

# 采油工程节能降耗技术集成与应用

阿不都卡哈尔·阿不都卡德尔 胡文斌 濮玉成 张少江 林伟

新疆油田公司准东采油厂 新疆 阜康 831511

**【摘要】**：石油属于我国社会经济发展中的重要能源，不仅可以在较大程度上促进经济水平的提升，还可以为优化民生建设成效提供保障。新疆油田作为我国西部重要油气生产基地，受稠油储量大、高寒气候、高含水开发等特殊条件制约，采油环节能耗偏高、节能压力突出。本文立足新疆地区采油工程实际开发现状，剖析区域能耗特征与核心制约因素，系统梳理机械采油、稠油降粘、集输处理等适配性节能降耗技术，探究技术集成落地模式与现场应用成效，旨在为新疆油田实现降本增效、低碳可持续发展提供技术参考，助力石油行业整体节能降耗水平提升。

**【关键词】**：采油工程；节能降耗；技术集成；新疆油田

DOI:10.12417/3083-5526.26.02.018

在国家“双碳”目标不断深入以及石油行业高质量发展的双重背景下，节能降耗、绿色低碳已成为油田开发核心的发展趋势，也是老旧油田、复杂特殊油藏达成提质增效的关键要点。新疆地处我国西北边陲，域内准噶尔、塔里木、吐哈三大盆地油气资源储量丰富，是我国陆上油气增储上产的核心，但当地特殊的地质、自然环境，使当地采油工程能耗管控面临许多难题。区域内稠油、超稠油藏占比高，热采工艺能耗居高不下，且北疆冬季时间长、天气冷，昼夜温差大，地面集输与井筒保温能耗大幅增多，部分油田已进入高含水开发后期，无效举升、低效注水等问题使能耗的负担进一步增加，传统单一的节能技术已难以满足规模化、系统化节能的要求。基于此，开展新疆地区采油工程节能降耗技术集成的研究，整合各种适配情况良好的节能工艺，推动技术落地启用，破解区域能耗痛点，这对新疆油田做到降本减耗、开展低碳开发有着现实意义，还可为国内同类复杂油田节能技术应用方面给出借鉴，促进石油开采行业开启绿色发展转型。

## 1 新疆地区采油工程能耗现状与核心影响因素

### 1.1 新疆主要油田开采特征与能耗分布

新疆内准噶尔、塔里木、吐哈三大盆地油气富集，是我国西部颇具重要性的油气生产区域，各油田开采特征不一样，直接决定了能耗分布格局。准噶尔盆地中稠油、超稠油储量的占比很高，风城、克拉玛依等主要的稠油区块以热采工艺为主导，注汽、井筒加热还有地面保温能耗占比极高，成为全区能耗方面的核心区域，机械举升和集输方面能耗排其次。塔里木盆地以深层稀油、凝析油的油藏为主，油层埋深大、举升的距离大，抽油机、注水泵等动力设备的能耗占主导，长距离集输管线也造成了额外输送损耗。吐哈油田有些区块进入高含水开发后期，液量大、油水分离负荷重，注水和原油处理能耗逐年上升。整体来看，新疆油田的能耗有区块分化的特性，稠油热采能耗占总生产能耗六成以上，冬季寒冷气候进一步使保温能耗增多，边远零散区块的能耗管控所面临的难度更大<sup>[1]</sup>。

### 1.2 核心能耗痛点与制约因素

新疆采油工程的能耗比较高，是油藏条件、自然环境、设备工艺以及管理模式多因素共同作用的结果，核心能耗的痛点十分突出。油藏层面，稠油黏度大、流动性差，热采工艺热流失率高、油气比偏低，高含水油田无效举升及低效水循环问题常见，大幅提高了举升及处理的能耗。自然环境层面，北疆冬季漫长且极端低温，井筒与管线的热损失严重，要一直加热以起到防冻作用，额外造成保温能耗增加15%以上；南疆风沙大，设备磨损较快、运行效率下降，间接让能耗的损耗加剧<sup>[2]</sup>。工艺设备层面，部分老区块依旧在用低效抽油机以及常规加热炉，设备运转的效率不高，集输系统密闭性偏低，余热以及伴生气的利用效率不高，注水系统泵管的组合方式不合理，管阻形成的损耗比较大。管理层面，节能技术多为单个点应用，缺少系统集成，单井能耗精细化管控的力度不足，各生产环节能耗联动管控的强度不够，很难让全域达成高效节能。

### 1.3 节能降耗技术需求与适配性要求

以新疆油田特殊开采条件和能耗短板为基础，节能降耗技术要做到兼顾针对性、适配性和实用性，契合不同的开发需求。核心技术需求把稠油热采能效提升、高含水井举升优化、高寒区余热回收、老旧设备节能改造和清洁能源替代五个方向作为聚焦点，主要解决热采高耗、冬季保温高耗、设备低效工作的难题。技术适配要和区域实际相契合，优先适配北疆极端低温环境，保证设备低温时稳定运转及节能成效；针对稠油、稀油、高含水不同油藏类型，推行有差异的技术方案，防止通用技术在当地不适用；兼顾边远区块电网薄弱、运维不便的现状，优选模块化、易操作、低投入的节能技术，协调节能效益和开发成本。技术要拥有系统集成的潜力，适应油田数字化管控的总体趋势，做到能耗在线监测以及智能调控，最终形成可推广、与新疆油田实际相契合的节能技术体系，实现降本增效的目标。

## 2 新疆地区采油工程核心节能降耗技术梳理

### 2.1 机械采油系统节能技术

新疆常规油田主要的耗能环节就是机械采油，节能技术围绕设备升级、参数优化、井下减阻落地，适配区域高含水井、低产井在数量上居多的现状。地面设备方面，大力推广永磁同步节能电机、双驴头节能抽油机，替换传统低效的异步电机和常规抽油机，有效降低空载损耗，提升设备运行效率。就低产井无效举升问题而言，采用智能变频调速与自动间抽控制办法，按照油井产液量动态改变抽汲频率，杜绝空抽浪费，单井能耗可降低18%—25%<sup>[3]</sup>。井下工艺优化上，使用高效抽油泵以及轻质防偏磨抽油杆，减少杆柱的摩阻以及泵体漏失，使井下运行的阻力下降；给高含水井配套井下简易油水分离装置，减少地面举升液量。同时规范设备保养维修流程，降低机械故障所带来的额外能耗，形成地面与井下协同联动的节能模式，契合新疆各类常规机械采油井，兼顾节能与保障稳产的需求。

### 2.2 稠油开发节能降粘技术

新疆稠油和超稠油储量大，热采高能耗是突出痛点，节能降粘技术是以热采增效和非热降粘为主导，针对降低稠油开采能耗。热采工艺优化上，使用高温隔热管柱、高效的注汽嘴头，减小井筒蒸汽热的损失量，达成注汽干度的提高，优化注汽参数，让油汽比上升，降低单位原油注汽能耗；回收注汽锅炉所产生烟气的余热，预热注入水，让锅炉热效率提高。非热采降粘方面，中浅层稠油区块开展微生物降粘、高效化学降粘剂冷采技术的推广，实现井下原位降粘，减少热采依赖程度<sup>[4]</sup>。针对有超稠油的区块，开展井下破乳工艺，替代地面加热破乳这一环节，缩减加热能耗，同时选用电潜泵、螺杆泵等和稠油适配的高效举升设备，使稠油流动的阻力下降，防止举升困难造成能耗增大。这类技术与新疆稠油藏特性相贴合，兼顾降粘、稳产和节能，有力解决热采高耗问题。

### 2.3 集输与处理系统节能技术

新疆油田区块分布零散、管线长，北疆冬季严寒造成集输处理能耗变高，节能技术聚焦密闭集输、余热利用和防寒保温。大力推行密闭集输流程，替代无密闭集输，杜绝原油挥发以及热量散失，减小伴生气放空损耗，降低蒸发和热双重损失。针对采出液余热资源，投入污水余热回收装置，对采出液和净化污水余热予以回收，用于原油预热以及井口保温，做到余热的分段利用，余热利用率可以达到30%以上。升级高寒区管线保温工艺，使用具有高性能的保温管材，优化敷设形式，降低冬季热能损失，避免凝管造成额外的加热能源损耗。替换传统高耗加热炉，选用高效的真空加热炉以及低温热泵设备，契合北疆低温的环境，加大加热效率。此外，给高含水油田配套高效三相分离器，把油水分离时间缩短，降低处理设备所承受的负荷，全面缩减集输处理环节的能耗。

### 2.4 注水系统节能技术

注水对新疆油田稳产起着关键作用，注水系统能耗占比高，节能技术围绕设备提效、精准注水、减少管网能耗来开展。设备层面，更换低效注水泵，选用高效离心、柱塞式注水泵，配备变频调速装置，依据地层需求动态变更注水量，防止泵管不匹配造成溢流以及管阻损耗现象。管网优化方面，去除老旧堵塞的管线，把管网布局进行简化，减少弯头以及沿程阻力，降低管网所耗能源。注采工艺上，开展分层精准化的注水，依据油藏储层渗透率对注水量做合理调配，避免出现无效注水以及超量注水，从源头降低总注水量。同时联动污水处理与回注，优化污水处理工艺，缩减处理药剂与动力消耗，达标废水直接回注，做到水资源的循环利用。此外，建立注水能耗在线监测机制，实时排查异常损耗点，提升注水系统性能。通过多技术协同优化，新疆油田注水系统综合能耗显著下降。高效设备与智能调控结合，既保障地层注水需求，又减少能源空耗。水资源循环利用与在线监测进一步提升系统运行稳定性，为油田长期绿色高效开发提供有力支撑<sup>[5]</sup>。

### 2.5 清洁能源与智能管控节能技术

依托新疆风光资源优势，结合数字化转型趋势，清洁能源替代以及智能管控成节能新趋向。清洁能源方面，边远地区当中无电网区块推广光伏发电，给抽油机以及井口设备供电，置换柴油发电以及传统网电，实现零碳排放节能；稠油区块做太阳能光热辅助注汽的试点，取代掉部分燃气注汽，减少化石能源的使用量。就智能管控层面，搭建全局性能耗监测平台，做到单井、站库、管网能耗实时计量和数据传输，形成能耗定额管理体系。依托物联网和大数据技术，联合管控举升、集输、注水、注汽系统，自动优化运行参数，预防低效工况的产生。部分区块开展余压发电技术试点工作，回收油气输送和分离所产生的余压，转化电能自用。这类技术贴合“双碳”指标，适配新疆地区资源特色，带动油田节能从单一技术改造发展，向智能化、低碳化系统节能转型。后续可进一步深化多能互补集成应用，推动节能技术与生产全流程深度融合，持续提升油田绿色低碳发展水平。

## 3 新疆油田节能降耗技术集成应用案例分析

新疆风城稠油油田是区域超稠油的主要开发区域，受高黏度以及高寒气候影响，传统热采用加常规举升模式能耗偏高，注汽和集输环节的损耗十分突出。为解决高耗相关难题，该区块针对性集成稠油降粘、机械采油、集输优化、清洁能源和智能管控五类技术，形成适合超稠油开采的全环节节能体系。现场开展高温隔热注汽与烟气余热回收耦合技术，配备高效螺杆泵举升设备，同步推进密闭集输以及污水余热利用，边远井组配套光伏供电替代柴油发电，打造智能能耗监测平台达成全域参数动态变动。整套技术方案与区块油藏特性以及北疆气候特点相契合，防止单一技术采用的局限，做到节能和稳产双向兼

顾。项目落地达标后，区块整体的能耗大幅下降，设备运行效率显著提升，既减少了天然气以及电力的消耗，还使得碳排放减少，为新疆同类稠油、高耗油田节能改造供给了可复制的实践做法，验证了技术集成应用的可行性与高效性<sup>[6]</sup>。（如表一）。

表 1 改造评价指标统计表

核心评价指标	改造前	改造后	变化幅度
单位原油生产能耗	67.2 kg 标煤/吨	51.8 kg 标煤/吨	下降 22.9%
注汽系统热效率	81.5%	90.3%	提升 8.8%
机械举升系统效率	20.6%	27.4%	提升 6.8%
年天然气消耗量	1820×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	1390×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	下降 23.6%

#### 4 结语

综上所述，新疆地区采油工程受油藏条件与自然环境影响，能耗管控难点颇多，形成系统化节能技术集成体系是达成高效节能的重要路径。通过整合机械采油、稠油降粘、集输优化等各类适配技术，结合现场实际予以应用，可切实减少油田生产的能耗，达成降本增效和绿色开发共同发展。未来要进一步关注区域特殊工况，优化技术集成形式，加强技术落地成果，助力新疆油田低碳可持续发展。

#### 参考文献：

- [1] 曹晓娜.采油工程技术与采油智能化发展趋势[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(23):157-159.
- [2] 李改雄.采油工程项目智能风险防控体系构建与实践[J].石化技术,2025,32(11):398-400.
- [3] 高明.采油工程技术与采油智能化发展趋势[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(19):91-93.
- [4] 贺洋,张杰,郭永春.关于采油工程在油田开发中的问题与作用[J].石化技术,2025,32(08):202-204.
- [5] 郎宏宇.智能分层注水工艺技术在采油工程中的应用[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(14):187-189.
- [6] 张超.物联网技术在采油工程实时数据处理中的应用[J].化学工程与装备,2024,(12):181-183.