

原油管道清蜡技术发展现状及展望

王成浩(国家石油天然气管网集团有限公司东北分公司,辽宁沈阳110000)

摘要:在石油开采和输送领域,含蜡原油管道结蜡问题对生产效率和经济效益有着显著的制约作用。我国大量原油含蜡量偏高,结蜡现象会致使管道输送能力降低、能耗增加等一系列问题。本文深度剖析含蜡原油管道结蜡的内在原因,系统阐述当下常用的清防蜡技术,对这些技术的优劣进行对比分析,并对清防蜡技术的未来发展趋势展开展望,目的在于为含蜡原油管道的高效运行给予全面的技术参考。

关键词:含蜡原油;管道结蜡;清蜡技术;防蜡技术

中图分类号:TE832 文献标识码:A 文章编号:1674-5167(2025)020-0013-03

Current Development Status and Prospects of Pipeline Wax Removal Technology in Crude Oil Transportation

Wang Chenghao(Northeast Branch, PipeChina National Petroleum and Natural Gas Pipeline Network Group Co., Ltd., Shenyang Liaoning 110000, China)

Abstract: In the field of petroleum extraction and transportation, wax deposition in pipelines containing waxy crude oil significantly constrains production efficiency and economic performance. A substantial portion of China's crude oil has a high wax content, and wax deposition can lead to reduced pipeline transportation capacity, increased energy consumption, and a series of other issues. This paper provides an in-depth analysis of the underlying causes of wax deposition in pipelines carrying waxy crude oil, systematically elaborates on the commonly used wax removal and prevention technologies, and conducts a comparative analysis of their advantages and disadvantages. Furthermore, it explores the future development trends of wax removal and prevention technologies, aiming to offer comprehensive technical references for the efficient operation of pipelines transporting waxy crude oil.

Keywords: waxy crude oil; pipeline wax deposition; wax removal technology; wax prevention technology

石油作为重要的能源物资,在全球经济发展进程中占据着关键地位。我国原油产量较为可观,但大部分原油具有高含蜡的特性。一般在输送含蜡原油的管道,很容易出现蜡沉积,这会造成管道内径缩小、输送阻力增大,不仅使能源消耗增多,还可能引发管道堵塞等安全问题,严重影响原油的正常输送和生产效益。所以,深入探究含蜡原油管道结蜡的原因,寻找高效的清防蜡技术,对石油工业的稳定发展意义非凡。

1 含蜡原油管道结蜡原因

1.1 蜡的成分与性质

原油里的蜡主要由正构烷烃构成。在常温条件下,碳数小于16的正构烷烃呈现液态,而碳数大于16的则为固态。当原油温度下降时,蜡的溶解度随之降低,进而开始结晶析出。石蜡是原油中蜡的主要成分,外观为白色或淡黄色固体,由高级烷烃组成,其熔点处于37℃~76℃之间。地层原油中石蜡开始结晶析出的温度被称作析蜡温度,原油的含蜡量越高,析蜡温度也就越高,油井也就越容易出现结蜡现象。

1.2 结蜡机理

分子扩散机理。分子扩散被视作蜡沉积的主要作用机制。当原油在管道内流动时,由于管壁温度低于原油温度,靠近管壁处的石蜡最先达到饱和状态并析

出。随着温度进一步降低,石蜡开始结晶,使得管壁与管中心之间形成浓度梯度。在浓度梯度的驱动下,油流中的蜡分子从管中心向管壁扩散,最终沉积在管壁上。依据 Fick 扩散方程在一定温度下,蜡分子扩散系数近似为常数,这意味着,当原油温度高于管壁温度,且管壁处温度低于原油析蜡点时,就会有蜡析出并沉积。

其他机理。除了分子扩散机理,还有布朗扩散、剪切分散和重力沉降等蜡沉积机理。布朗扩散指的是悬浮在原油中的蜡晶受到油分子的碰撞,产生无规则运动,在浓度梯度的作用下向管壁迁移并沉积。剪切分散机理认为,石蜡沉积后在高流场速度梯度的影响下会向管壁方向移动,其运动遵循速度梯度而非浓度梯度。重力沉降是因为沉淀析出的蜡晶密度大于液态原油,在重力场的作用下在管道底部沉积,不过重力沉积通常并非蜡沉积的主要因素。

1.3 影响结蜡的因素

原油性质及含蜡量。原油的性质和含蜡量对结蜡有着明显的影响。原油中轻烃组分(C_5-C_{12})的含量与析蜡点呈负相关,轻质烃的摩尔分数每增加10%,蜡晶成核能垒提升15%~20%,导致石蜡相平衡曲线向低温区偏移(DSC 测定降幅达8~12℃),从而显著

抑制蜡晶的析出动力学过程。而高分子量的蜡溶解度较差, 其结晶温度较高, 形成的蜡沉积物硬度较大。在相同含蜡量的情况下, 重油的蜡结晶温度要高于轻油。此外, 原油含蜡量越高, 油井在生产过程中就越容易结蜡。

温度。温度是影响结蜡的关键因素之一。在原油温度高于其析蜡点 (WAT) 时, 蜡分子以单相溶解态存在于烃类介质中, 此时体系处于热力学稳定状态, 无蜡晶析出风险; 当温度降至 WAT 以下时, 系统吉布斯自由能变化 ($\Delta G < 0$) 驱动蜡分子发生结晶相变, 且遵循 Arrhenius 定律 (结晶速率 $k=1.2 \times 10^5 \exp(-E_a/RT)$), 温度每降低 10℃, 蜡沉积通量增加 $1.8\text{--}2.3\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 。DSC 热分析表明, 介于析蜡点与凝点之间约 15–25℃的温区 (如 WAT=45℃时, 30–40℃区间) 为蜡沉积高危带, 此间蜡晶生长速率常数达到峰值 $0.8\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$, 管壁沉积厚度呈现指数增长趋势, 在这个区间内, 油管截面上浓度梯度较大, 分子扩散作用较强, 从而导致结蜡现象加剧。

压力和溶解气油比。压力和溶解气油比对蜡的初始结晶温度存在影响。在一定条件下, 当压力高于油层油的饱和压力时, 随着压力降低, 蜡的初始结晶温度会降低; 反之, 当压力低于饱和压力时, 蜡的初始结晶温度会升高。通常情况下, 压力降低时, 结蜡量会逐渐增加。

原油流速及管壁特性。原油流速与结蜡量之间的关系较为复杂。在开采初期, 随着流速逐渐增大, 结蜡量会有所增加, 但当流速达到某个临界流速后, 冲刷作用增强, 析出的蜡晶难以沉积在管壁上, 结蜡速度放缓, 结蜡量反而会下降。

另外, 管壁的粗糙度和材质也会对结蜡量产生影响, 管壁越光滑、亲水性越强, 越不容易结蜡; 而管壁粗糙度越大, 就越容易为石蜡结晶提供核心, 加速结蜡过程。

2 含蜡原油管道清蜡技术

2.1 机械清蜡技术

机械清蜡技术是一种传统且直观的清蜡方式, 在自喷井和有杆泵抽油井中应用广泛。该技术通过使用诸如刮蜡片、清蜡钻头等专门的刮蜡工具, 去除附着在油井中的蜡。在自喷井中, 刮蜡片通过上下往复运动刮掉蜡质, 并依靠液流将刮下的蜡带到地面; 在有杆泵抽油井中, 则借助安装在抽油杆上的活动刮蜡器清除油管和抽油杆上的蜡。

机械清蜡技术具有操作简便、成本较低的优点。然而, 它也存在一些明显的不足, 比如清除的积蜡容易落入井底, 堵塞炮眼或近井地层; 对设备的磨损较

为严重, 会增加设备负荷, 甚至可能引发蜡卡事故。在实际应用时, 需要依据油井的具体情况谨慎使用, 以降低对设备的损害和事故发生的概率。

2.2 热力清蜡技术

基于热动力学机制的热力清蜡技术通过定向提升井筒流体温场 (目标温升 $\Delta T \geq \text{析蜡点 WAT} + 15\text{℃}$), 促使蜡晶相态由固相向液相转变。其方法体系包含三类: ①热载循环工艺: 通过地面预加热介质在井筒循环传热, 实现蜡层熔融 (熔蜡速率 $\geq 2\text{kg}/\text{h}$); ②电阻加热技术: 采用铠装矿物绝缘电缆或电热抽油杆, 通过焦耳效应产生热流密度; ③放热反应清堵: 利用铝镁合金与盐酸的氧化还原反应释放热量, 常与土酸酸化联用提升近井渗透率。该技术的技术优势与局限如下: ①效能优势: 全域温场覆盖可清除管壁/近井地带蜡堵, 突破机械清蜡的空间限制; ②应用局限: 热载循环需配套高压锅炉, 电热法受限于电网覆盖度, 热化学存在试剂毒性; ③适配准则: 根据地层压力系数、含水率、原油凝点优选方案。

2.3 微生物清防蜡技术

基于生物催化作用, 微生物清防蜡技术通过特定菌株分泌的烷烃单加氧酶和酯酶, 对原油中的长链饱和烃 ($C_{18}\text{--}C_{36}$) 及胶质-沥青质复合体进行定向分解代谢, 使原油蜡含量显著下降至 3%–5%, 并抑制蜡晶成核能垒提升至临界阈值以上。该技术核心优势包括: ①长效稳定性: 单次施工作业有效期达 6–12 个月, 菌群通过生物膜定植实现持续代谢; ②储层保护性: 生物降解过程无化学残留, 岩心伤害率 $< 8\%$; ③协同增效性: 代谢产物 (如鼠李糖脂、胞外多糖) 可调控储层润湿性, 修复渗透率至初始值的 1.8 倍; ④经济高效性: 吨油处理成本较化学法降低 60%–70%, 投入产出比达 1 : 5.6。

然而, 微生物清防蜡效果的关键在于菌种的质量。每一种菌种对原油都有很强的针对性和配伍性, 必须针对各油井或区块的原油及地层水质进行严格的室内试验, 筛选评价出合适的菌种, 才能对原油进行有选择性的生物降解, 达到降黏除蜡的效果。

2.4 化学清防蜡技术

化学清防蜡技术通过油套环空或空心抽油杆投加药剂, 实现非侵入式清防蜡作业, 兼容油井正常生产与其他工艺。该技术兼具清蜡、防蜡双重功能, 部分配方集成降凝、降黏及解堵效能。药剂体系涵盖油溶型、水溶型、乳液型液态制剂及固态防蜡剂四大类。

3 含蜡原油管道防蜡技术

3.1 优化输送工艺

在含蜡原油的输送过程中, 优化输送工艺是预防

结蜡的重要举措之一。保持管内原油流速超过 1.5m/s, 利用原油对蜡沉积层的冲刷作用, 可以减少蜡的沉积。这是因为流速增加时, 油品与管壁的温差减小, 管壁剪切应力增大, 油流对管壁蜡层的冲刷作用增强, 使得蜡层难以附着在管壁上。

缩小油壁温差也能够有效降低蜡沉积。一般可以在管道表面加装保温层, 这样既能减少蜡沉积, 又能防止介质腐蚀, 降低热损失。保温层可以使原油在输送过程中温度变化更加平稳, 避免因温度急剧下降导致蜡大量析出和沉积。

3.2 管道表面处理

采用管材内壁涂层或选择吸附性差的材料, 能够降低管壁对蜡的吸附性, 进而减少蜡的沉积。例如, 玻璃衬里油管通过提高管壁的光滑度, 减少蜡的附着; 涂料油管则在油管内壁涂覆一层固化后表面光滑且亲水性强的物质, 改善表面润湿性, 使析出的蜡不易在管壁上聚结。此外, 还有一些新型的防蜡涂层材料不断被研发和应用, 如氧化铜涂层等, 可有效防止蜡沉积和管道堵塞。

3.3 化学防蜡剂的应用

化学防蜡剂是目前应用较为广泛的防蜡技术之一。防蜡剂能够抑制原油中蜡晶的析出、长大、聚集以及在固体表面的沉积。常用的防蜡剂有固体防蜡剂、表面活性剂防蜡剂、高分子型防蜡剂、稠环芳香烃型防蜡剂等。使用防蜡剂不仅可以起到防蜡的作用, 部分药剂还具有降凝降黏的功效, 且成本相对较低。在实际应用中, 应根据原油性质、油井生产状况以及具体的结蜡程度, 合理选择化学防蜡剂的类型和浓度, 并将药剂注入油套管环形空间中。

4 清防蜡技术对比与选择

4.1 技术优缺点对比

机械清蜡技术操作简便、成本低廉, 但清蜡不够彻底, 容易形成清蜡死角, 而且会对设备造成损害, 清蜡后管壁粗糙, 容易再次结蜡。热力清蜡技术清蜡效果显著, 但能耗大、费用高, 并筒套管受热后容易变形。微生物清防蜡技术施工工艺简单、有效期长、成本低且环保, 但菌种筛选要求严格, 对不同油井的适应性差异较大。化学清防蜡技术应用广泛, 具有清防蜡、降凝降黏等多种功能, 但部分清蜡剂有毒性, 制备和使用条件要求较高。

4.2 根据工况选择技术

在选择清防蜡技术时, 需要综合考虑油井的具体工况。对于结蜡较轻、设备相对简单的油井, 可以优先考虑机械清蜡技术; 对于结蜡严重且对清蜡效果要求较高的油井, 热力清蜡技术可能更为合适, 但要考

虑能耗和成本问题; 微生物清防蜡技术适用于对环保要求较高、希望提高油藏渗透率的油井, 但必须确保筛选出合适的菌种; 化学清防蜡技术则可根据原油性质和结蜡情况, 选择合适的清防蜡剂类型进行应用。在实际生产中, 也可以将多种清防蜡技术结合使用, 以达到最佳效果。例如, 对于结蜡层较厚的油井, 可以先采用机械清蜡去除大部分蜡, 再使用化学清蜡剂清除残留的蜡, 最后注入微生物进行防蜡, 这样能够延长清蜡周期, 提高油井的生产效率。

5 结论与展望

5.1 研究结论

含蜡原油管道结蜡是多种因素共同作用的结果, 包括蜡的成分与性质、结蜡机理, 以及原油的性质、温度、压力、流速、管壁特性等。目前常用的清防蜡技术各有利弊, 在实际应用中需要根据油井的具体情况合理选择。机械清蜡技术简单但存在一定局限; 热力清蜡技术效果好但成本高; 微生物清防蜡技术环保且具有增产潜力, 但菌种筛选是关键; 化学清防蜡技术应用广泛, 但需要注意药剂的选择和使用条件。单一的清防蜡技术往往难以完全满足生产需求, 多种技术联合使用能够优势互补, 提高清防蜡效率。

5.2 未来展望

随着石油工业的持续发展, 对含蜡原油管道清防蜡技术的要求也日益提高。未来, 清防蜡技术的研究重点将集中在开发更高效、环保、经济的技术和产品。在化学清蜡技术方面, 研发安全环保、具备多种功能的清蜡剂将成为主要方向, 比如兼具清蜡、防蜡以及降凝降黏功能的乳液型清蜡剂。同时, 深入研究清防蜡作用机理, 探索新的技术方法, 如利用纳米技术、智能材料等开发新型清防蜡技术, 也是未来的重要发展趋势。此外, 加强对不同油井工况的研究, 实现清防蜡技术的个性化定制, 将进一步提升清防蜡技术的应用效果, 为含蜡原油的高效输送和安全生产提供更有力的保障。

参考文献:

- [1] 路宏, 王传硕, 李鹏程, 等. 高含蜡原油在冷指装置中的沉积及其与环道的对比 [J]. 当代化工, 2021, 50(12):2825-2829.
- [2] 赵衍彬. 强敏感性稠油油藏高温热变定量表征 [J]. 非常规油气, 2022, 9(5):79-84.
- [3] 李达, 魏立新, 刘桂芬, 等. 基于冷指实验的高含蜡原油蜡沉积规律研究 [J]. 化学工程师, 2022, 36(4):79-82.
- [4] 杨红静, 杨树章, 马廷丽, 等. 清防蜡技术的研究及应用 [J]. 表面技术, 2017, 46(3):130-137.