

西北地区 JF 原油管道蜡沉积评价方案

张建昌¹ 王立涛¹ 周晓宇¹ 张嘉安¹ 张 妮¹ 于 丹¹ 丁 妮²

1. 中国石油长庆油田分公司第三输油处, 宁夏 银川 750000;
2. 西安石大派普特科技工程有限公司, 陕西 西安 710065

摘 要: 为掌握现场输油管道蜡沉积情况, 充分利用 SCADA 系统所采集的大量运行数据, 进行数据分析和挖掘, 提出一种现场管道蜡沉积评价方法, 并建立蜡沉积动力学预测模型。首先, 分析生产现场工况变化特点, 选用压差法计算原油管道当量蜡沉积厚度; 其次, 分析油品输量、平均温度与管道埋地温度对当量蜡沉积厚度的影响; 最后, 建立蜡沉积动力学预测模型, 预测蜡沉积厚度变化情况。分析结果表明: 当量蜡沉积厚度计算结果与 JF 原油管道 9 次清管数据的变化规律一致, 计算结果准确; 当量蜡沉积厚度虽然不是真实蜡沉积厚度, 但反映了蜡沉积对管道水力特性的影响, 可作为评价管道蜡沉积情况的指标; 由于蜡沉积过程同时受分子扩散与剪切剥离作用影响, 选用 Hsu 模型效果较好, 预测模型最大误差为 1.74 mm/d, 712 组数据计算结果中, 有 518 组数据计算结果与实际变化趋势相同, 占比 72.9%。研究提出的当量蜡沉积厚度原油管道蜡沉积评价指标可供类似工程借鉴, 但还需围绕提高计算精度与模型适应性以及借助管网仿真技术继续深入研究。

关键词: 输油管道; 蜡沉积; 当量厚度; 预测模型

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2021.05.003

Wax deposition evaluation scheme for JF crude oil pipeline in Northwest China

ZHANG Jianchang¹, WANG Litao¹, ZHOU Xiaoyu¹, ZHANG Jiaan¹, ZHANG Ni¹, YU Dan¹, DING Ni²

1. The Third Oil Transportation Department of PetroChina Changqing Oilfield Company, Yinchuan, Ningxia, 750000, China;
2. PipePlus Technology Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710065, China

Abstract: In order to grasp the situation of wax deposition in oil pipelines on site, a field pipeline wax deposition evaluation method is proposed based on the analysis on large amount of operating data collected by the SCADA system. A kinetic wax deposition prediction model is established as well. Firstly, the equivalent wax deposition thickness was calculated by analyzing the changing characteristics of operating conditions and using the differential pressure profile method. Secondly, the effects of oil flow, average temperature and pipeline buried temperature on the equivalent wax deposition thickness are analyzed. Finally, a kinetic model of wax deposition was established to predict the variation in thickness of wax deposition. The calculation results were consistent with the results of 9 pigging operations for the JF crude oil pipeline, which proved the accuracy of the calculation results. The results show that, although the equivalent wax deposition thickness calculated by differential pressure method is not exactly the true wax

收稿日期: 2021-07-13

基金项目: 中国石油长庆油田分公司第三输油处“长输工艺管网仿真模型建立与应用研究项目”(ZY20-XA507-TPFW892)

作者简介: 张建昌(1975-), 男, 河北定州人, 高级工程师, 硕士, 主要从事油气田地面建设和油气储运专业方向的研究工作。

E-mail: zjchang_cq@petrochina.com.cn

deposition thickness, it can be used as an indicator to evaluate the wax deposition in pipeline as it reflects the influence of wax deposition on the hydraulic characteristics of pipeline. Since the wax deposition process is affected by both molecular diffusion and shear peeling, the HSU model has a better prediction effect. The maximum error of the prediction model is 1.74 mm/d. Among the 712 groups of data calculated, up to 72.9 % or 518 groups of data calculated results predicted the same trend with the actual change. The evaluation index proposed in this study can provide engineering reference, yet it should focus on promoting calculation precision and model adaptability and relying on network emulation technology to deepen the study.

Keywords: Oil pipeline; Wax deposition; Equivalent thickness; Prediction model

0 前言

含蜡原油输送过程中,当油品温度低于析蜡点温度时,蜡晶析出并在管壁沉积,导致管道内有效流通面积减小,管道输送能力下降,严重时甚至会引发蜡堵事故,造成重大经济损失^[1-3]。

针对原油管道蜡沉积问题,国内外学者大多采用室内环道实验或软件仿真实验的方式开展研究^[4-5]。室内环道实验通过控制变量法定量研究各变量对蜡沉积规律的影响,基于实验数据建立蜡沉积生成速率预测模型^[6-7];软件仿真实验通过仿真软件建立管道动态模型,模拟蜡沉积厚度变化规律^[8-10]。最后将室内环道实验或软件仿真实验的研究成果应用于现场,制定相应的清蜡防蜡方案。

然而,上述研究方法在现场管输应用中存在一定局限性,主要因为:1)生产现场管道规模庞大、工艺复杂,室内环道实验规模较小,难以还原现场真实工况;2)生产现场工况多变(增压、反输、倒罐、清管等),油品进出站压力、温度、流量均处于动态变化过程,且埋地温度受季节与天气影响而变化频繁;3)室内环道实验与软件仿真实验难以模拟现场复杂多变的工况,导致实验成果在生产现场的适用性较差。

针对上述问题,本文充分利用 SCADA 系统所采集的运行数据进行数据分析和挖掘,进而评价实际生产管道的蜡沉积规律和状态,并论证了该方案的可行性;即采用压差法计算原油管道当量蜡沉积厚度,分析油品输量、平均温度、管道埋地温度对当量蜡沉积厚度的影响,明确油品温度与油流冲刷对当量蜡沉积厚度的影响,并建立“蜡沉积动力学”预测模型,为生产现场评估管道蜡沉积情况提供新思路。

1 现场管输蜡沉积分析

1.1 管道概况

西北地区 JF 原油管道全长 113.5 km,管道规格 $\Phi 377 \text{ mm} \times 6 \text{ mm}$,任务输量 $250 \times 10^4 \text{ t/a}$,最小起输量

$117 \times 10^4 \text{ t/a}$,起终点高程差 173 m。油品物性经过化验后,密度与黏度随温度变化情况见图 1,平均温度下原油密度与黏度分别按式(1)与式(2)计算;原油析蜡点温度为 34.7°C ,凝点温度为 21°C 。

$$\rho_{pj} = 0.8753 - 7.498 \times 10^{-4} T_{pj} \quad (1)$$

$$\lg \mu_{pj} = -1.271 - 0.01583 T_{pj} \quad (2)$$

式中: ρ_{pj} 为油品平均温度下的密度, g/cm^3 ; μ_{pj} 为油品平均温度下的黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; T_{pj} 为油品平均温度, $^\circ\text{C}$ 。

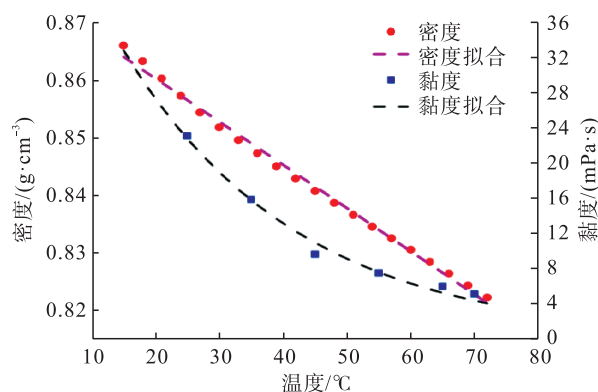


图 1 油品密温关系与黏温关系图

Fig. 1 Oil product density-temperature relationship and viscosity-temperature relationship

1.2 计算方法

准确测量蜡沉积厚度是开展蜡沉积研究的前提。室内环道实验中,管道蜡沉积厚度测量方法主要有直接测量法、传热测量法、压差测量法等。其中,直接测量法将蜡沉积物清理出管道并测量其质量或体积,进而计算出蜡沉积层厚度^[11];传热测量法根据油品与环境之间热阻的变化计算出沉积层厚度^[12-13];压差测量法通过监测管道两端压差变化计算出沉积层厚度^[14-15]。

考虑到在生产现场蜡沉积物取样困难,且蜡沉积量及油品与环境换热量难以实时计量,直接测量法与传热测量法在现场应用不便,故本次研究选择压差测量法计算蜡沉积厚度,该方法仅需要油品进出站压力、温度、流量等数据,根据管道压差变化反算出管道有效内径,见式(3)。

$$\Delta p_f = 4f \frac{L}{d} \frac{\rho}{2} \left(\frac{4Q}{\pi d^2} \right)^2 \quad (3)$$

式中: Δp_f 为蜡沉积管段压降, Pa; L 为蜡沉积管段长度, m; d 为管段有效内径, m; Q 为体积流量, m^3/s ; ρ 为流体密度, kg/m^3 ; f 为范宁摩阻系数。

f 可由式(4)计算:

$$f = c \left(\frac{4\rho Q}{\pi \mu d} \right)^{-n} \quad (4)$$

式中: c 、 n 为常数, 当流态为层流时, $c=16$, $n=1$; 当流态为紊流时, $c=0.046$, $n=0.2$; μ 为流体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

根据管道摩擦压降间接计算管道有效内径后, 可计算出管道当量蜡沉积厚度:

$$y = \frac{d_0 - d}{2} \quad (5)$$

式中: y 为管道当量蜡沉积厚度, m; d_0 为管道原始管内径, m。

考虑到管道沿程油品温度不断变化, 原油出站温度与进站温度均不能概括管道整体油品温度情况, 故选用油品平均温度计算油品密度与黏度。

$$T_{\text{pj}} = \frac{1}{3} (T_{\text{R}} + 2T_{\text{Z}}) \quad (6)$$

式中: T_{pj} 为油品沿程平均温度, $^{\circ}\text{C}$; T_{R} 为油品起点温度, $^{\circ}\text{C}$; T_{Z} 为油品终点温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

在原油输送过程中, 仅当原油温度低于析蜡点温度时蜡晶才会析出, 原油管道蜡沉积分布并不均匀^[16]; 而随着管道沿线埋地温度变化以及油品输送工艺的调整, 管道内沉积物厚度变化规律会更加复杂^[17]; 因此式(5)计算结果并不是管道实际蜡沉积厚度, 而是根据管路压降反算出的当量蜡沉积厚度, 体现了局部沉积物厚度变化对管道整体水力学特性的影响。本文1.3节选用2020年5—6月管道9次清管数据验证计算结果准确性。

1.3 准确性验证

清管作业时, 蜡沉积物被剥离并被油流裹挟流向下流, 清管球前会形成一段蜡沉积物与油品混合的区间; 收球时, 大部分蜡油混合物会继续流向下流, 少部分蜡油混合物跟随清管球进入收球筒。因此, 可通过分析收球筒中蜡沉积物与原油占比判断清管效果。

取清管前后的站点压力、温度、流量数据计算当量蜡沉积厚度; 记录每次清管后收球筒中蜡油混合物质量及蜡沉积物质量, 计算结果见表1。

表1 9次清管数据与计算结果表

Tab. 1 9 pigging data and calculation results

清管 编号	起止 时间	起点压 力 /MPa	起点油 温 / $^{\circ}\text{C}$	起点流量 / ($\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)	终点压 力 /MPa	终点油 温 / $^{\circ}\text{C}$	终点流量 / ($\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)	当量蜡沉积 厚度 /mm	蜡沉积物 质量 /kg	蜡油混合物 质量 /kg
1	2020-05-12	1.9	53.7	298.8	0.8	23.1	298.8	13.1	120	452
	2020-05-14	1.5	62.0	295.0	0.9	25.8	296.6	8.0		
2	2020-05-20	1.4	61.0	297.0	0.8	26.5	297.0	8.5	80	444
	2020-05-22	1.4	52.0	294.0	0.9	28.5	294.0	5.3		
3	2020-05-28	1.3	63.0	249.2	1.3	38.1	249.2	6.7	80	442
	2020-05-30	1.2	57.8	259.5	1.2	45.0	259.5	2.7		
4	2020-06-01	1.2	58.0	254.0	1.2	26.8	254.0	4.0	40	438
	2020-06-03	1.0	58.9	223.5	1.4	28.7	223.5	2.3		
5	2020-06-07	1.0	56.0	201.0	1.5	41.3	201.0	5.5	55	437
	2020-06-09	1.0	55.2	221.5	1.4	34.6	221.5	3.0		
6	2020-06-11	1.0	65.0	221.0	1.4	27.3	221.0	5.5	85	444
	2020-06-13	0.9	62.5	203.0	1.5	27.0	203.0	2.2		
7	2020-06-14	0.9	61.0	202.0	1.5	45.4	202.0	3.6	45	434
	2020-06-16	1.0	57.0	235.5	1.3	35.4	235.0	1.8		
8	2020-06-18	1.0	60.2	233.9	1.3	42.8	233.9	3.1	30	432
	2020-06-20	1.1	57.3	265.5	1.1	43.8	265.5	1.6		
9	2020-06-22	1.0	57.0	245.0	1.2	31.0	245.0	2.1	45	438
	2020-06-24	0.9	59.0	208.0	1.5	33.6	209.0	0.2		

将收球筒中蜡沉积物质量与蜡油混合物质量之比定义为蜡沉积物质量分数,见式(7);蜡沉积物质量分数越大,表明蜡油混合物中蜡沉积物含量越多,即该次清管作业清出蜡沉积物越多。

$$\eta = \frac{M_{\text{wax}}}{M_{\text{wax-oil}}} \quad (7)$$

式中: M_{wax} 为收球筒中蜡沉积物质量,kg; $M_{\text{wax-oil}}$ 为收球筒中蜡油混合物质量,kg; η 为蜡沉积物质量分数。清管前后当量蜡沉积厚度变化量与蜡沉积物质量分数关系见图2。

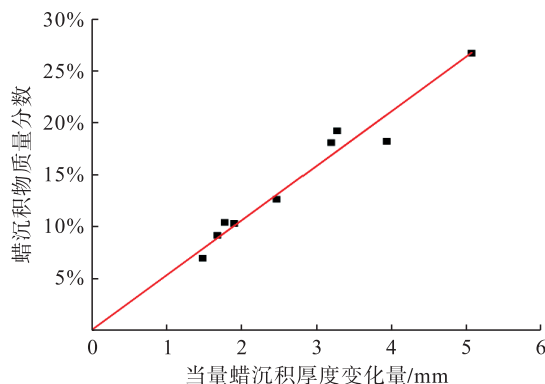


图2 当量蜡沉积厚度变化量与蜡沉积物质量分数关系图

Fig. 2 The relationship between the change of equivalent wax deposition thickness and the mass fraction of wax deposition

由图2可知,当量蜡沉积厚度变化量与蜡沉积物占蜡油混合物中质量分数呈线性正比关系;清管前后当量

蜡沉积厚度变化量较大时,该次清管清出蜡沉积物较多,蜡沉积物占蜡油混合物中质量分数较大;当量蜡沉积厚度变化量较小时,该次清管清出蜡沉积物较少,蜡沉积物占蜡油混合物中质量分数较小。

当量蜡沉积厚度的变化规律与管道内蜡沉积物质量分数的变化规律一致,证明本文提出的当量蜡沉积厚度计算方法准确性较高。

2 蜡沉积厚度规律分析

影响蜡沉积的因素诸多,包括油品组成、流型、流态、油温、流速、油壁温差、沉积时间等^[18-19];而生产现场工况多变,无法采用室内实验的方式(控制变量法)分析蜡沉积规律;本节基于JF原油管道2018—2019年712组生产数据,分析当量蜡沉积厚度变化规律。

考虑到影响蜡沉积的因素众多,而原油输送过程中油品组成、流型、流态变化情况较少,粗糙度难以准确测量,故本文主要研究油品流量、油品平均温度以及管道埋地温度3个参数对蜡沉积的影响情况。

2.1 油品流量

JF原油管道2018年1月—2019年12月油品流量在190~340 m³/h范围内变化频繁,无法如室内实验般保持油流稳定,油品流量与当量蜡沉积厚度关系见图3。

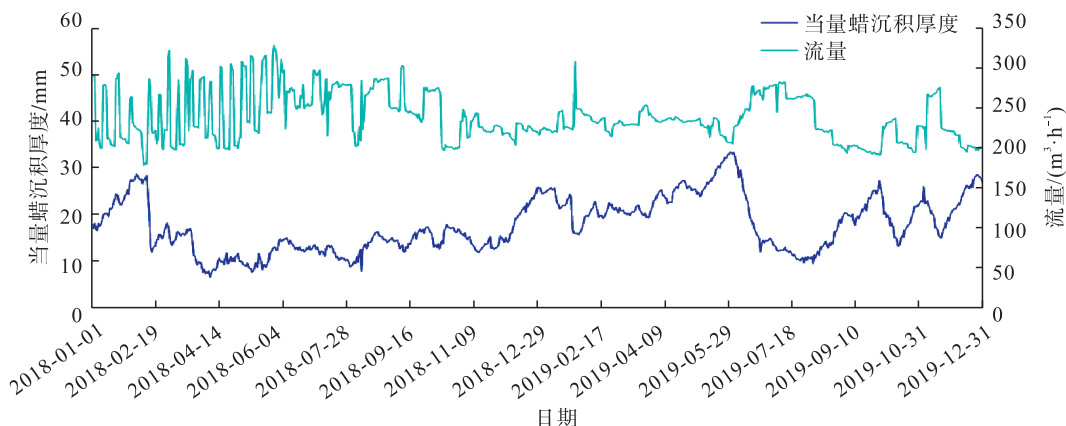


图3 油品流量与当量蜡沉积厚度关系图

Fig. 3 The relationship between pipeline equivalent wax deposition thickness and flow rate

由图3可知,当量蜡沉积厚度并未随时间一味增大,而是与管道流量呈负相关,当流量减小时,管道当量蜡沉积厚度增大;当流量增大时,管道当量蜡沉积厚度随之减小。这是因为流量变化会影响剪切剥离作用^[20-21],当流量增大时,由于剪切剥离作用增强,油流对蜡沉积层的冲刷作用随着增大,当量蜡沉积厚度随着减小。研究表明,在生产现场,剪切剥离作用对蜡沉积影响较大。

生产现场输量变化频繁,而室内环道实验与仿真实验时,难以模拟如此复杂的输量变化,通常会保持输量恒定,这必然导致蜡沉积厚度预测结果与实际相差较大。

2.2 油品平均温度

油品沿程温降变化受埋地温度、输量等因素影响,油品出站温度与进站温度均不能概括油品温度变化情况,因此分析油品平均温度与当量蜡沉积厚度的关系影响见图4。

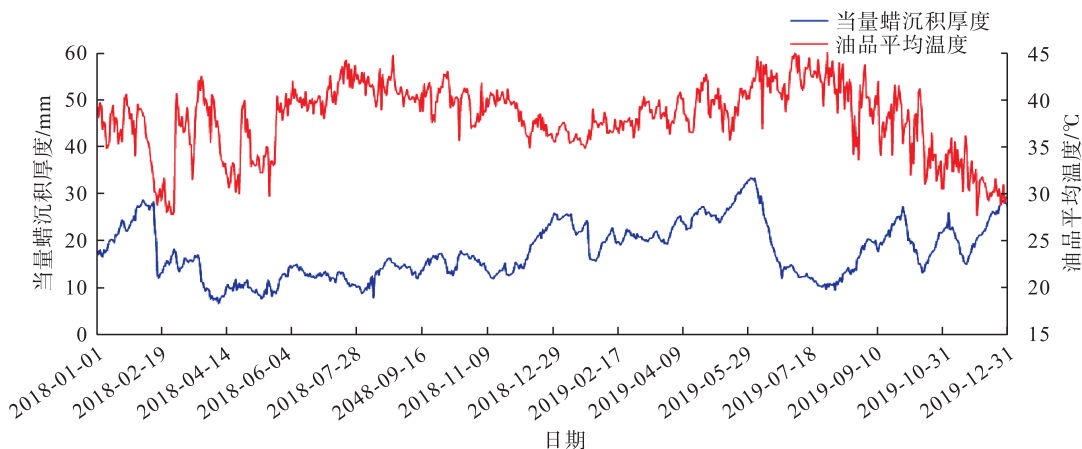


图4 当量蜡沉积厚度与油品平均温度关系图

Fig. 4 The relationship between the equivalent wax deposition thickness of the pipeline and the average temperature of the oil

由图4可知,当量蜡沉积厚度与油品平均温度呈负相关,即当油品平均温度较高时,当量蜡沉积厚度处于较低水平,这是因为油品平均温度较高时,油品温度低于析蜡点管段的长度会缩短,蜡沉积对油品流动产生的影响降低;但在局部时段(如2019年4—6月),随着油品平均温度升高,当量蜡沉积厚度逐渐升高,这是因为该

时段输量较低(图3),剪切剥离作用影响较小,油品平均温度增大会增大油壁温差,增强分子扩散作用的影响。

2.3 管道埋地温度

管道埋地温度与当地气候及季节变化相关,JF原油管道所处地区夏秋两季管道埋地温度较高,春冬两季埋地温度较低。管道埋地温度与当量蜡沉积厚度关系见图5。

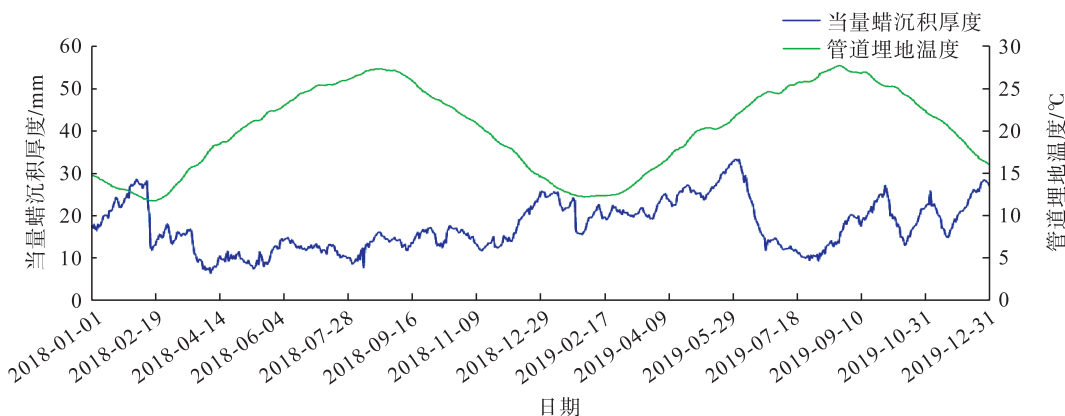


图5 当量蜡沉积厚度与管道埋地温度关系图

Fig. 5 Relationship between pipeline equivalent wax deposition thickness and pipeline buried temperature

由图5可知,管道埋地温度与当量蜡沉积厚度呈负相关,当管道埋地温度增大时,当量蜡沉积厚度随之减小;管道埋地温度减小时,当量蜡沉积厚度随之增大。这是因为管道埋地温度变化会导致原油与管壁之间温度梯度改变,进而影响分子扩散作用^[22];当管道埋地温度升高时,原油与管壁之间温度梯度降低,分子扩散作用减弱,蜡沉积速率降低;反之,当管道埋地温度降低时,原油与管壁之间温度梯度升高,分子扩散作用增强,蜡沉积速率随着升高。

由上述分析可知,分子扩散与剪切剥离作用对管道蜡沉积的影响均较大,而实际生产过程中,油品流量、油品平均温度与管道埋地温度均处于动态变化过程,分析蜡沉积厚度变化规律较困难,因此需要建立蜡沉积动力

学预测模型,根据实时数据预测蜡沉积厚度变化情况。

3 蜡沉积动力学预测模型

考虑到原油管道蜡沉积同时受分子扩散作用与剪切剥离作用影响,本次研究选用Hsu模型^[23-24]建立蜡沉积速率预测模型,见式(8)。

$$\left(\frac{dy}{dt}\right)_i = \left(\frac{k}{\mu_{i-1}} + f_{si-1}\right) \frac{dC}{dT} \left(\frac{dT}{dr}\right)_{i-1} \quad (8)$$

式中: $\frac{dy}{dt}$ 为蜡沉积速率,m/d; μ 为油品平均温度下的黏度,Pa·s; f_s 为剪切力对蜡沉积影响的函数; $\frac{dC}{dT}$ 为蜡在原油中的溶解度系数,1/°C; $\frac{dT}{dr}$ 为径向温度梯度,°C/m; i

为数据标签,表示第 i 天数据; k 为待回归系数。由于蜡沉积是动态过程,本文采用第 $i-1$ 天生产数据预测第 i 天蜡沉积生成速率,故 712 组生产数据可产生 711 组蜡沉积厚度变化数据。

由于管道沿程温降较大,本文选用油品平均温度与管道埋地温度计算径向温度梯度,见式(9)。

$$\frac{dT}{dr} = \frac{T_{pj} - T_0}{r} \quad (9)$$

式中: T_0 为管道埋地温度,℃; r 为有效半径,m。

根据管道实测数据拟合蜡沉积速率公式,回归系数为 k 与 f_s ,拟合结果见式(10),模型预测结果与当量蜡沉积厚度变化量见图 6。

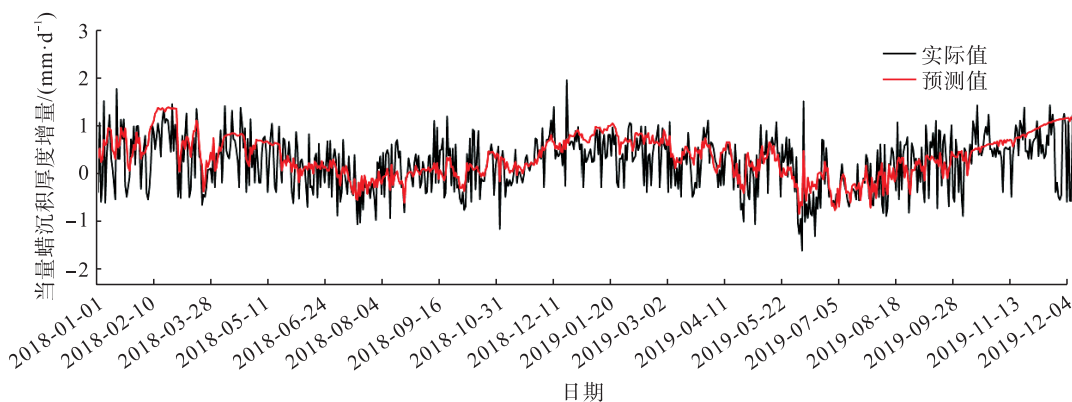


图 6 模型预测结果与实际值对比图

Fig. 6 Comparison of model prediction results with actual values

$$\left(\frac{dy}{dt}\right)_i = \left(0.3957 - \frac{4.806}{\mu_{i-1}} \times 10^{-3}\right) \frac{dC}{dT} \left(\frac{dT}{dr}\right)_{i-1} \quad (10)$$

711 组数据计算结果中,有 518 组数据计算结果与实际变化趋势相同,占比 72.9%,最大误差为 1.74 mm/d,说明通过蜡沉积动力学预测模型计算当量蜡沉积厚度具有可行性。计算结果存在一定误差,原因如下。

1) 现场提供生产数据不够精确,其中压力单位为 MPa,输量单位为 m^3/h ,难以准确计算管道当量蜡沉积厚度、范宁摩阻系数等参数。

2) 本次研究选用第 $i-1$ 天生产数据预测第 i 天当量蜡沉积厚度变化量,且第 $i-1$ 天生产数据为各参数计量值的平均值,蜡沉积动力学预测模型未能考虑 1 天内工况变化(如停泵、增压、倒罐等)的影响。

3) 现场管道跨度较长,但只能提供油品进站与出站数据,故研究中选用沿线油品平均温度计算密度、黏度与温度梯度等,不能准确反映温度变化对蜡沉积的影响。

4) JF 管道投产至今已运行 17 年,管道内壁腐蚀与保温层失效情况严重,管段检修、更换频繁,各段管道粗糙度、传热系数以及内径不一,当量蜡沉积厚度计算时未能考虑上述情况。

受现场条件约束,蜡沉积动力学预测模型计算结果虽不能精准地根据第 $i-1$ 天生产数据预测第 i 天蜡沉积厚度变化量,但计算结果与实际当量蜡沉积厚度变化趋势相同;因此,上述 Hsu 模型可用于评估工况(出站油温与输量)变化与地温变化对蜡沉积的影响。

4 结论与建议

1) 当量蜡沉积厚度虽然不是真实蜡沉积厚度,但其

能够反映蜡沉积对管道整体压降的影响;清管前后,当量蜡沉积厚度变化量与蜡沉积物质量分数呈线性正比,证明当量蜡沉积厚度计算结果准确性较高。

2) 西北地区 JF 原油管道蜡沉积同时受分子扩散与剪切剥离作用影响,提高油品输量与出站温度能够有效降低管道当量蜡沉积厚度;选取 Hsu 模型预测蜡沉积速率;预测模型最大误差为 1.74 mm/d,712 组数据计算结果中,有 518 组数据计算结果与实际变化趋势相同,占比 72.9%。

3) 在本次研究中,现场数据质量较差导致当量蜡沉积厚度计算不够精确;蜡沉积动力学预测模型也未能考虑工况变化与内壁腐蚀等情况,因此以后的研究应该围绕提高计算精度与模型适应性两方面开展;而随着管网仿真技术的成熟与应用,蜡沉积速率动态预测、沉积厚度实时监控将成为可能。

参考文献:

- [1] 国丽萍,李文竹. 含蜡原油及其乳状液蜡沉积研究现状[J]. 油气储运,2017,36(11):1227-1236.
GUO Liping, LI Wenzhu. The research status on wax deposition of waxy crude oil and its emulsions [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36 (11): 1227-1236.
- [2] 许永勃,王妍芝. 含蜡原油管输蜡沉积动力学预测模型研究[J]. 能源化工,2018,39(5):47-52.
XU Yongbo, WANG Yanzhi. Study on prediction model of wax deposition kinetics in waxy crude oil pipe [J]. Energy Chemical Industry, 2018, 39 (5): 47-52.

- [3] 胡志勇, 吴明, 鄯春博, 等. 保温原油管道蜡沉积研究综述[J]. 当代化工, 2013, 42(9): 1312-1315.
HU Zhiyong, WU Ming, FENG Chunbo, et al. Research on wax deposition in thermal insulation oil pipeline [J]. Contemporary Chemical Industry, 2013, 42(9): 1312-1315.
- [4] BROWN T S, NIESEN V, ERICKSON D D. Measurement and prediction of the kinetics of paraffin deposition [J]. Journal of Petroleum Technology, 1995, 47(4): 328-329.
- [5] 张在孝, 黄启玉, 张汛, 等. 流花16-2油田海底管道原油蜡沉积规律模拟分析[J]. 中国海上油气, 2020, 32(6): 172-178.
ZHANG Zaixiao, HUANG Qiyu, ZHANG Xun, et al. Simulation study on wax deposition rate in subsea crude oil pipeline of LH16-2 oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(6): 172-178.
- [6] 李琛, 白帆, 王燕. 濮阳原油蜡沉积特性实验[J]. 油气田地地面工程, 2014, 33(11): 49-50.
LI Chen, BAI Fan, WANG Yan. Experimental study on wax deposition characteristics of Puyang crude oil [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2014, 33(11): 49-50.
- [7] 黄启玉, 张劲军, 高学峰, 等. 大庆原油蜡沉积规律研究[J]. 石油学报, 2006, 27(4): 125-129.
HUANG Qiyu, ZHANG Jinjun, GAO Xuefeng, et al. Study on wax deposition of Daqing crude oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 125-129.
- [8] 陈帝文. 海底混输管道蜡沉积规律与经济清管周期研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019: 1-10.
CHEN Diwen. Study on wax deposition law and economic pigging cycles of submarine mixed pipelines [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019: 1-10.
- [9] 李男. PD原油管道蜡沉积规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018: 1-10.
LI Nan. Study on wax deposition law of PD crude oil pipeline [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018: 1-10.
- [10] 毛高贝. 商用软件模拟蜡沉积分布规律对比研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019: 1-10.
MAO Gaobei. Comparative study on the distribution of wax deposition simulated by commercial software [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019: 1-10.
- [11] 范开峰, 黄启玉, 毕权, 等. 管输含蜡原油沉积物的性质[J]. 油气储运, 2016, 35(9): 946-951.
FAN Kaifeng, HUANG Qiyu, BI Quan, et al. Properties of deposits in waxy crude oil pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(9): 946-951.
- [12] SVENDSEN J A. Mathematical modeling of wax deposition in oil pipeline systems [J]. AIChE Journal, 1993, 39(8): 1377-1388.
- [13] MAJEED A, BRINGEDAL B, OVERA S. Model calculates wax deposition for North Sea oils [J]. Oil and Gas Journal, 1990, 88(25): 63-69.
- [14] 蔡均猛, 张国忠, 张树文, 等. 利用模型环道研究原油蜡沉积[J]. 管道技术与设备, 2003(5): 4-6.
CAI Junmeng, ZHANG Guozhong, ZHANG Shuwen, et al. Research on wax deposition from crude oils using model loop [J]. Pipeline Technique and Equipment, 2003(5): 4-6.
- [15] HSU J J C, SANTAMARIA M M, BRUBAKER J P. Wax deposition of waxy live crudes under turbulent flow conditions [C] // Proceedings of the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition, 25-28 September, 1994, New Orleans, Louisiana, United States. New York: SPE, 1994.
- [16] 袁兆祺. 英牙凝析油管道蜡沉积及清管周期研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018: 1-10.
YUAN Zhaoqi. The study of Yingya oil pipeline wax deposition and pigging period [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018: 1-10.
- [17] 董良辰. 苏嵯管道混输原油蜡沉积规律及清蜡周期研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017: 1-10.
DONG Liangchen. Research on Su Cuo pipeline mixed oil wax deposition rules and paraffin removal cycle [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017: 1-10.
- [18] 丁慧. 庆—俄油混输条件下庆哈输油管道蜡沉积规律研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2018: 1-10.
DING Hui. Study on wax deposition rule of Qingha oil pipeline under the condition of Qing-Russia oil mixed transportation [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2018: 1-10.
- [19] 刘朝阳, 栾石柱, 韩文超, 等. 含蜡原油蜡沉积影响因素对比试验[J]. 油气储运, 2021, 40(1): 78-83.
LIU Zhaoyang, LUAN Shizhu, HAN Wenchao, et al. Comparison test of factors affecting wax deposition of waxy crude oil [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2021, 40(1): 78-83.
- [20] JESSEN F W, HOWELL J N. Effect of flow rate on paraffin accumulation in plastic, steel, and coated pipe [J]. Transactions of the AIME, 1958, 213(1): 80-84.
- [21] HAMOUDA A A, RAVNEOY J M. Prediction of wax deposition in pipelines and field experience on the influence of wax on drag-reducer performance [C] // Proceedings of the 24th Offshore Technology Conference, 4-7 May, 1992, Houston, Texas, United States. Houston: OTC, 1992.
- [22] BURGER E D, PERKINS T K, STRIEGLER J H. Studies of wax deposition in the trans-Alaska pipeline [J]. Journal of Petroleum Technology, 1981, 33(6): 1075-1086.
- [23] HSU J J C, LIAN S J, LIU M, et al. Validation of wax deposition model by a field test [C] // Proceedings of the SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, 2-6 November, 1998, Beijing, China. New York: SPE, 1998.
- [24] HSU J J C, SANTAMARIA M M. Wax deposition of waxy live crudes under turbulent flow conditions [J]. Journal of Petroleum Technology, 1996, 21(12): 452-460.