

# 原油管道高厚度蜡层冬季首次清管方案研究

张雨<sup>1</sup>, 黄启玉<sup>1\*</sup>, 曾宪伟<sup>2</sup>, 黑树楠<sup>3</sup>, 尚培娟<sup>1</sup>, 张汛<sup>1</sup>, 王毅杰<sup>1</sup>

1 中国石油大学(北京)城市油气输配北京市重点实验室, 北京 102249

2 国家管网集团华中公司襄阳输油处, 襄阳 441000

3 中国石油天然气股份有限公司生产经营管理部, 北京 100007

\* 通信作者, ppd@cup.edu.cn

收稿日期: 2024-05-13; 修回日期: 2024-09-10

国家自然科学基金项目(51534007)资助

**摘要** 在寒冷的冬季, 含蜡原油在管道输送过程中呈现出诸多棘手状况。原油的粘性显著增强, 蜡层的厚度也急剧攀升, 这无疑使得管道运行时所需的动力消耗大幅增加, 给原油的高效、平稳运输带来了严峻挑战。机械清管向来是应对原油管道蜡沉积难题的有力举措, 然而, 因相关理论指导的缺失, 冬季初次清管方案的规划往往只能倚仗传统经验, 而泡沫清管器便成为了较为常见的选择。为有效攻克冬季高厚度蜡层的清管难关, 一系列结蜡清管实验得以开展, 涵盖清管实验以及针对清管器前端沉积物的掺混实验等。在此过程中, 深入探究了直板清管器、皮碗清管器以及全涂层泡沫清管器对蜡层的剥离特性, 细致对比了皮碗清管器和泡沫清管器所产生的前端产物给管道运行造成的不同影响。实验结果清晰地显示, 尽管直板清管器在清蜡效率方面表现突出, 但对于冬季高厚度蜡层的管道首次清管作业而言, 却并非理想之选。皮碗清管器和全涂层泡沫清管器的清蜡效率颇为相近, 不过, 得益于泄流孔结构所产生的冲刷作用, 皮碗清管器前端不易形成蜡塞, 而且其前方油蜡浆液的凝点和粘度等物理性质变化能够契合运行规范, 在运移过程中遭遇的阻力也更小。因而, 皮碗清管器在冬季针对高厚度蜡层的首次清管作业中更具优势。就有着高厚度蜡层的 KS 原油管道而言, 其冬季首次清管作业选用了泄流皮碗清管器, 并收获了理想的清管成效, 这无疑为高厚度蜡层管道在冬季的清管方案规划提供了极具价值的参考范例, 为后续相关作业的开展提供了可靠的实践依据与思路借鉴。

**关键词** 高厚度蜡层; 皮碗清管器; 泡沫清管器; 清蜡效率; 蜡塞运移; 油蜡浆液

中图分类号: TE832; TE973

## Study on the first pigging of crude oil pipeline with high thickness of waxy deposits in winter

ZHANG Yu<sup>1</sup>, HUANG Qiyu<sup>1</sup>, ZENG Xianwei<sup>2</sup>, HEI Shunan<sup>3</sup>, SHANG Peijuan<sup>1</sup>, ZHANG Xun<sup>1</sup>, WANG Yijie<sup>1</sup>

1 Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing

引用格式: 张雨, 黄启玉, 曾宪伟, 黑树楠, 尚培娟, 张汛, 王毅杰. 原油管道高厚度蜡层冬季首次清管方案研究. 石油科学通报, 2024, 09(06): 1044-1057

ZHANG Yu, HUANG Qiyu, ZENG Xianwei, HEI Shunan, SHANG Peijuan, ZHANG Xun, WANG Yijie. Study on the first pigging of crude oil pipeline with high thickness of waxy deposits in winter. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(06): 1044-1057. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.06.080

102249, China

2 Xiangyang Oil Transportation Department, Central China Company, National Pipeline Network Group, Xiangyang 441000, China  
3 Production and Operation Management Department of PetroChina Company Limited, Beijing 100007, China

Received: 2024-05-13; Revised: 2024-09-10

**Abstract** In the frigid winter, the transportation of waxy crude oil through pipelines encounters numerous thorny problems. The viscosity of the crude oil increases remarkably, and the thickness of the wax layer rises sharply. This undoubtedly leads to a significant increase in the power consumption required for pipeline operation, posing a severe challenge to the efficient and stable transportation of crude oil. Mechanical pigging has always been a powerful measure to deal with the problem of wax deposition in crude oil pipelines. However, due to the lack of relevant theoretical guidance, the planning of the initial pigging plan in winter often has to rely on traditional experience, and the foam pig has become a relatively common choice. To effectively overcome the difficulty of pigging in pipelines with a thick wax layer in winter, a series of deposition and pigging experiments have been carried out, including pigging experiments and blending experiments of deposits in front of the pigs. During this process, the wax layer removal characteristics of disk pigs, cup pigs, and fully coated foam pigs have been deeply explored, and the different impacts of the front products generated by cup pigs and foam pigs on pipeline operation have been carefully compared. The experimental results clearly showed that although the disk pig performs outstandingly in terms of wax removal efficiency, it is not an ideal choice for the first pigging operation of pipelines with a thick wax layer in winter. The wax removal efficiencies of the cup pig and the fully coated foam pig are quite similar. However, thanks to the scouring effect generated by the discharge hole structure, it is not easy for the cup pig to form a wax plug at the front end, and the changes in physical properties such as the pour point and viscosity of the oil-wax slurry in front of it can meet the operation specifications, and the resistance encountered during the migration process is also smaller. Therefore, the cup pig has more advantages in the first pigging operation of pipelines with a thick wax layer in winter. For the KS crude oil pipeline with a thick wax layer, the bypass cup pig was selected for its first winter pigging operation and achieved satisfactory pigging results. This undoubtedly provides a valuable reference example for the planning of pigging schemes for pipelines with a thick wax layer in winter, and provides reliable practical basis and idea references for the subsequent related operations.

**Keywords** high thickness of deposits; cup pig; foam pig; wax removal efficiency; wax plug transportation; oil-wax slurry

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.06.080

蜡沉积被视为含蜡原油储存与输送领域中一类不可忽视的流动保障问题<sup>[1]</sup>。为解决蜡沉积引发的安全问题,机械清管、化学药剂及生物控制等方法被提出<sup>[2-4]</sup>。相较于其他控制措施,定期机械清管由于便捷、高效和经济的优点被广泛地应用于原油管道<sup>[5-8]</sup>。早期清管器剥离蜡层的过程多被简化为压缩或剪切过程,认为蜡层剥离的条件在于施加的应力能否超过沉积层的抗剪切或抗压强度,但此类假设未在实验中得到证实<sup>[9-13]</sup>。Southgate通过透明清蜡装置观察蜡层剥离过程并提出蜡层破坏是压缩与剪切的综合作用<sup>[14]</sup>。Wang<sup>[15]</sup>等通过清管器牵拉实验观察清管器与蜡层的响应关系提出蜡层剥离可以分为蜡层压缩、蜡层破坏和蜡塞生长3阶段,王文达<sup>[16]</sup>和Barros<sup>[12]</sup>在后续实验中也证明该结果。李卫东<sup>[17-19]</sup>、高雪冬<sup>[20-22]</sup>和张汛<sup>[23-24]</sup>采用金属切削原理和滑移场理论分别描述了皮碗、直板和泡沫清管器的蜡层破坏过程,建立了不同清管器的蜡层破坏力理论模型,预测了不同清管器的清蜡效率。在蜡层破坏阶段,蜡沉积物的抗剪切强度是影响蜡层破坏力的关键参数。沉积层的含蜡量越高,沉积

物的抗剪切强度越高,清管器剥离蜡层所需的破坏力越强。当蜡层强度高时,皮碗和直板清管器变形小,对蜡层的破坏力大,清蜡效果显著。不同于皮碗和直板清管器,低密度的泡沫清管器剥离高强度蜡层时,清管器出现弹性屈曲,泡沫吸能大幅度增加,导致泡沫清管器的清蜡阶段出现阻力衰减现象,清蜡效率低<sup>[22]</sup>。在实际清管过程中,清管器剥离的沉积物会和管流混合,形成油蜡浆液向下游运移。黄俊<sup>[25]</sup>通过实验发现随着清管的进行,剥离的蜡屑增多,油蜡浆液的粘度和凝点均会上升。Galta<sup>[26]</sup>表示油蜡浆液中的蜡屑集中程度越高,越容易形成蜡塞,堵塞管道流通面积。为避免清管器前蜡塞堆积, Southgate<sup>[14]</sup>、Boghi<sup>[27-28]</sup>和Wang<sup>[29]</sup>等研究了密封清管器和旁通清管器的清蜡过程,发现皮碗或直板清管器的泄流孔结构有利于冲散清管器前蜡屑,降低蜡塞形成机率,而且管流的润滑作用降低了清管器的清蜡阻力。

根据清管器的清蜡过程以及管道安全运行条件分析,安全经济的清管方案主要包括蜡层厚度及分布预测,清管器剥离蜡层所需的蜡层破坏力计算和清蜡效

率预测, 蜡塞形成机率判断和清管器前浆液屈服强度、凝点和粘度对管道运行的影响分析。

冬季原油管道蜡沉积速率高, 原油粘度大, 管道运行负荷重, 首次清管作业难度高、风险大。为保障冬季原油管道首次清管作业的安全运行, 开展室内蜡沉积、通球清蜡实验以及清管器前沉积物掺混模拟实验, 明确冬季工况下管道结蜡规律和不同类型清管器运动规律, 判断清管作业期间可能的管道运行风险, 选择合适的清管器, 为现场冬季清管提供指导。

## 1 实验方法及材料

### 1.1 原油物性参数

实验用油来源于西部油田的KS原油, 基础物性测试结果如表1所示。实验原油不同温度、剪切率条件下的粘度通过旋转流变仪(Anton Paar Rheolab QC)开展测试, 测试方法遵循SY/T 0520-2008《原油粘度测定—旋转粘度计平衡法》; 原油的析蜡特性可利用差示扫描量热仪(TA 2000/MDSC2910型, 热流精度为 $0.1\mu\text{W}$ , 控温范围为 $-125\sim 725\text{ }^\circ\text{C}$ , 精度为 $0.1\text{ }^\circ\text{C}$ ), 分析热流曲线变化获得。原油粘度测试结果和析蜡特性曲线见图1。

根据物性测试结果, KS原油凝点低, 粘度低, 在实际运行工况下属于牛顿流体。KS原油析蜡点为

表1 KS原油基础物性表

Table 1 Physical properties of KS crude oil

| 原油名称 | 凝点/ $^\circ\text{C}$ | 标准密度/ $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ | 析蜡点/ $^\circ\text{C}$ | 含蜡量/% |
|------|----------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------|
| KS原油 | -12                  | 826                                 | 25                    | 5.76  |

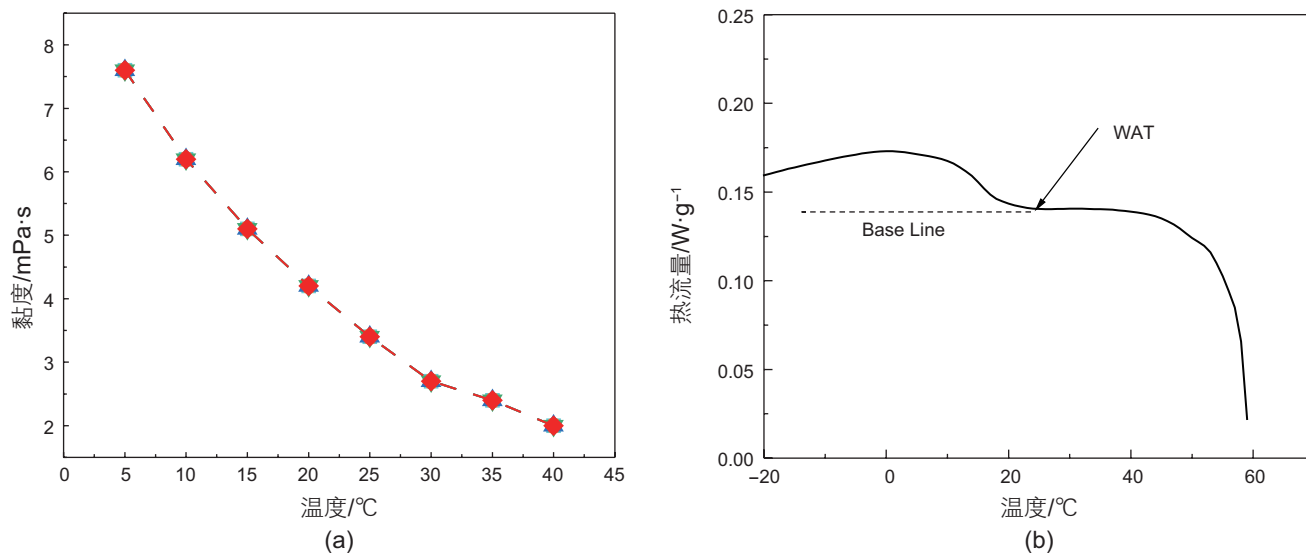


图1 KS原油粘温曲线(a)与析蜡曲线图(b)

Fig. 1 Viscosity-temperature relationship of KS oil (a) and wax precipitation curve (b)

$25\text{ }^\circ\text{C}$ , 析蜡高峰范围在 $0\sim 10\text{ }^\circ\text{C}$ , 而冬季原油管道地温范围为 $2\sim 5\text{ }^\circ\text{C}$ 。因此, KS原油在冬季输送时处于析蜡高峰, 析出的蜡量增加, 蜡沉积速率增加, 管道蜡层厚度增大。

### 1.2 实验装置

采用室内可拆卸的环道及清管装置, 开展KS原油蜡沉积实验及通球清管实验。蜡沉积环道装置(图2)可分为4个运行模块, 其包括实验管道模块、原油储罐模块、泵动力模块和清扫模块。其中, 实验管段内径 $29\text{ mm}$ , 长度 $160\text{ mm}$ , 整体为双层水套结构, 外部连接自动控温水浴装置, 保证温度精度为 $0.1\text{ }^\circ\text{C}$ ; 环道储罐内体积为 $7\text{ L}$ , 双层水套结构, 控温水浴装置辅助温度调节; 动力模块为齿轮泵, 调节齿轮转速实现环道流速的改变; 实验完成后通过空气压缩机( $0.01\text{ MPa}$ )吹扫环道内附着的油滴, 减小油滴对实验结果的影响。

室内清管装置(图3)可分为3个运行模块, 其包括清蜡实验模块、动力与控制系统、数据采集系统。清蜡实验模块与蜡沉积环道装置中的实验管道可以实现联动。当沉积层在环道装置内形成后, 该实验管道可以拆卸并安装到清蜡装置中, 通过夹持卡箍进行连接, 避免出现倾斜或偏移。动力控制系统通过电机以固定运动速度牵引管道内的清管器运动, 清管器随牵

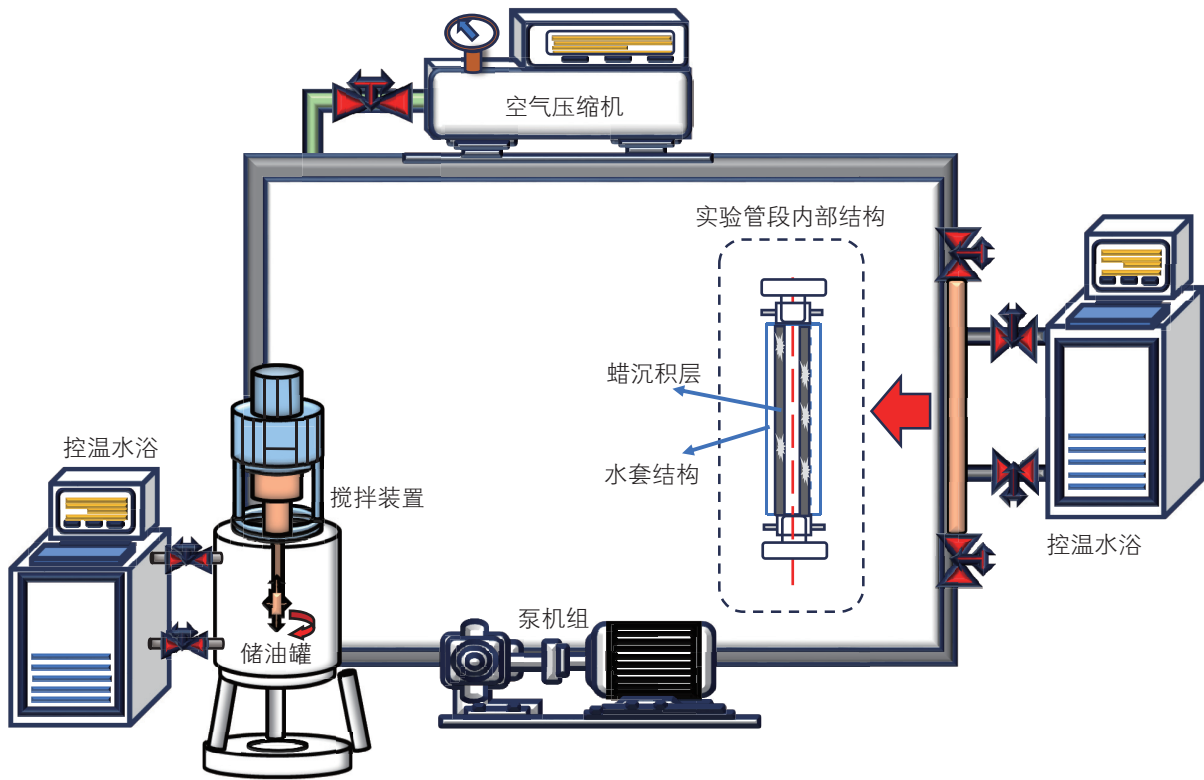


图 2 蜡沉积环道装置示意图

Fig. 2 Schematic diagram of wax deposition flow loop device

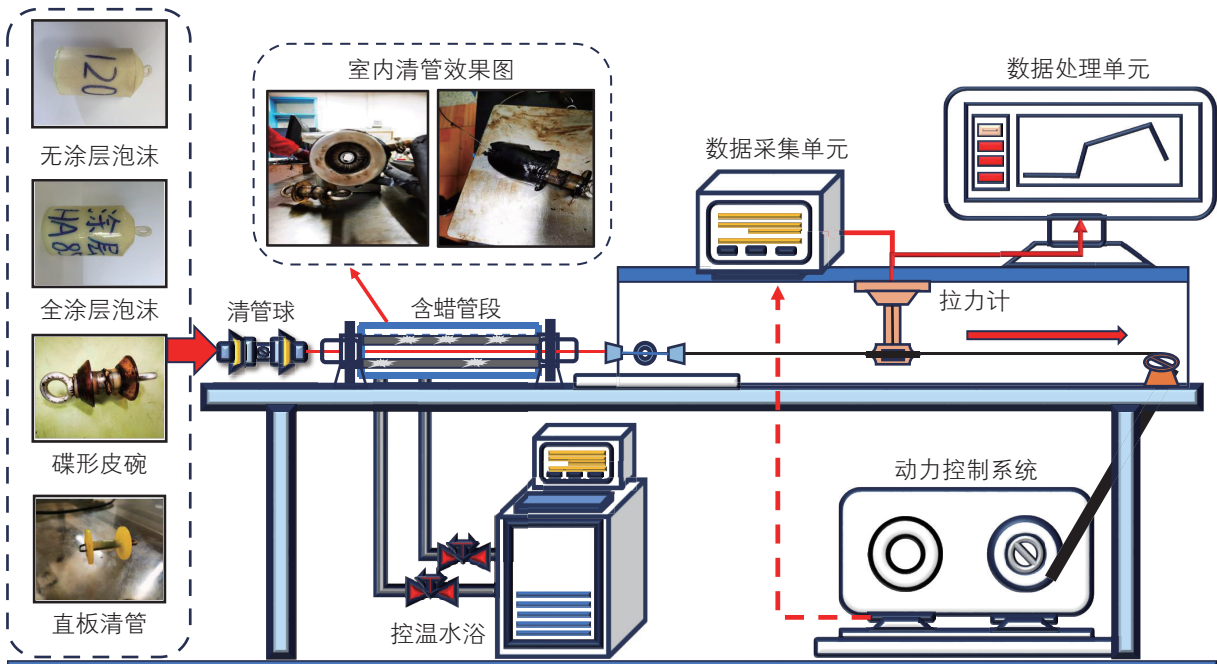


图 3 室内清管装置示意图

Fig. 3 Schematic diagram of pigging device

引线轴向运动剥离蜡层。数据采集系统由拉力数显仪记录过程中拉力数据随距离和清管时间的变化，该数据后期进行处理得到蜡层破坏力、蜡塞运移阻力和清蜡效率。

### 1.3 实验方法

蜡沉积环道实验操作流程具体如下。(1)原油预处理：实验原油需要预先加热至 80 °C，静置 2 h。将析



出的蜡晶充分溶解,消除原油剪切历史和热历史的影响。加热完成后原油自然冷却至室温,静置48 h;(2)实验开始前,调节控温水浴使储罐、环道测试段和对比段温度达到实验设定温度。预处理的原油再次加热到析蜡点以上的温度,维持60 min,然后将原油倒入环道储罐,以0.5 °C/min的冷却速度降温至实验温度。待温度满足要求,开启泵机组,驱动原油在环道内循环,调节泵转速满足实验流速要求,待原油循环稳定后开始计时。实验结束后,关闭泵机组,开启空气压缩机压力设定为0.1 MPa,吹扫时间为1 min,将残留的原油液滴吹扫至储罐,吹扫过程重复3次;(3)实验结果取样:将环道测试段拆卸下来垂直放置,调节测试段水浴温度至80 °C,收集测试段蜡沉积物称量重量并利用DSC装置测试蜡沉积物析蜡特性参数。

清管实验的具体实验步骤如下。(1)原油预处理:预处理步骤同蜡沉积实验;(2)蜡层形成:预处理后的原油再次加热至80 °C,静置60 min,调节测试管段的控温水浴温度至80 °C。测试管道垂直放置,管道底端通过夹持卡箍与底座相连接密封,随后将加热原油倒入测试管道,浇筑长度为管道长度一半。浇筑完成后,调节水浴温度,以0.5 °C/min的冷却速度降温至实验温度,并静置60 min,蜡层形成;(3)蜡层剥离:将卡箍底座拆卸,实验管段水平放置,连接清管器和牵拉绳索,开启电机并设定清管器运行速度,开始清管实验;(4)实验结束后,保存拉力计数据,称量清除的蜡沉积物重量和管道内残余蜡重量,计算清蜡破坏力和清蜡效率。

## 2 冬季清管方案的确定

蜡层厚度是清管周期制定的基础,蜡层破坏力和清蜡效率是影响清管器类型选择和清蜡次数的关键参数,清管器前油蜡浆液物性变化和蜡塞运移阻力是清管作业安全运行的判断依据。以西部KS原油管道参数和原油物性数据为依据,设计KS原油管道冬季首次清管方案,为高厚度蜡层管道冬季清管方案设计提供参考。

### 2.1 输送原油蜡沉积规律研究及管道结蜡厚度预测

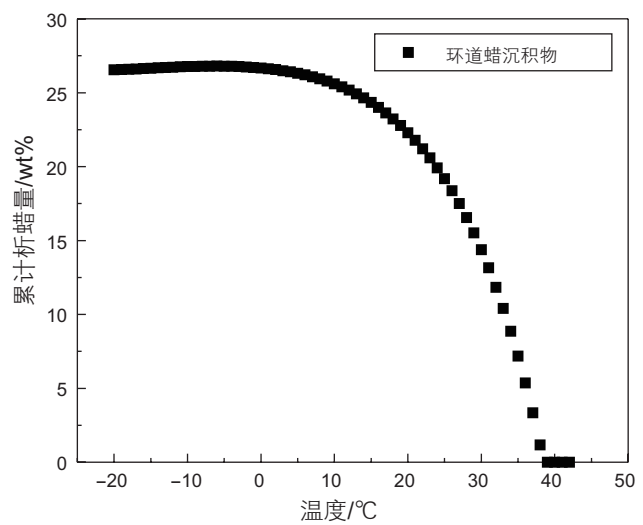
#### 2.1.1 KS原油蜡沉积规律研究

开展不同油壁温差、流速条件的蜡沉积环道实验,分析不同工况条件对KS原油的蜡沉积速率的影响。

图4为油壁温差为11 °C工况下生成的蜡沉积物,成块状。该沉积物析蜡点43.78 °C,含蜡量26.36%,相比于KS原油的析蜡点升高了18.78 °C,含蜡量升高了20.6%。这说明在蜡沉积过程中,原油中高碳数烷烃先析出沉积在管壁并形成蜡沉积物。实验结果(见图5)表明,当管道壁面温度固定(5 °C),油壁温差从8 °C增加至11 °C,蜡沉积物量增加了35.76%。随着冬季地温下降,原油温度和壁面温度的差值增加,分子扩散驱动力增强,径向蜡分子扩散通量增加,蜡沉积厚度迅速增加;当温度条件不变时,油流速度从0.2 m/s增加至0.8 m/s,蜡沉积量减小了12.85%。管道流速的增加,油流的剪切剥离能力增强,蜡沉积量逐渐减小。



(a)



(b)

图4 KS原油蜡沉积环道沉积物(a)与蜡沉积物累计析蜡量(b)

Fig. 4 Wax deposition of KS oil (a) and wax precipitation per unit temperature of deposits (b)

2.1.2 KS原油管道蜡沉积厚度预测

根据蜡沉积实验结果,以中国石油大学(北京)蜡沉积模型<sup>[30]</sup>为基础,建立蜡沉积动力学模型(式1),预测冬季KS原油管道结蜡速率。

$$W = 43.47\tau^{-0.34} \frac{dC}{\mu dT} \frac{dT}{dr}^{-0.29} \quad (1)$$

式中  $W$  为蜡沉积速率, mm/d;  $\tau$  为剪切应力, Pa;  $\mu$  为原油粘度, Pa·s;  $C$  为蜡分子浓度;  $T$  为温度,  $r$  为管道任一点的径向距离, m。

KS原油管道长度 268 km, 管道内径 596 mm, 输

油量 700 m<sup>3</sup>/h, 出站温度 18 °C。管道沿线地温变化数据无法全部获取,在距首站 60~100 km 处地温最低,最冷月(2月)的地温接近 2 °C。

地温分布情况影响管道蜡沉积分布。在沿线地温分布不明确的情况下,KS原油管道沿线地温分布情况可假设为沿线地温接近一致工况和沿线地温分布差别明显工况。

(1)当沿线地温接近一致时,KS原油管道冬季地温 2~5 °C,以此为地温条件预测蜡层厚度。

图 6 表明KS原油管道蜡沉积速率随冬季地温降低

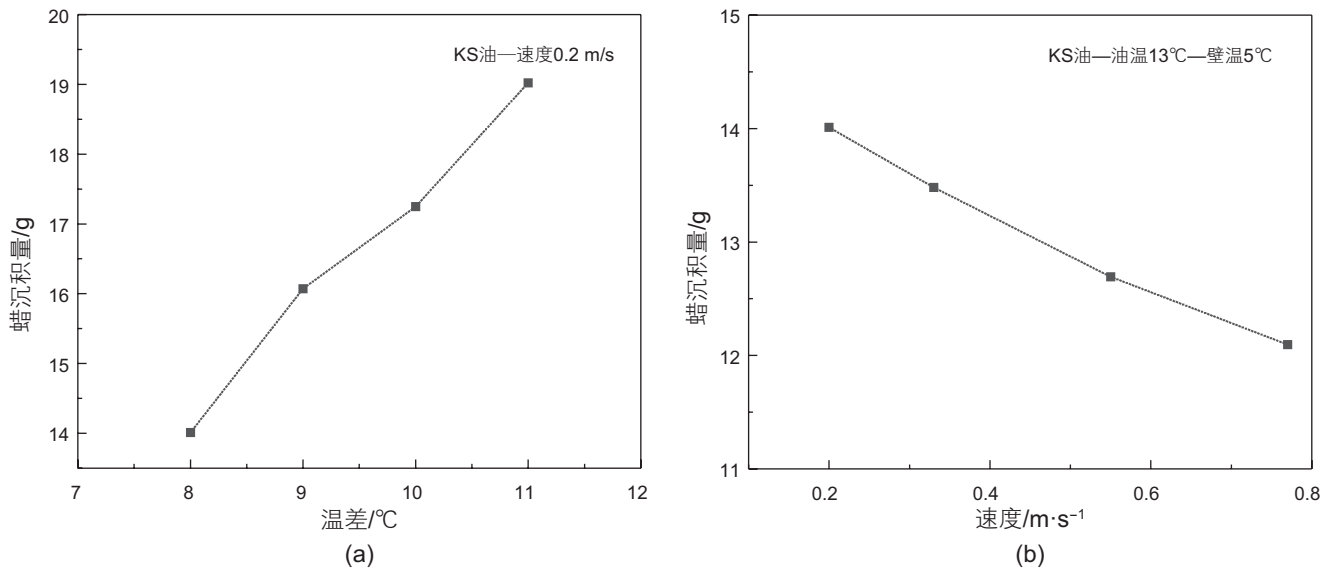


图 5 KS原油不同温差条件蜡沉积物重量变化(a)和不同流速条件蜡沉积物重量变化(b)  
Fig. 5 Weight changes of wax deposits in KS crude oil under different temperature (a) and flow velocity conditions (b)

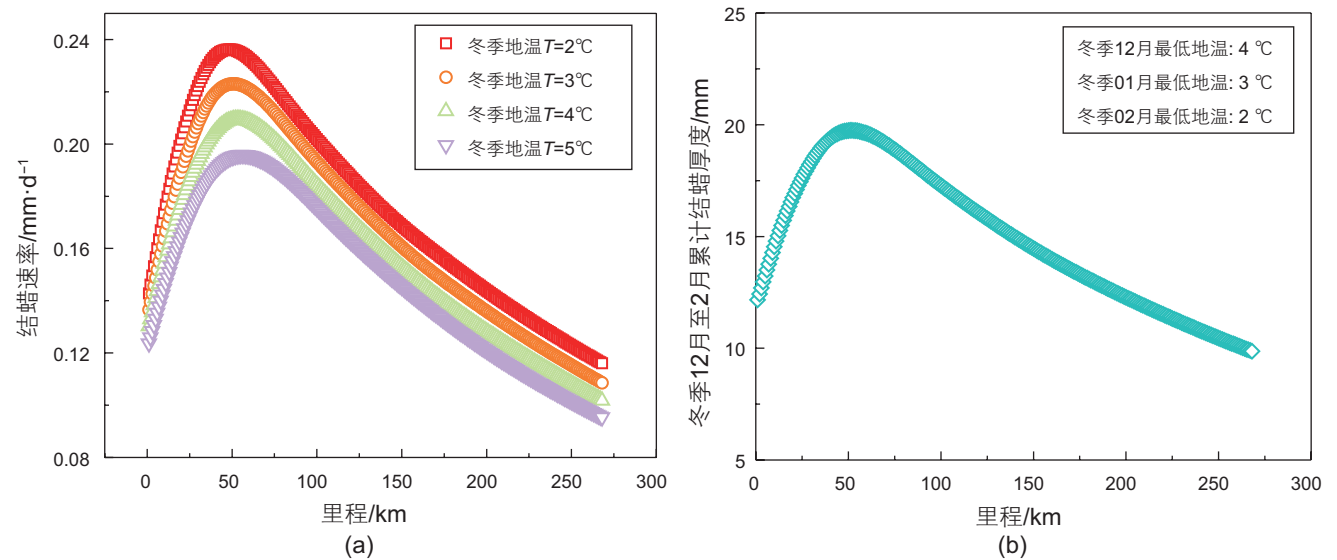


图 6 KS管道不同地温工况蜡沉积速率及冬季累计蜡层厚度预测  
Fig. 6 Prediction of wax deposition rate (a) and accumulated wax layer thickness (b) in winter in KS crude oil pipeline under different ground temperature conditions

而增大。在 2 月份地温最低时, KS 原油管道蜡沉积速率最高可达到 0.24 mm/d。预测结果表明 KS 原油管道冬季累计蜡沉积厚度在距首站 40~100 km 处出现高峰, 最大厚度 19.74 mm。KS 原油出站后, 原油温度逐渐降低, 当油温降至析蜡高峰时, 蜡沉积速率加快, 蜡沉积厚度迅速增加, 形成结蜡厚度高峰。在长距离输油管道后段, 随着油温与地温的温差持续减小, 蜡沉积速率降低, 管道结蜡厚度降低。

(2) 当沿线地温分布差别明显时, 管道结蜡分布差别明显。部分管段地温高, 油壁温差小, 蜡沉积速率小, 结蜡厚度小; 部分管道温度接近 2 °C, 易形成大油壁温差, 蜡沉积加剧, 蜡层集中分布。

该工况下管线蜡层厚度可根据上次清管周期结束至本次清管开始时流量压降变化计算, 见式(2)和式(3)。

$$\frac{Q_0^{1.75}}{D_0^{4.75}} L_0 = \frac{Q_1^{1.75}}{D_1^{4.75}} L_1 + \frac{Q_1^{1.75}}{D_0^{4.75}} L_2 \quad (2)$$

$$\delta = \frac{(D_0 - D_1)}{2} \quad (3)$$

式中,  $Q_0$  为上次清管后管道流量, m<sup>3</sup>/h(取 740 m<sup>3</sup>/h);  $Q_1$  为本次清管前管道流量, m<sup>3</sup>/h(取 690 m<sup>3</sup>/h);  $L_0$  为 KS 原油管道距离, km(取 260 km);  $L_1$  为集中结蜡管道长度, km;  $L_2$  为除集中结蜡管道外其余管道长度, km;  $D_0$  为无蜡层时管道内径, m(取 0.596 m);  $D_1$  为

集中结蜡管段的管道内径, m;  $\delta$  为管道沉积层厚度, m。

由于最低地温段对应管道长度为 40 km, 因此假设管道结蜡集中段最小长度为 40 km, 最大长度为 200 km, 剩余管段无蜡层分布, 以此预测结蜡厚度, 结果见表 2。

结蜡集中的管段长度减小, 结蜡厚度迅速增加。当结蜡集中的管段长度降低为 40 km 时, 管段蜡层厚度增加至 36.87 mm。

综合两种假设下的蜡层厚度预测结果, KS 原油管道冬季期间累计的管道蜡层厚度都接近或大于 10 mm, 属于高厚度蜡层。地温一致工况下蜡层厚度最高可以达到 19.74 mm, 而结蜡集中分布工况下, 蜡层厚度最高可达 36.87 mm, 这严重威胁清管作业安全。清管过程中, 蜡层厚度越高, 剥离蜡层所需要的蜡层破坏力更大, 清管器变形卡堵的风险越高; 当蜡层被剥离时, 蜡层越厚, 剥离的蜡屑量越多, 在清管器前堆积, 形成蜡塞的风险越大。高厚度蜡层集中分布工况下清管作业风险相对较高, 需要制定相关的清管应对方案。

## 2.2 清管器的选择

高密度全涂层泡沫清管器、碟形皮碗清管器和直板清管器(见图 7)常用于原油管道机械清管。蜡层厚度是清管方案制定的前提, 蜡层破坏力和清蜡效率则

表 2 管道结蜡集中工况蜡层厚度预测

Table 2 Prediction of wax layer thickness under conditions of concentrated wax deposition distribution

| 结蜡集中管段长度/km | 剩余管段长度/km | 结蜡集中管道平均结蜡厚度/mm |
|-------------|-----------|-----------------|
| 40          | 228       | 36.87           |
| 50          | 218       | 31.43           |
| 80          | 188       | 21.87           |
| 90          | 178       | 19.87           |
| 100         | 168       | 18.20           |
| 150         | 118       | 12.84           |
| 200         | 68        | 9.92            |



图 7 泡沫、皮碗和直板清管器

Fig. 7 Foam, cup and disk pig

是影响清管周期的制定和清管器是否发生卡堵的关键参数。开展室内通球清蜡实验，对比了3种类型的清管器的清蜡特性，结果见图8。

根据室内清管实验结果(图8a)可知，全涂层泡沫清管器、皮碗清管器和直板清管器的清蜡过程相同，清蜡过程均为3个阶段：蜡层压缩、蜡层破坏和蜡塞生长。无涂层泡沫清管器(图8b)由于缺少表面涂层的加持，硬度较小，当蜡层强度大，蜡层失效力高于坪应力<sup>[21]</sup>时，泡沫清管器发生弹性屈曲，吸收能量，待蜡层破坏后泡沫回弹，清蜡曲线出现阻力衰减现象。

全涂层泡沫由于表面涂层存在，硬度高，清蜡曲线与皮碗、直板清管器类似，清管过程中出现大变形卡堵的风险低于无涂层泡沫清管器。因此，全涂层泡沫清管器比无涂层泡沫清管器在现场应用更为广泛。

随着蜡层厚度的增加，3种类型清管器的蜡层破坏力和清蜡效率均呈现上升的趋势(见图9)。蜡层厚度的增加导致各清管器的变形程度增加，作用在蜡层上的接触力增加，需要更多的能量来驱动清管器破坏蜡层，但蜡层破坏力的增加却未导致残留在管壁上的蜡沉积物有相同的增加，因此结果表现出蜡层阻力增

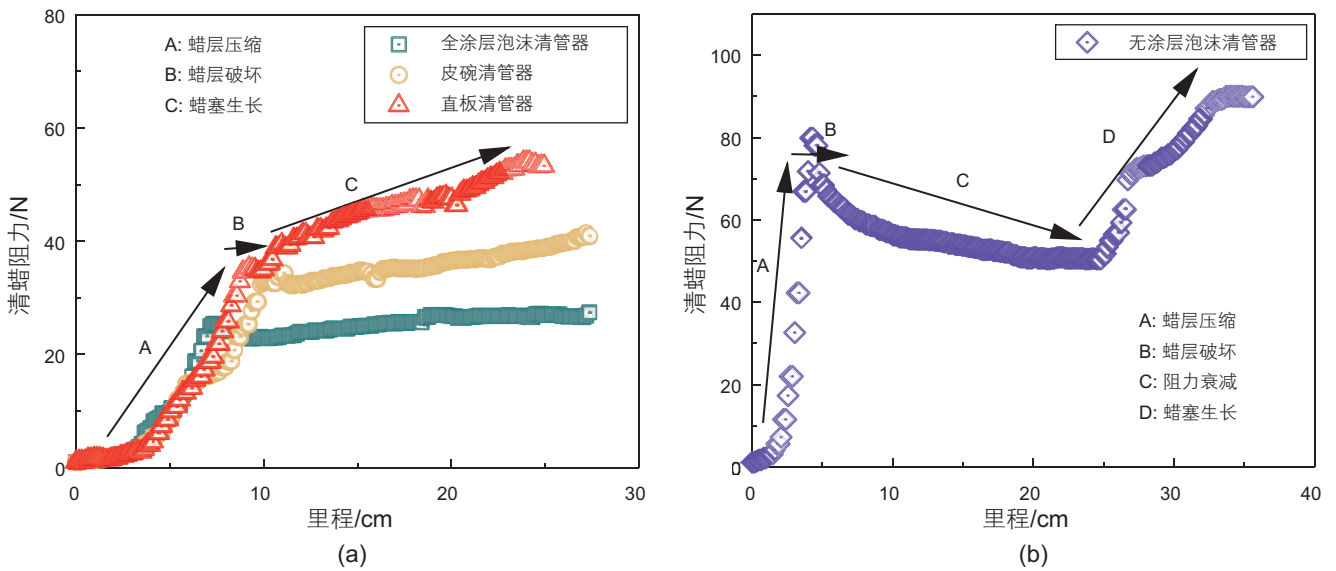


图8 不同类型清管器清蜡特性：泡沫、皮碗和直板清管器(a)与无涂层泡沫清管器(b)  
 Fig. 8 Wax removal characteristics of different pigs: foam, cup and disk pig (a) and uncoated foam pig (b)

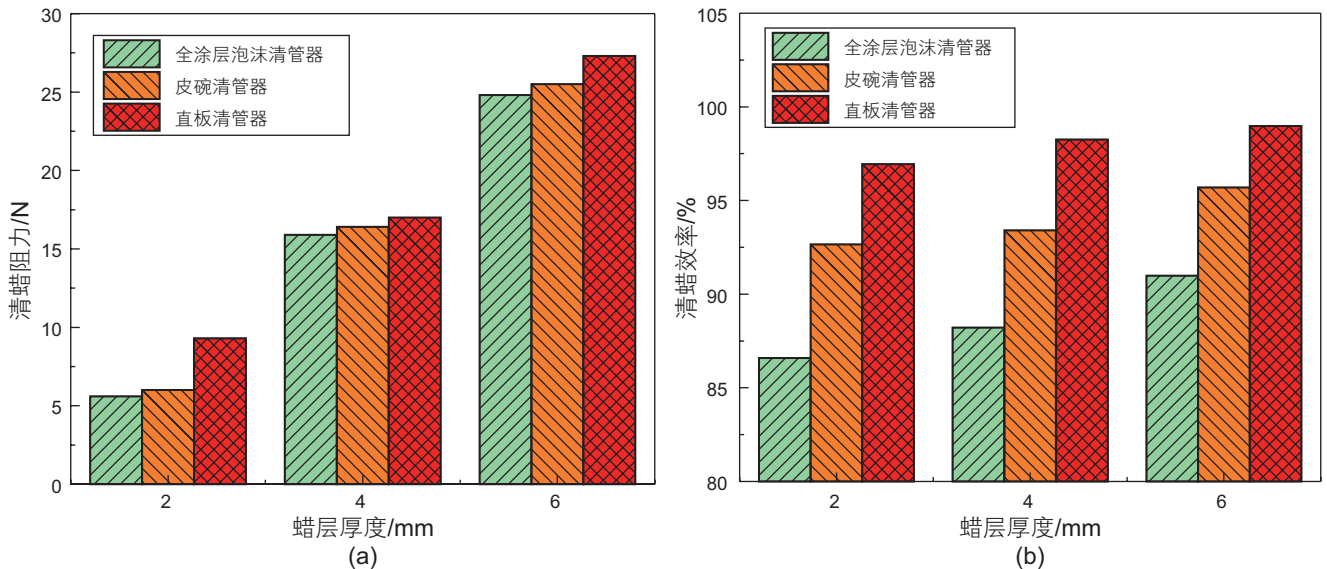


图9 不同清管器不同蜡层厚度下蜡层破坏力及清蜡效率变化  
 Fig. 9 Variation of wax breaking force and removal efficiency under different thickness and pig conditions



加, 清蜡效率上升。当剥离相同厚度的蜡层, 全涂层泡沫清管器所需的蜡层破坏力与皮碗清管器相接近, 小于直板清管器所需要的蜡层破坏力; 全涂层泡沫清管器的清蜡效率为 80%~90%, 低于皮碗清管器的清蜡效率(90%~95%), 直板清管器则由于直板的独特优势, 清管效率维持在 95% 以上。

冬季高厚度蜡层的首次清管作业需要选择合适的清管器。冬季管道原油粘度大, 管道流通面积随蜡层厚度增加而降低, 管道压力负荷持续增加。清管剥离下来的蜡屑易形成蜡塞, 蜡塞的生长运移加重管道压力负荷。直板清管器清管效率达到 95%, 剥离蜡屑最多, 易堆积形成蜡塞, 影响管道压力; 直板清管器蜡层破坏力大, 适合于清管中后期剥离近管壁处高强度蜡层。全涂层泡沫或皮碗清管器清蜡效率适中, 刮蜡量小于直板清管器, 可以发挥降低蜡层厚度、减小清管风险的效用, 适合首次清管作业。

### 2.3 蜡塞形成判断及球前浆液物性变化对管道运行的影响分析

#### 2.3.1 泡沫清管器的蜡塞运移阻力分析

清管器剥离蜡沉积层时, 蜡屑在清管器前堆积形成蜡塞。若无泄流孔结构, 蜡塞运移阻力是评价清管作业风险的关键参数; 若有泄流孔结构, 可以根据其结构参数判断能否形成蜡塞。

对于没有泄流孔结构的泡沫清管器, 蜡塞运移阻力计算可以应用 Gao<sup>[1]</sup> 提出的蜡塞阻力计算公式(见式(4))

$$F_{\text{plug}} = \frac{2c\tau_y}{\sqrt{1-c^2}} A_{\text{plug}} \quad (4)$$

式中,  $F_{\text{plug}}$  为蜡塞运移阻力, N;  $c$  为界面润滑系数;  $\tau_y$  为蜡层屈服强度, Pa;  $A_{\text{plug}}$  为蜡塞与管壁接触面积,  $\text{m}^2$ 。

根据 2.1 节结蜡预测结果, 选择最危险的结蜡集

中分布工况, 计算清管器前蜡塞运移阻力, 具体结果见表 3。

结果表明, 当蜡塞长度从 4.95 km 增加至 6.82 km, 运移阻力升高了 37.7%。随着蜡塞长度的增加, 运移阻力逐渐增加, 这意味着管道承担的风险越来越大, 管道压力损耗越来越大。从安全和经济角度考虑, 全涂层泡沫清管器剥离的蜡屑缺少油流的冲刷, 易堆积在清管器前方, 形成蜡塞, 存在压力损耗问题和风险隐患。因此, 全涂层泡沫清管器在高厚度蜡层的首次清管作业方面并不是最佳选择。

#### 2.3.2 皮碗清管器蜡塞形成临界条件确定

为避免蜡屑聚集并形成蜡塞, 清管器通常增加泄流孔结构。油流通过泄流孔射出, 冲散聚集的蜡屑, 降低清管器前油蜡浆液浓度。泄流孔对蜡屑的冲刷力和泄流孔尺寸相关, 泄流孔的旁通率增加, 泄流量增加, 蜡屑聚集程度降低, 但过大的旁通会导致清管器速度降低, 存在清管器停滞风险; 旁通率降低, 泄流冲刷力降低, 泄流量过低将无法冲散蜡屑, 蜡塞将形成并逐渐生长。因此, 保证清管器的泄流量大于清蜡量是维持泄流清管器安全运行的必要条件。

泄流清管器的泄流量和刮蜡量计算见式(5)和式(6)<sup>[31]</sup>。

$$Q_{\text{BYPASS}} = C_d \frac{\pi \varepsilon D^2}{4} \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho_{\text{oil}}}} \quad (5)$$

$$Q_{\text{WAX}} = \pi V_{\text{pig}} \delta (D - \delta) \varphi \quad (6)$$

当泄流量大于清蜡量时, 所需泄流清管器的临界旁通率计算式见式(7)。

$$\varepsilon > \frac{4V\delta(D-\delta)\varphi}{D^2} \sqrt{\frac{\rho_{\text{oil}}}{2\Delta P}} \quad (7)$$

式中,  $Q_{\text{BYPASS}}$  和  $Q_{\text{WAX}}$  分别为泄流量和刮蜡量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $C_d$  为流量系数(一般取无量纲系数 0.7);  $D$  为管道内径, m;  $\varepsilon$  为泄流清管器的旁通率;  $\varphi$  为泄流清管器清蜡

表 3 清管器前蜡塞运移阻力

Table 3 wax plug transportation force

| 结蜡集中管段长度/km | 结蜡集中管道平均结蜡厚度/mm | 蜡塞长度/km | 运移阻力/kN   |
|-------------|-----------------|---------|-----------|
| 40          | 36.87           | 4.95    | 12 658.46 |
| 50          | 31.43           | 5.30    | 13 554.25 |
| 80          | 21.87           | 5.95    | 15 219.11 |
| 90          | 19.87           | 6.10    | 15 583.28 |
| 100         | 18.20           | 6.21    | 15 882.91 |
| 150         | 12.84           | 6.61    | 16 887.41 |
| 200         | 9.92            | 6.82    | 17 440.56 |

效率(取皮碗清管器清蜡效率 85%~95%);  $\Delta P$ 为清管器前后压降, Pa(取 0.1 MPa);  $\rho_{oil}$ 为油流密度,  $kg/m^3$ ;  $V_{pig}$ 为清管器的速度, m/s;  $\delta$ 为管道沉积层厚度, m。

考虑KS原油管道蜡沉积最危险的结蜡集中工况, 计算泄流清管器安全运行的临界尺寸, 结果见表 4。表 4 结果表明, 蜡层厚度越大, 单位时间的清蜡量越大, 冲散蜡屑所需要的清管器旁通孔尺寸越大。当管道结蜡集中、蜡层最高厚度为 36.87 mm时, 临界旁通率为 1.35%; 当地温一致工况时, 蜡层厚度最高为 19.74 mm, 临界旁通率为 0.66%。因此, 为避免泄流清管器清管过程中形成蜡塞, KS原油管道的泄流清管器旁通率的选择应不小于 1.5%。

2.3.3 皮碗泄流清管器前浆液物性变化

皮碗清管器装配合适的泄流孔结构时, 清管器前蜡屑在旁通射流的冲击下被冲散, 与油流掺混, 形成油蜡浆液。浆液运移过程中, 部分蜡沉积物会溶解进油流中, 导致油流凝点升高, 粘度变大, 增加管道摩阻。

将蜡沉积物与KS原油掺混, 测试掺混后原油物性变化。掺混比例根据KS原油蜡沉积厚度预测结果计算, 具体结果见表 5 与图 10。

根据掺混结果可知, 管段结蜡厚度越高, 掺混比例越高, 油蜡浆液的物性变化越剧烈。当管段结蜡集

中段长度为 40 km, 结蜡厚度最高, 混合比例可达到 15.95%。该混合比例下原油凝点升高至  $-4.7\text{ }^\circ\text{C}$ , 当冬季温度低至  $2\text{ }^\circ\text{C}$ 时, 原油粘度达到  $310\text{ mPa}\cdot\text{s}$ , 屈服强度升高至 3.68 Pa。结合KS原油管道冬季运行工况, 最低地温( $2\text{ }^\circ\text{C}$ )高于  $0\text{ }^\circ\text{C}$ , 说明清管过程中泄流清管器前浆液区原油不会出现凝固现象, 混合后的原油粘度仍可以满足管道运行压力, 低屈服强度可以确保管道停输后可以迅速启输。该测试结果说明采用有泄流孔结构的皮碗清管器开展冬季清管作业, 其形成的清管器前浆液段能满足安全运行的条件。

2.4 冬季高厚度蜡层管道清管作业方案优选

根据 2.1 节的蜡层厚度预测结果可知, 当前KS原油管道冬季蜡层分布特点为高厚度和集中分布。为解决此类原油管道的冬季首次清蜡问题, 开展了全涂层泡沫、皮碗和直板清管器的比选。结果发现, 直板清管器的高清蜡效率会导致单位时间剥离的蜡屑量增大 10%~15%, 不适合冬季首次清管投放。全涂层泡沫和皮碗清管器清蜡效率和蜡层破坏力接近, 但全涂层泡沫清管器没有泄流孔结构, 清理高厚度的蜡层容易生成蜡塞<sup>[32]</sup>。蜡塞长度越大, 运移阻力越大。当蜡塞长度从 4.95 km增加至 6.82 km, 运移阻力升高了 37.7%。皮碗清管器可以配置泄流孔结构, 当旁通率大于 1.5%

表 4 不同蜡层厚度对应的泄流孔旁通率

Table 4 Bypass rate of discharge hole corresponding to different thickness of wax layer

| 结蜡集中管段长度/km | 蜡层厚度/mm | 清蜡量/ $m^3\cdot h^{-1}$ | 临界旁通率/% |
|-------------|---------|------------------------|---------|
| 40          | 36.87   | 110.06                 | 1.35    |
| 50          | 31.43   | 94.73                  | 1.11    |
| 80          | 21.87   | 67.04                  | 0.73    |
| 90          | 19.87   | 61.12                  | 0.66    |
| 100         | 18.20   | 56.14                  | 0.60    |
| 150         | 12.84   | 39.98                  | 0.41    |
| 200         | 9.92    | 31.04                  | 0.31    |

表 5 沉积物与KS原油掺混比例

Table 5 Mixing ratio of wax deposits and KS crude oil

| 结蜡集中管段长度/km | 结蜡厚度/mm | 剥离蜡屑量/ $m^3\cdot h^{-1}$ | 油蜡混合比例/% |
|-------------|---------|--------------------------|----------|
| 40          | 36.87   | 110.06                   | 15.95    |
| 50          | 31.43   | 94.73                    | 13.73    |
| 80          | 21.87   | 67.04                    | 9.72     |
| 90          | 19.87   | 61.12                    | 8.86     |
| 100         | 18.20   | 56.14                    | 8.14     |
| 150         | 12.84   | 39.98                    | 5.79     |
| 200         | 9.92    | 31.04                    | 4.50     |

时，清管器前蜡塞不会形成，且由泄流孔射流形成的油蜡浆液强度低，凝点和粘度能满足管道运行规范。因此，配置泄流孔的皮碗清管器是高厚度蜡层管道冬季首次清管的合适选择。

### 3 现场应用

上述清管内容的研究成果应用于KS原油管道冬季首次清管作业。该原油管道在冬季2月和3月分别采用全涂层泡沫和皮碗清管器开展了清管作业，但泡沫清管器清管过程出现停滞现象，泄流皮碗清管器则较

为稳定顺利。清管过程中的清管器运行速度、收球筒清蜡量以及站间压降变化如图11和图12所示。

根据清管过程压降变化(见图12)可知，站间压降在60 km处出现转折点，从压降恒定阶段进入平稳降低阶段，说明管道前部蜡层厚度较低，管道结蜡管段主要在60~110 km。这表明KS原油管道实际蜡层分布特点为高厚度集中分布，与蜡沉积预测结果接近。根据清管器运行速度(见图11a)分析可知，0~150 km处皮碗和泡沫清管器速度接近，运行稳定，并未出现卡堵，但150 km后泡沫清管器速度骤降，出现泡沫清管器停滞现象，同时对比收球筒中的清蜡量，泡沫清管

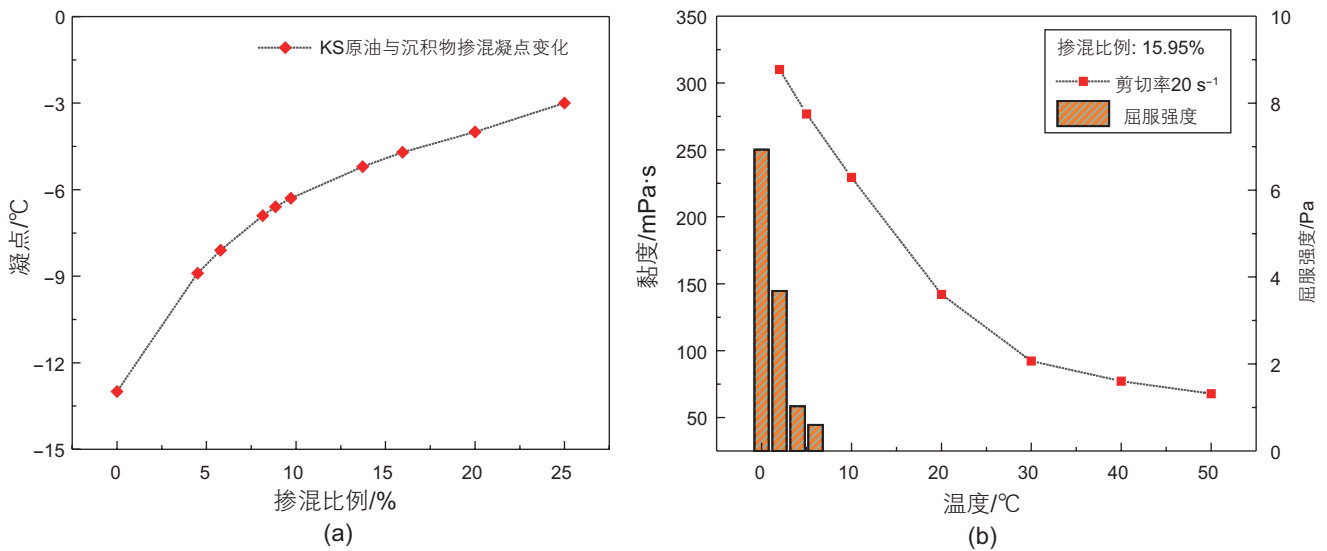


图 10 KS原油与沉积物掺混物性变化  
Fig. 10 Changes of the blending properties of KS crude oil and sediment

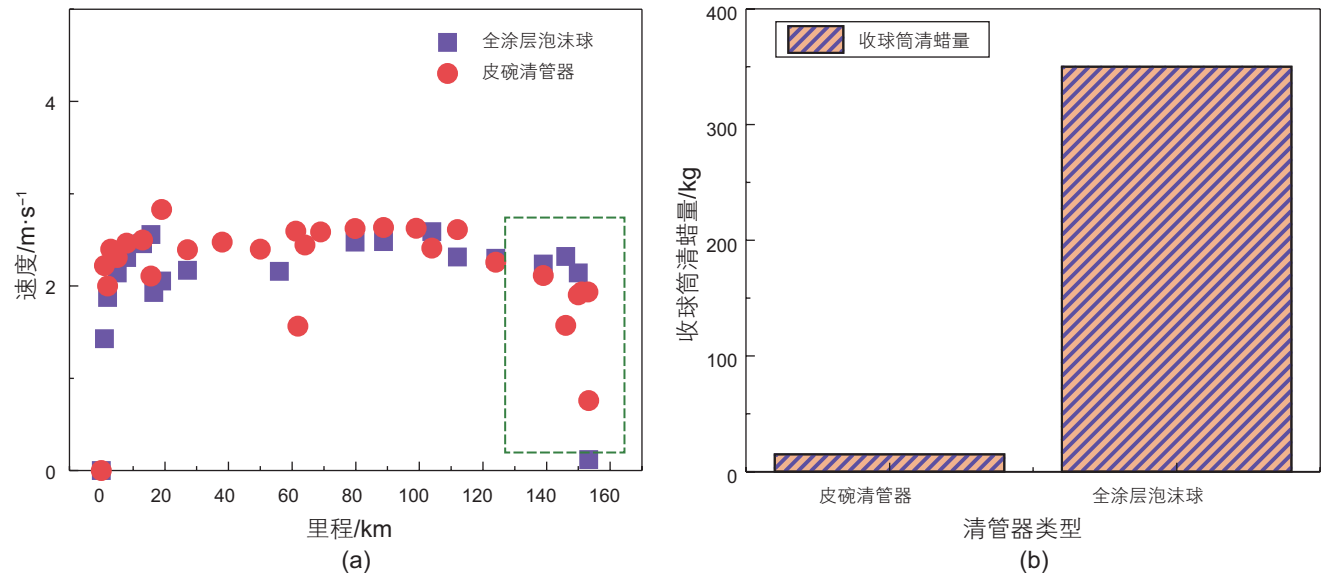


图 11 清管器运行速度(a)和收球筒清蜡量(b)  
Fig. 11 Velocity of the pig (a) and the amount of wax removal in the pig receiver (b)

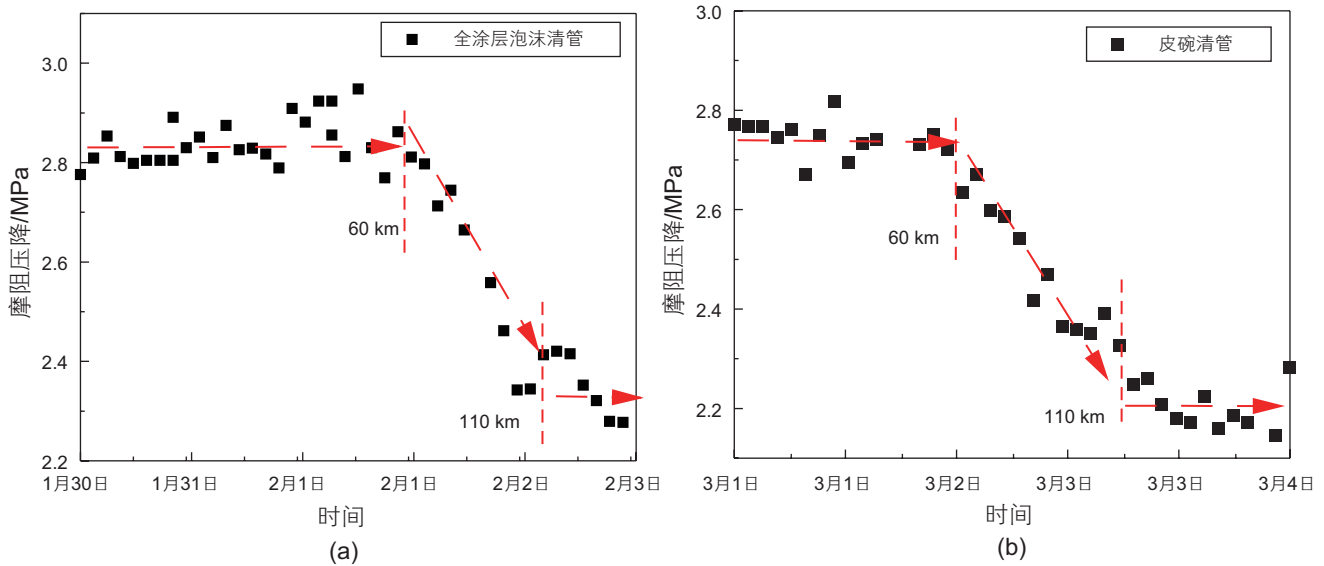


图 12 泡沫清管过程站间压降变化 (a) 和皮碗清管过程站间压降变化 (b)

Fig. 12 Changes of pressure drop in foam pigging and bypass cup pig process

器球前的蜡沉积物更多。全涂层泡沫清管器由于无泄流孔结构, 剥离高厚度蜡层容易形成蜡塞, 在管道运行过程中卡堵风险较高; 配置泄流孔的皮碗清管器由于旁通射流作用, 未形成蜡塞, 蜡屑分散在油流中, 向下游运移, 因此收球筒内的蜡量远低于泡沫清管器清管所收集的蜡量。综合分析KS原油管道实际清管效果, 皮碗清管器清蜡效率适中, 清管器前不易形成蜡塞, 卡堵风险小, 在高厚度蜡层清除过程可以发挥良好作用。

## 4 结论

冬季原油管道蜡沉积速率高, 蜡层厚度大, 清管作业开展难。首次清管作业有着减小蜡层厚度, 降低后续清管作业难度的任务目标, 需要制定合理的首次清管方案。因此, 从管道蜡层厚度分布、清管剥离蜡

层所需破坏力和清蜡效率、蜡塞形成机率判断和清管器前浆液强度和粘度对管道运行的影响 4 个方面开展分析, 确定清管器类型和尺寸。

(1) 当蜡层厚度高, 分布集中时, 首次清管作业适宜选择泄流皮碗清管器而不是全涂层泡沫清管器。

(2) 全涂层泡沫和皮碗清管器清蜡效率接近, 清蜡量适中, 但全涂层泡沫清管器无泄流孔结构, 蜡屑易堆积形成蜡塞, 并且蜡塞越长, 阻力越大, 进一步加重管道压力; 配备合适泄流孔结构的皮碗清管器可以避免形成蜡塞, 且泄流形成的油蜡浆液物性粘度、凝点符合管道运行规范, 从而可以保证清管作业稳定运行。

(3) 直板清管器适合于清理高强度、低厚度的清管末期工程。直板清管器清蜡效率接近 95%, 清蜡量高, 剥离高厚度蜡层时容易形成蜡塞或使清管器前油蜡浆液物性恶化程度增大, 不适宜首次清管作业。

## 参考文献

- [1] GAO X D, HUANG Q Y, ZHANG X, et al. Estimating wax plug transportation force in crude oil pipeline pigging[J]. Energy Fuels, 2020, 34 (3): 3110–3120.
- [2] CHI Y, DARABOINA N, SARICA C. Effect of the flow field on the wax deposition and performance of wax inhibitors: cold finger and flow loop testing[J]. Energy Fuel, 2017, 31(5): 4915–4924.
- [3] ASLANOV H, NOVRUZOV A, HARUN A. Managing wax-deposition risks in oil subsea pipelines by integrating wax modeling and pigging performance[J]. SPE Prod & Oper, 2019, 34 (03): 625–634.
- [4] WANG N, DAIGLE H, PRODANOVIC M. Simulating the efficiency of electromagnetic pigging in pipelines and production tubing aided by nano paint[J]. SPE-191365-PA, 2022, 27 (03): 1607–1618.
- [5] LI W, ZHANG H, LI H, et al. A promising flow assurance application of superparamagnetic nanoparticle heating for wax removal in



- offshore pipeline and production tubing: mechanism and simulation[J]. *SPE Journal*, 2022, 27 (03): 1597–1606.
- [6] CHEN Z, QIU X, YANG L. Deformation and stress analysis of cup on pipeline inspection gauge based on reverse measurement[J]. *Energy Science and Engineering*. 2022, 10 (7): 2509–2526.
- [7] RAMLAN M, KHABRI K A. Operational pigging prediction by machine learning[C]// Society of Petroleum Engineers. ADIPEC. Abu Dhabi, UAE: Ouro Preto, 2023.
- [8] NATH A S. A critical review of pigging operations in the pipeline[J]. *I-manager's Journal on Mechanical Engineering*, 2023, Bangladesh 13 (1): 42.
- [9] MENDES P R S, BRAGA A M B, AZEVEDO L F A, et al. Resistive force of wax deposits during pigging operations[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 1999, 121(3): 167–171.
- [10] 白成玉. 原油管道清蜡若干基础问题研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京). 2013. [BAI C Y. Research on Some basic problems of paraffin removal in crude oil pipelines [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing). 2013.]
- [11] 李苗. 原油管道清管器运动规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京). 2018. [LI M. Research on the movement law of crude oil pipeline pig [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing). 2018.]
- [12] BARROS J M, ALVES D P P, BARROSO A L. Experimental validation of models for predicting wax removal forces in pigging operations: Proceedings of the 18th International Congress of Mechanical Engineering[C]. Ouro Preto: Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas, 2005.
- [13] KLEINHANS J W, NIESEN V G, BROWN T S. Pompano paraffin calibration field trials: Proceedings of the SPE annual technical conference and exhibition, Dallas, Texas, October 1–4, 2000[C]. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [14] SOUTHGATE J. Wax removal using pipeline pigs[D]. UK: Durham University. 2004.
- [15] WANG Q, CEM S, CHEN T X. An experimental study on mechanics of wax removal in pipeline[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2005, 127(4): 302–309.
- [16] 王文达. 原油管道清管过程中蜡层剥离规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京). 2016. [WANG W D. Study on wax layer stripping law in crude oil pipeline pigging process [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing). 2016.]
- [17] LI W, HUANG Q, WANG W, et al. Study on wax removal during pipeline-pigging operations[J]. *SPE Production & Operations*, 2019, 34(01): 216–231.
- [18] LI W, HUANG Q, DONG X, et al. A theoretical model for predicting the wax breaking force during pipeline pigging[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 169: 654–662.
- [19] LI W, HUANG Q, WANG W, et al. Estimating the wax breaking force and wax removal efficiency of cup pig using orthogonal cutting and slip-line field theory[J]. *Fuel*, 2019, 236: 1529–1539.
- [20] GAO X D, HUANG Q Y, ZHANG Y, et al. Analytical modelling of wax plug transportation during pipeline pigging using foam pig[J]. *SPE Operation & Productions*, 2022, 37(02): 188–201.
- [21] GAO X D, HUANG Q Y, ZHANG X, et al. Experimental study on the wax removal physics of foam pig in crude oil pipeline pigging[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 205(5): 108881.
- [22] GAO X D, HUANG Q Y, ZHANG X, et al. A new wax removal empirical model of fully coated foam pig[J]. *SPE Journal*, 2021, 26: 737–749.
- [23] ZHANG X, HUANG Q Y, CHEN W, et al. Field pigging modeling for predicting wax breaking force and wax removal efficiency of disk pig[J]. *SPE Journal*, 2022, 27 (06): 3864–3883.
- [24] ZHANG X, HUANG Q Y, ZHANG Y, et al. A comprehensive model for cup pig incorporating deposits rheology and pig deformation[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35 (20): 16578–16598.
- [25] 黄俊. 西部原油管道结蜡和冲刷研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京). 2011. [HUANG J. Research on wax deposition and scouring in Western Crude Oil pipelines [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing). 2011.]
- [26] GALTA T. Bypass pigging of subsea pipelines suffering wax deposition[D]. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology. 2014.
- [27] BOGHI A, BROWN L, SAWKO R, et al. An inertial two-phase model of wax transport in a pipeline during pigging operations[J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 2017, 94: 17–30.
- [28] BOGHI A, BROWN L, SAWKO R, et al. A non-inertial two-phase model of wax transport in a pipeline during pigging operations[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 165: 664–672.
- [29] WANG Q, SARICA C, VOLK M. An experimental study on wax removal in pipes with oil flow[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2008, 130(4): 043001.
- [30] 黄启玉, 张劲军, 严大凡. 一种新的蜡沉积模型[J]. *油气储运*, 2003, 11: 22–25+66–64. [HUANG Q Y, ZHANG J J, YAN D F. A new wax deposition model [J]. *Oil and Gas Storage and Transportation*, 2003, 11: 22–25+66–64.]
- [31] 赵旗. 泄流清管器清蜡研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京). 2018. [ZHAO Q. Research on wax removal from drain pig [D]. Beijing:

China University of Petroleum (Beijing). 2018.]

- [32] GAO X, HUANG Q, YUN Q, et al. Modeling wax deposit removal during pigging with foam pigs[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, 235: 212713.

(编辑 马桂霞)

**第一作者:** 张雨(1997年—), 博士研究生, 研究方向为油气管道原油流动保障技术, zhangyu739cup@163.com。

**通信作者:** 黄启玉(1969年—), 工学博士, 教授, 研究方向为油气管道原油流动保障技术, ppd@cup.edu.cn。