层等方式节能降耗，适用于海上平台、环境敏感区域。
- e) 电加热炉：适用于小流量、需清洁加热的场景，可通过电磁感应加热、分时电价利用、精准控温和余热再利用等方式节能降耗，适用于电力丰富地区、城市周边或环保严苛区域。

9.1.2.3.2 加热炉应设置合适的节能工艺：

- a) 燃烧优化：采用高效燃烧器（如低氮燃烧器）和空气预热技术，提高燃烧效率。
- b) 余热回收：安装烟气余热回收装置（如热管换热器），回收热量用于预热介质或供水。
- c) 保温强化：使用纳米气凝胶等新型保温材料，减少炉体散热损失。
- d) 智能控制：应用DCS或PLC系统，根据负荷动态调节燃料与空气配比，避免过量燃烧。
- e) 定期维护：清理火筒/盘管积碳（宜每年1-2次），清洗水套炉水侧垢层（宜每半年一次），维持传热效率。
- f) 变频技术：对循环泵、引风机等设备加装变频器，根据流量需求调节功率。

9.2 集输工艺

9.2.1 工艺设计要求

应合理设计技术管网布局，合理选取网状、枝状或环状等管网形式，缩短输送距离，减少管道压降。宜使用不加热集输工艺，应结合管道所处地区的地形、环境，选用单管、双管和掺水等运送模式。

9.2.2 运行要求

应定期对管道进行清管，减少流动阻力降低能耗，宜选用智能清管器在清管过程中同步检测管道状态。

宜引入信息技术，通过信息化计量油气集输站内的油气水含量、管理系统的加热与变频、监测管道泄漏情况，建设无人值守场站，控制生产能源的消耗量，减少人力资源的消耗。

10 处理阶段

10.1 处理设备

10.1.1 变频驱动分离器

10.1.1.1 工作原理

通过流量计、压力变送器和密度计等设备，实时采集油、水、气的相态参数（如流量、粘度、密度）。根据监测数据，变频驱动器（VFD）动态调整离心泵或混输泵的电机频率（通常为0-50Hz），从而改变泵的转速和输出功率。例如，当天然气产量较低时，降低转速以减少气体扰动，提升油水分离精度。

10.1.1.2 适应范围

适用于油田油水分离和油气集输处理。

10.2 处理工艺

10.2.1 原油破乳剂

10.2.1.1 技术原理

原油破乳剂可将乳化状态的原油变成水油分离的状态，提高油层的富集速度及三相分离效率。

10.2.1.2 工艺流程

在油气水三相分离阶段，通过管道内添加破乳剂、增压点加药，对乳状原油进行破乳。

11 新能源利用

11.1 光能

11.1.1 勘探设备供电系统应优先采用移动式光伏发电装置，配备便携式储能系统（锂离子电池或钠离子电池），支持离网供电。光伏发电需满足勘探营地日间用电需求的70%以上，夜间通过储能补足。在荒漠、戈壁等光照资源丰富区域，部署柔性光伏组件与折叠式支架，适配复杂地形。

11.1.2 钻井平台用电设备优先接入光伏微电网，采用双面光伏组件，提升沙地、戈壁等反射场景下的发电效率。在井场闲置区域部署固定倾角光伏阵列，与储能系统协同供电。

11.1.3 压裂设备供电采用光伏+储能模式，应支持连续4小时满负荷运行。在压裂作业区部署车载光伏系统，与柴油发电机互补供电。

11.1.4 抽油机、电潜泵等设备宜优先采用光伏直供，组件衰减率 $\leq 0.5\%$ /年，系统寿命 ≥ 25 年。

11.1.5 长输管道电驱压缩机组宜采用光伏+储能供电，宜在站场屋顶、闲置土地部署分布式光伏，与主电网形成双向互动。

11.2 风电

采用低风速风力发电机，启动风速 ≤ 2.5 m/s，适应野外多变气候。在作业区域周边布局小型垂直轴风机，与储能系统集成，实现风光储微电网。

11.3 地热

利用钻井废热或地热资源提供生活用热或设备保温，降低能源消耗。地热换热器需耐高温（ $\leq 150^{\circ}\text{C}$ ）、耐腐蚀，与钻井液循环系统集成。

利用油田伴生地热资源为集输管道伴热，替代传统电伴热。

11.4 储能

11.4.1 储能系统应具备过载能力，在标称电压下，运行110%额定有功功率时间应不少于10 min，运行120%额定有功功率时间应不少于1min。

11.4.2 在0.5C充放电功率，25 $^{\circ}\text{C}$ 环境温度，100%充放电深度条件下，能量保持率不低于80%，储能系统循环次数不低于5000次。

11.4.3 储能系统的柜体或箱体外壳结构应具有足够的强度和稳定性。在野外作业可能遇到的振动、冲击和风力等条件下，柜体/箱体不应发生变形、倾倒等情况。

11.4.4 储能系统实际可充放电功率不低于标称额定功率的85%。储能系统实际可放电量不低于实际剩余容量的85%。储能系统循环效率不低于85%。储能系统从热备用状态转成充电/放电状态响应时间小于30ms，达到额定功率的90%的时间小于400ms。

11.4.5 作业现场宜根据当地气候及资源情况，采用风光热储一体化供能系统，并实现多能互补的优化调度，尽可能减少化石能源消耗。

12 能碳信息化

12.1 数据采集

12.1.1 采集范围

应对能源产用数据、碳排放数据和生产数据进行采集：

- 能源产用数据应采集开采过程中电、天然气、柴油等能源消耗量、可再生能源的利用量；
- 碳排放数据应采集直接排放数据和间接排放数据；
- 生产数据应采集与能源利用相关的重要生产数据。

12.1.2 采集方式

能碳数据的采集方式需满足下列要求：

- a) 宜使用智能采集装备对数据进行实时监测，若不具备智能采集条件，应定期通过人工录入标准化表单进行上传；
- b) 关键数据宜进行实时更新，其他数据更新频率宜为1次/天。

12.1.3 传输与存储

能碳数据的传输与存储需满足下列要求：

- a) 宜使用统一、标准化的格式对数据进行传输与存储；
- b) 应保障数据传输的安全性，数据应加密传输。

12.2 分析应用

12.2.1 能效分析

能碳数据的能效分析需满足下列要求：

- a) 应针对能源绩效参数进行纵向对标分析、横向对标分析和设备经济运行分析；
- b) 应根据各个工艺环节制定能耗基准值。

12.2.2 碳足迹核算

应根据《温室气体核算体系》对油气藏开采过程中的碳足迹进行核算。

12.2.3 决策支持

基于能效分析和碳足迹核算结果，结合能源审计、专家诊断、最佳实践、员工参与等方法识别节能增效机会，提出具备可行性的节能增效建议并实施。

12.3 平台建设

应基于作业阶段建设能碳信息化平台，结合能源管控单元的生产实际和信息化建设程度，确立管控目标。通过提升能源计量数据自动化采集水平，加大主要能耗数据在线监测力度，深化主要能效指标对比分析，强化生产全过程能源优化利用，推进能源利用全方位闭环管理。

13 节能降碳技术评估

13.1 评估指标

节能降碳技术的效果评估指标宜包括节能量、节能率、减碳量。

13.2 评估方法

- 13.2.1 按照 GB/T 28750、GB/T 32045 及其他适用标准对节能技术项目的节能量进行测量和验证。
- 13.2.2 节能技术项目的节能率计算方法见附件 A。
- 13.2.3 按照 GB/T 33760 及其他适用标准对降碳技术的减碳量进行评估。

14 实施与监督

14.1 实施要求

14.1.1 设备升级

设备升级方面的要求包括：

- a) 采用高效电机、智能抽油机、余热回收装置等节能设备，淘汰低效设备。
- b) 集输系统优先选用高效离心泵，降低能耗。

14.1.2 数字化管理

数字化管理方面的要求包括：

- a) 建立物联网监测网络，实时采集能耗及碳排放数据。
- b) 部署智能调控系统，实现关键参数自动优化，减少人工干预。

14.1.3 新能源应用

新能源应用方面的要求包括：

- a) 推广多能互补系统（光伏、风电、地热），提高新能源供电占比。
- b) 试点氢燃料电池设备及配套加氢站。

14.1.4 资源循环

资源循环方面的要求包括：

- a) 生物降解型钻井液、岩屑资源化处理，含油污泥热解回收油分。
- b) 采出水膜处理后回注或达标排放。

14.1.5 碳管理

碳管理方面的要求包括：

- a) 建立全生命周期碳排放清单，定期发布碳足迹报告。
- b) CO₂监测井检测参数应包括CO₂浓度、压力、温度及渗漏率等。

14.2 监督机制

14.2.1 政府监管

政府监督方面的要求包括：

- a) 新建项目需通过节能审查，环评明确碳排放总量指标。
- b) 省级部门每半年开展污染物排放及碳配额执行检查。

14.2.2 第三方审核

委托CNAS机构开展能效与碳审计，设备需通过能效标识认证。

14.2.3 企业内控

设立能源管理委员会，建立自查与整改机制，实施“红黄牌”预警。

附录 A

(资料性)

节能项目的节能率计算方法

A.1 节能技术项目的节能率按式(1)计算。

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{E_r}{E_a}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中:

 ε ——某项技术措施节能率,以百分数表示; E_r ——节能技术措施实施后的能耗量,单位为吨标准煤(tce); E_a ——节能技术措施实施前的能耗量,该能耗量是根据节能技术措施实施前能源消耗状况及实施后的条件推算得到,技术措施项目边界内不采用该节能技术措施时的能源消耗量。

A.2 当能源消耗与产量(工作量)成正比例关系时,可按式(2)计算。

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{e_r}{e_a}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中:

 e_r ——节能技术措施实施后的单位产量(工作量)能耗量; e_a ——节能技术措施实施前的单位产量(工作量)能耗量。

A.3 通过测量损失能量计算节能率时,可按公式(3)计算。

$$\varepsilon = \left(\frac{S_a - S_r}{E_a}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中:

 S_r ——节能技术措施实施后的损失能量,单位为吨标准煤(tce); S_a ——节能技术措施实施前的损失能量,单位为吨标准煤(tce)。

A.4 以效率提高值表达的技术措施节能率按公式(4)计算。

$$\varepsilon = \left(\frac{\eta_r}{\eta_a} - 1\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (4)$$

式中:

 η_r ——节能技术措施实施后的效率,以百分数表示; η_a ——节能技术措施实施前的效率,以百分数表示。

A.1.5 对于变负荷运行的设备/系统,宜利用加权平均综合效率计算节能率,加权平均综合效率按公式(5)计算。

$$\eta_c = \frac{\sum_{i=1}^n \eta_{ci} \times t_i}{\sum_{i=1}^n t_i} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (5)$$

式中:

 η_c ——设备/系统加权平均效率,以百分数表示; η_{ci} ——在负载*i*下的平均效率,以百分数表示;

T/CIECCPA XXX—20XX

t_i ——在负载 i 下的运行时间；

n ——负载的变化次数。

参考文献

- [1] SY/T 7829-2024 《油气田企业新能源系统能效测试和计算方法》
 - [2] SY/T 7830-2024 《油气田生产系统经济运行规范气田采集输系统》
 - [3] ISO 50001-2018 《Energy management systems-Requirements with guidance for use》
 - [4] GHG Protocol 《温室气体核算体系》
 - [5] 《固定资产投资项目节能审办法》（中华人民共和国国家发展和改革委员会2号令）
-