

# 油气田地面建设储运工艺技术的创新发展研究

詹欣

中油管道物资装备有限公司，河北省廊坊市，065000；

**摘要：**油气田地面建设储运系统是连接油气开采与终端消费的核心枢纽，其工艺技术水平直接决定油气开发的经济性、安全性及环保性。随着油气资源勘探开发向深层、非常规、偏远地区延伸，传统储运工艺面临能耗高、适应性弱、环保压力大等挑战。本文基于油气田地面建设储运工艺的发展现状，系统分析当前技术应用瓶颈，重点研究管输、储库、集输等核心环节的创新技术成果，结合典型油田应用案例验证技术实效，最后展望未来发展趋势，为我国油气田地面建设储运系统的优化升级提供理论参考与实践借鉴。

**关键词：**油气田；地面建设；储运工艺；技术创新；安全环保

**DOI：**10.64216/3080-1486.25.09.069

## 1 引言

### 1.1 研究背景与意义

油气资源作为我国能源体系的重要支柱，其稳定供应直接关系国家能源安全。当前，我国油气勘探开发已进入“深地、深海、非常规”的攻坚阶段，塔里木、四川、南海等重点油气田呈现出高温高压、高含硫、高黏度等复杂特征，同时西部偏远油气田存在运输距离远、地理环境恶劣等问题，对地面建设储运工艺提出更高要求。传统储运工艺如常规管输、固定储库等，存在能耗偏高、抗风险能力不足、环保处理成本高等缺陷，难以适应新形势下油气开发的需求<sup>[1]</sup>。本文系统梳理油气田地面储运工艺的技术演进脉络，构建“问题导向-技术创新-效能验证”的研究框架，深入剖析创新技术与油气田开发场景的适配机理，弥补现有研究中“技术罗列多、机理分析少”的不足，为储运工艺创新理论体系的完善提供支撑。

### 1.2 研究内容与方法

研究内容：首先阐述油气田地面建设储运工艺的发展现状与技术瓶颈；其次分类研究管输、储库、集输及环保处理等环节的核心创新技术，解析技术原理与应用优势；再次以典型油气田为案例，验证创新技术的实际应用效果；最后结合行业发展趋势，提出储运工艺技术的未来创新方向。

研究方法：采用文献研究法，梳理国内外近 10 年储运工艺技术的研究成果与应用案例，构建技术创新图谱；从经济、安全、环保维度量化分析技术效益；采用技术对比法，对比传统工艺与创新工艺的核心指标，明确技术优势与适用场景<sup>[2]</sup>。

## 2 油气田地面建设储运工艺技术发展现状与瓶颈

### 2.1 发展现状

我国油气田地面储运工艺经过数十年发展，已形成涵盖集输、管输、储库、装卸等全流程的技术体系。在常规油气田开发中，成熟的“多井集输-增压外输-固定储库”模式已广泛应用，如大庆、胜利等老油田的储运系统已实现规模化、标准化运营。近年来，针对非常规油气开发需求，陆续引进并改良了低温集输、密相输送等技术，在页岩气、煤层气等领域取得初步应用成效。

在装备制造方面，我国已实现大口径管线钢、高压阀门等核心装备的国产化，管线钢强度等级提升至 X80 级，适应压力可达 14MPa；在智能化方面，部分油气田试点应用了物联网监测、大数据调度等技术，如西气东输管线已实现泄漏检测准确率 95% 以上。但整体而言，我国储运工艺技术呈现“常规领域成熟、复杂领域薄弱”的不均衡格局。

### 2.2 核心技术瓶颈

**复杂油气藏适配性不足：**针对高含硫油气田，传统集输工艺的防腐、脱硫设备投资高且运行稳定性差，如川东北地区某高含硫气田，传统湿法脱硫工艺的药剂消耗成本占储运总成本的 22%；对于稠油、超稠油，常规加热输送工艺能耗极高，单井集输能耗是常规原油的 3-4 倍。

**长距离管输效率偏低：**西部油气田至东部消费市场的管线距离多在 2000 公里以上，传统管输工艺存在压力损失大、中间增压站数量多等问题，如某西气东输支线需设置 12 座增压站，年运维成本超 1.5 亿元；同时，

管线冰堵、蜡堵等问题频发，年均故障停机时间达80-100小时。

安全环保风险突出：储库挥发损耗与泄漏问题难以根治，大型原油储库的年挥发损耗率约为0.8%-1.2%，不仅造成资源浪费，还引发环保风险；油气污水处理工艺复杂，传统“隔油-气浮-生化”工艺对难降解污染物的处理效率不足60%，部分油田外排污水难以达标。

智能化水平有待提升：多数油气田的储运系统仍处于“分散监测、人工调度”阶段，设备互联率不足40%，缺乏全流程协同优化能力；故障预警依赖经验判断，预测准确率低于70%，难以实现事前防控。

### 3 油气田地面建设储运工艺核心创新技术

#### 3.1 集输工艺技术创新

**低温集输与节流制冷技术：**针对高含硫天然气集输，研发“节流制冷-低温分离-干法脱硫”一体化工艺，利用天然气自身压力降实现节流制冷，将集输温度降至-20℃以下，使天然气中的水、硫等杂质直接凝华分离，脱硫效率提升至99.5%以上。该技术取消了传统加热装置与湿法脱硫塔，单井集输系统投资降低30%，药剂消耗成本降为零。目前已在四川普光气田应用，年节约运维成本超8000万元<sup>[3]</sup>。

**稠油降黏输送技术：**创新开发“化学降黏+电磁加热”复合工艺，通过注入新型纳米降黏剂，将稠油黏度从10000mPa·s降至500mPa·s以下；同时采用中频电磁加热技术，替代传统蒸汽加热，热效率从60%提升至90%。与传统工艺相比，该技术单井年能耗降低45%，输送距离提升至5公里以上。在新疆克拉玛依油田应用后，稠油集输损耗率从10%降至3.5%。

**多相流计量与自适应集输技术：**研发基于超声多普勒与微波传感的多相流在线计量装置，实现油、气、水三相流量的实时精准计量，计量误差控制在±3%以内；结合自适应调节系统，根据井口产量变化自动调整集输压力与流量，避免管线积液与气阻问题。该技术已在页岩气田应用，单平台集输系统可适配10-15口井的产量波动，减少管线维护次数60%。

#### 3.2 管输工艺技术创新

**高效减阻与智能增压技术：**开发超光滑内涂层技术，采用纳米陶瓷涂层材料对管线内壁进行处理，表面粗糙度降至0.05μm以下，管输阻力降低20%-25%；创新“分布式增压+智能调度”模式，通过大数据分析管线压力分布，动态调整各增压站的运行参数，减少增压站数量30%-40%。在西气东输三线应用后，管线输送效率提升22%，年节约电费超1.2亿元<sup>[4]</sup>。

**管线智能清防蜡技术：**研发“机器人清管+在线监测”一体化系统，清管机器人搭载超声波检测模块，在清蜡过程中同步检测管线腐蚀、壁厚等参数；同时采用“脉冲电磁防蜡”技术，通过周期性电磁脉冲干扰蜡晶生长，防蜡周期从15天延长至90天。该技术在大庆油田应用后，管线蜡堵故障发生率降低85%，清管成本降低60%。

**海底管线抗风浪与防腐技术：**针对深海油气田开发，创新采用“柔性管线+配重稳管”设计，柔性管线采用多层复合结构，可承受30米海浪冲击与海底土壤沉降；研发“牺牲阳极+阴极保护”双重防腐技术，结合深海防腐涂层，将管线使用寿命从20年延长至30年以上。该技术已在南海陵水17-2气田应用，成功应对16级台风冲击，管线运行稳定率达99.8%。

#### 3.3 储库工艺技术创新

**大型浮顶储库密封与降耗技术：**优化浮顶密封结构，采用“弹性橡胶+唇式密封”双重设计，配合真空绝热层，将储库挥发损耗率从1.2%降至0.3%以下；开发储库智能通风系统，根据油气浓度自动调节通风频率，既保障安全又减少损耗。在大连港30万吨原油储库应用后，年减少原油挥发损耗超5000吨，节约经济成本4000万元<sup>[4]</sup>。

**盐穴储气库高效建库技术：**创新“定向钻井+分层压裂”建库工艺，通过高精度定向技术控制盐穴形态，采用分段压裂技术提升盐穴溶腔速度，建库周期从3年缩短至1.5年；研发盐穴密封性在线监测系统，利用声呐与压力传感技术实时监测泄漏情况，密封检测准确率达100%。该技术在江苏金坛盐穴储气库应用，单库储气容量提升至10亿立方米，建库成本降低25%。

**LNG储库低温绝热技术：**开发“真空粉末+纳米绝热”复合绝热结构，将储库漏热率降至0.01W/(m²·K)以下，远低于传统工艺的0.05W/(m²·K)；创新低温泵池防结冰技术，通过电磁加热与氮气吹扫结合，避免泵池结冰堵塞。在上海洋山港LNG接收站应用后，储库日蒸发率从0.15%降至0.08%，年减少LNG损耗超3000吨。

#### 3.4 环保处理工艺技术创新

**油气污水处理回用技术：**研发“高级氧化+膜分离”深度处理工艺，采用臭氧催化氧化技术降解污水中的难降解有机物，结合陶瓷超滤膜与反渗透膜，将污水处理后水质提升至回注标准，回用率达95%以上。与传统工艺相比，该技术处理成本降低40%，且无污泥产生。在长庆油田应用后，年减少新鲜水取用量1200万立方米，实现污水零外排。

**VOCs回收与利用技术：**创新“吸附-解吸-催化燃烧”

一体化工艺，采用新型活性炭纤维吸附材料，VOCs 吸附效率提升至 99%；解吸后的 VOCs 通过催化燃烧转化为热能，用于集输系统加热，实现资源循环利用。在新疆独山子油田应用后，VOCs 回收率达 98%，年节约加热能耗超 2000 万千瓦时<sup>[5]</sup>。

含油污泥无害化处理技术：开发“热解炭化+资源化利用”工艺，将含油污泥在无氧环境下热解，回收原油资源，热解残渣制成建筑材料或土壤改良剂，资源化利用率达 100%。该技术解决了传统填埋处理的环保隐患，在胜利油田应用后，年处理含油污泥 5 万吨，回收原油 8000 吨，创造经济收益 6400 万元。

## 4 油气田地面建设储运工艺技术未来发展趋势

### 4.1 智能化与数字化深度融合

未来储运系统将构建“数字孪生+智能决策”体系，通过三维建模技术构建储运全流程数字孪生模型，实现物理系统与虚拟系统的实时映射；融合 5G、物联网、人工智能技术，实现设备互联率 100%，故障预测准确率提升至 90%以上；开发全流程协同优化算法，动态调整集输、管输、储库的运行参数，实现能耗与损耗的最小化。

### 4.2 低碳化与资源化协同发展

围绕“双碳”目标，储运工艺将向低碳化转型，推广光伏、风电等清洁能源为偏远油气田储运系统供电；研发 CO<sub>2</sub> 驱油与封存一体化技术，将管输过程中捕获的 CO<sub>2</sub> 注入油藏，实现减排与增采双赢；深化含油污泥、VOCs 等废弃物的资源化利用，构建“油气开发-储运-资源循环”的生态产业链。

### 4.3 极端环境适配技术持续突破

针对深层、深海、极地等极端开发场景，将研发更具适应性的储运技术：深层油气田将采用“高温高压管线+智能节流”技术，适应 150℃以上高温与 20MPa 以上高压环境；深海油气田将开发“水下集输站+无人值守平台”技术，减少海上设施投资；极地油气田将研发耐低温管线材料与高效保温技术，适应-50℃以下的极端低温环境。

### 4.4 模块化与标准化集成应用

为提升建设效率与降低成本，模块化与标准化将成为储运工艺发展的重要方向。研发系列化、标准化的储运模块，如集输模块、脱硫模块、储库模块等，实现工厂预制、现场组装，将建设周期缩短 50%以上；制定不

同类型油气田的储运工艺标准体系，实现技术选型、设备配置的标准化，降低运维成本与技术风险。

## 5 结论与展望

### 5.1 研究结论

本文通过对油气田地面建设储运工艺技术的研究，得出以下结论：当前我国油气田储运工艺面临复杂油藏适配性不足、长距离管输效率低、安全环保风险突出等瓶颈，技术创新是破解这些瓶颈的核心路径；集输环节的低温分离、稠油降黏，管输环节的高效减阻、智能清防蜡，储库环节的密封降耗、盐穴建库，以及环保环节的污水回用、VOCs 回收等创新技术，可显著提升储运系统的经济性、安全性与环保性；典型案例验证表明，创新技术的应用可使油气田储运成本降低 18%-25%，损耗率降至 5%以下，环保排放达标率 100%，具有显著的推广价值。

### 5.2 研究展望

未来油气田储运工艺技术创新需重点关注三个方向：一是加强智能化技术与储运工艺的深度融合，构建全流程数字孪生系统，提升系统自主决策能力；二是聚焦低碳化发展，研发清洁能源供电、CO<sub>2</sub> 封存利用等技术，助力“双碳”目标实现；三是突破极端环境适配技术，为深层、深海、极地油气资源开发提供支撑。同时，需加强行业标准体系建设与产学研合作，推动创新技术的规模化应用，全面提升我国油气田地面建设储运工艺的整体水平，保障国家能源安全。

## 参考文献

- [1] 李明,王强.高含硫天然气低温集输工艺技术创新与应用[J].石油学报,2022,43(5):789-798.
- [2] 张伟,刘芳.稠油降黏输送技术研究进展与应用实践[J].油气储运,2023,42(3):265-273.
- [3] 王建华,赵亮.海底油气管道抗腐蚀与稳管技术创新[J].海洋工程,2022,40(4):112-120.
- [4] 陈晓峰,孙丽.盐穴储气库高效建库技术及经济性分析[J].天然气工业,2023,43(7):105-113.
- [5] 周明,吴涛.油气田 VOCs 回收利用技术创新与应用[J].环境工程,2022,40(8):103-109.

作者简介：詹欣（1992 年 6 月~），女，汉族，安徽省桐城市，助理工程师，硕士研究生，研究方向：地面建设和油气储运、人力资源管理、财务管理。