

引文: 吕杨, 张瀚文, 刘罗茜, 等. 高含水原油干线管道低温集输理论基础及现场试验[J]. 油气储运, 2024, 43(8): 916-925.

LYU Yang, ZHANG Hanwen, LIU Luoqian, et al. Theoretical basis and field experiment of low-temperature gathering and transportation for high water-cut crude trunk pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(8): 916-925.

## 高含水原油干线管道低温集输理论基础及现场试验

吕杨<sup>1</sup> 张瀚文<sup>2</sup> 刘罗茜<sup>2</sup> 张富强<sup>3</sup>

1. 国家管网集团油气调控中心; 2. 国家管网集团科学技术研究总院分公司; 3. 中国石油工程项目管理公司天津设计院

**摘要:**【目的】目前中国大部分内陆油田已进入高含水开采阶段, 含水率达90%以上甚至有个别区块的含水率大于95%, 导致油田地面集输系统的加热能耗较高。为解决这一问题, 部分高含水油田开展了高含水原油低温集输的现场试验, 但仍存在“能否降温、降到多少温度以及是否发生粘壁现象”的工程技术问题。【方法】利用室内实验与数值模拟相结合的方法对高含水原油低温集输粘壁温度(最低进站温度)进行了测试与模拟, 得到了输送温度、析蜡特性对粘壁现象的影响规律, 发现了析蜡点、析蜡高峰与粘壁温度的相关性。利用 Pipesim 软件对集输管道的水力热力特性进行了模拟计算, 探究了不同进站温度下管道沿线的温度与压降。【结果】集输干线实现了外输温度从原本的55℃降至39℃的低温集输, 在外输温度降低16℃的工况下, 低温集输管道可安全运行。同时热力中转站W5的加热炉单日可节省天然气2 032 m<sup>3</sup>, 取得了良好的经济效益, 并在此基础上制定了高含水原油的低温集输方案与流动保障措施。【结论】研究成果可保障集输管道在降温过程中的安全运行与风险预测预警, 未来可通过引入修正系数或优化水力热力计算模型算法来提升高含水原油地面集输管网的水力热力计算精度。该集输干线低温集输现场试验可为高含水油田开展低温集输工作提供经验参考与工程应用实例。(图11, 表2, 参23)

**关键词:** 高含水原油; 低温集输; 粘壁现象; 粘壁温度; 工程应用

中图分类号: TE832

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2024)08-0916-10

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2024.08.008

## Theoretical basis and field experiment of low-temperature gathering and transportation for high water-cut crude trunk pipeline

LYU Yang<sup>1</sup>, ZHANG Hanwen<sup>2</sup>, LIU Luoqian<sup>2</sup>, ZHANG Fuqiang<sup>3</sup>

1. PipeChina Oil & Gas Control Center; 2. PipeChina Institute of Science and Technology; 3. Tianjin Design Institute of CNPC Project Management Company

**Abstract:** 【Objective】 Most inland oil fields in China are currently in the high water-cut production stage, with a water cut of generally above 90% and even exceeding 95% in some blocks. This situation leads to increased heating energy consumption for the surface gathering and transportation systems of these oil fields. In an effort to address this challenge, field experiments on low-temperature gathering and transportation of high water-cut crude oil have been conducted in some high water-cut oil fields. Nevertheless, some engineering technical uncertainties persist, such as the feasibility of temperature reduction, the extent to which temperature can be decreased, and the potential wall-sticking occurrence. 【Methods】 The wall-sticking occurrence temperature (minimum inlet temperature) for low-temperature gathering and transportation of high water-cut crude oil pipelines was investigated through laboratory experiments and numerical simulations. The results revealed the impacts of transportation temperatures and wax precipitation characteristics on wall-sticking occurrence, leading to the establishment of correlations between wax precipitation points/peaks and wall-sticking occurrence temperatures. Furthermore, the hydraulic and thermal properties of the gathering and transportation pipelines were simulated using Pipesim software to assess temperature profiles and pressure drops along the pipelines with different inlet temperatures. 【Results】 The trunk pipeline operated safely for oil gathering and transportation, with the outlet temperature reduced from 55 °C to 39 °C (a decrease of 16 °C). Additionally, the heating furnace at the W5 heating transfer station realized a natural gas saving of 2 032 m<sup>3</sup> per day, showcasing significant

economic advantages. Building upon the research results, a low-temperature gathering and transportation solution for high water-cut crude oil and flow assurance measures were developed. **[Conclusion]** The research findings can be applied to ensure safe operations and facilitate risk prediction and early warning for gathering and transportation pipelines undergoing temperature reduction. Future studies may incorporate correction coefficients or optimize algorithms within the hydraulic and thermal computational model to enhance the precision of hydraulic and thermal calculations for surface gathering and transportation pipeline networks handling high water-cut crude oil. This field experiment involving the low-temperature gathering and transportation trunk pipeline serves as a valuable reference and practical example for implementing low-temperature gathering and transportation in high water-cut oil fields. (11 Figures, 2 Tables, 23 References)

**Key words:** high water-cut crude oil, low-temperature gathering and transportation, wall-sticking occurrence, wall-sticking occurrence temperature, engineering application

“十四·五”规划中,推进能源革命,建设清洁、低碳、安全、高效的能源体系是党和政府对传统能源行业的新要求。针对高含水油田地面集输系统的运行特点,低温集输是提高能源利用率、建设安全高效现代化能源体系的有效方法之一<sup>[1]</sup>,确定合理的集输温度是本领域的研究重点。20世纪90年代,宋承毅<sup>[2]</sup>开展了高含水单井低温集输现场尝试性试验,发现大产液量单井相对容易实现低温集输,但该结论缺乏相应的理论指导。随后,诸多学者又开发出了相关的实验设备<sup>[3-4]</sup>,如转轮流动模拟器<sup>[5]</sup>、环道实验装置<sup>[6]</sup>、搅拌模拟装置<sup>[7]</sup>、改良冷指装置<sup>[3]</sup>及粘壁测试装置<sup>[8]</sup>等。对于高含水含蜡原油粘壁温度的测试,目前已经开发了粘壁温度测试装置,并提出了搅拌模拟测试方法<sup>[7]</sup>,为室内实验打下了坚实的基础。

在粘壁现象变化规律的研究中,崔悦<sup>[7]</sup>发现含蜡原油存在粘壁质量的突变点,且蜡组分对粘壁现象的影响较为显著。时浩<sup>[9]</sup>研究发现稠油中不存在突变点,粘壁质量是随着温度降低而逐渐增加的。胶质和沥青质均具备较强的分子极性与较大的分子量,其对含蜡原油粘壁现象的影响并不显著,但在稠油中较为明显。水相存在着乳化<sup>[10]</sup>、润湿<sup>[11]</sup>及降黏<sup>[12]</sup>共3方面作用,时浩<sup>[9]</sup>研究发现含水率每升高10%,压力梯度会降低8%~9%。李晓宇等<sup>[12-14]</sup>研究发现水相组成对高含水原油集输管道粘壁现象的影响实则是矿物离子对油滴分子间相互作用力的影响,打破油滴间相互聚并趋势从而缓解粘壁现象。为揭示粘壁机理并明确油滴的粘附过程, Li等<sup>[8,15]</sup>基于润湿理论探明了水环境中不易发生粘附的管道材质,并构建了超疏油表面涂层。张富强等<sup>[16-17]</sup>研究发现含蜡油与稠油的粘附能是在一定范围内波动的,并未与温度呈现出单一的变化规

律,而内聚能呈现出与温度变化的负相关趋势。LYU等<sup>[14]</sup>基于DLVO理论建立了粘附能量预测模型,并提出了以润湿与酸碱理论为主的多种物理化学相互作用并存的粘附机理。

可见,开展高含水原油集输管道低温集输现场试验,首先需在室内开展基础性研究工作,明确低温集输粘壁现象的变化规律以及相关理论基础,并测试当前工况下的粘壁温度,从而确定合理的最低进站温度;随后,依据室内实验粘壁温度测试结果,确定数值模拟中集输管网工况运行的边界条件,并开展集输管网水力热力计算,模拟低温集输的可行性;最终,综合考虑室内实验与数值模拟的结果,并制定相应的低温集输方案与流动保障措施后,即可开展高含水原油低温集输现场试验,以期高含水油田开展低温集输工作提供重要参考。

## 1 原油/水/管壁体系界面粘附实验

### 1.1 实验材料与装置

实验采用的含蜡原油样品来自中国海油南海东部油田某高含水区块上游热力中转站(命名为W5)与下游热力中转站(命名为W8)。在实验开始前,需对W5、W8样品进行热处理以消除热效应和剪切效应。根据GB/T 510—2018《石油产品凝点测定法》、GB/T 1884—2000《原油和液体石油密度实验室测定法》、GB/T 26982—2011《原油蜡含量的测定》可得到两种样品的基础物性参数与析蜡特性(表1)。可见,两种样品的基础物性参数与析蜡特性较为相似,其原因为两种样品是在集输干线相邻两个热力中转站取样得到的。

表1 中国东部油田某高含水区块含蜡原油 W5、W8 样品的基础物性参数与析蜡特性表

Table 1 Basic physical property parameters and wax precipitation characteristics of waxy crude oil samples W5 and W8 from a high water-cut block in an oil field in eastern China

样品	脱水后凝点/℃	20℃下密度/(kg·m <sup>-3</sup> )	析蜡点/℃	含蜡质量分数	析蜡高峰温度/℃
W5	31	869	39.79	18.21%	27.18
W8	35	887	38.87	19.82%	27.13

根据 SY/T 0520—2008《原油粘度测定 旋转粘度计平衡法》，使用 Anton Paar Rheolab QC 流变仪对 W5、W8 样品进行黏温数据测定，得到两种样品的黏温曲线(图 1)。

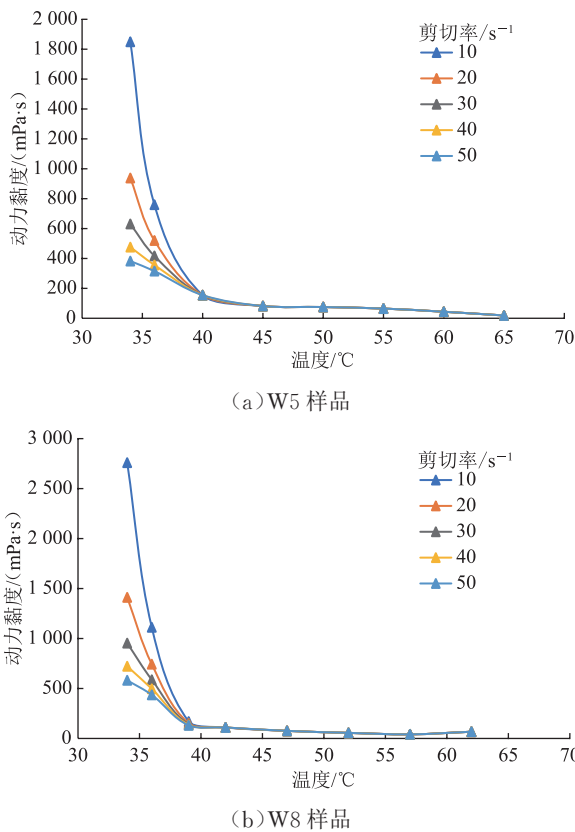


图1 中国东部油田某高含水区块含蜡原油 W5、W8 样品在不同剪切率下的黏温曲线

Fig. 1 Viscosity-temperature curves of waxy crude oil samples W5 and W8 from a high water-cut block in an oil field in eastern China at different shear rates

实验使用的设备为原油/水/管壁体系界面粘附装置(图 2)，该装置是在搅拌模拟罐的基础上设计开发的，主要由控温搅拌槽、搅拌控制盒以及控温水浴组成，可实现对高含水含蜡原油粘壁质量、粘壁温度的测试。其中，搅拌控制盒由温度传感器和转速控制器构成，转速控制范围为 0~1 500 r/min，控温范围为 -5~100℃，精度为 ±0.01℃。

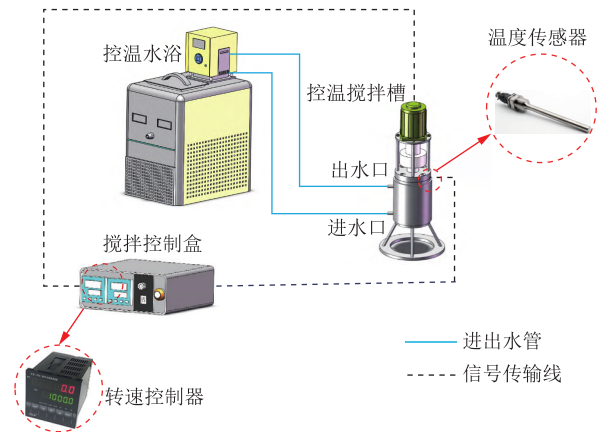


图2 原油/水/管壁体系界面粘附实验装置结构示意图  
Fig. 2 Structure of experimental setup for interface adhesion of crude oil/water/pipe wall system

### 1.2 实验步骤与原理

原油/水/管壁体系界面粘附实验的关键点为：①根据实际管道的运行工况计算管流的剪切率，在此基础上换算成搅拌转速来开展不同流动条件下的界面粘附实验；②通过实验数据来判断粘壁质量的“突变点”，以此研判低温集输的粘壁温度。具体的实验操作步骤为：①油水混合液(油水乳状液和游离水)的制备。按照实验要求在井口温度(根据现场实际井口温度确定)下采用一次性加水(加水量为计算乳化水与游离水的总体积)的方式制备 200 mL 综合含水率 90% 的油水混合液<sup>[21]</sup>，搅拌转速设置为 1 000 r/min，搅拌时间为 10 min。制备完成后在预设温度下将油水混合液恒温 30 min。②打开搅拌系统并设置对应工况下的转速，开始模拟恒温流动及降温过程，降温至预定温度后再进行恒温过程。关闭搅拌系统，用刮板刮取表面的粘壁层，并置于试纸上进行质量计量。重复此步骤直至出现粘壁质量的“突变点”。

界面粘附装置的基本构造与搅拌模拟法类似，也存在与实际管道剪切率之间换算的问题。搅拌桨垂直置于搅拌罐的中心，其内部不同位置处搅拌强度不同，即远离搅拌桨中心区域的搅拌强度较弱，中心区域的搅拌强度较大。为了有效量化装置内部空间的剪切率并与实际管道输送建立对应关系，借鉴张劲军等<sup>[22]</sup>的研究成果，利用体积能量耗散率与剪切率的关系建立原油/水/管壁体系界面粘附装置平均剪切率计算方法。首先，可根据实际管道内的体积平均能量耗散率来计算管道的平均剪切率<sup>[22]</sup>，其表达式为：

$$\gamma_p = \left(\frac{\Phi}{K}\right)^{\frac{1}{n+1}} = \left(\frac{\rho_p g Q h}{\pi R_p^2 K L}\right)^{\frac{1}{n+1}} = \left(\frac{2 f \rho_p v_p^3}{K D}\right)^{\frac{1}{n+1}} \quad (1)$$

式中:  $\gamma_p$  为实际管道内的平均剪切率,  $s^{-1}$ ;  $\Phi$  为长度为  $L$  的管道总能量耗散率,  $W/m^3$ ;  $K$  为幂律流体的稠度系数,  $Pa \cdot s^n$ ;  $n$  为流体介质的流动行为指数, 当流体为牛顿流体时,  $n=1$ ;  $\rho_p$  为实际管道内流体介质的密度,  $kg/m^3$ ;  $g$  为重力加速度,  $m/s^2$ ;  $Q$  为管输的体积流量,  $m^3/s$ ;  $h$  为水头损失,  $m$ ;  $R_p$  为管道内壁截面半径,  $m$ ;  $L$  为管道长度,  $m$ ;  $f$  为管道的摩阻系数,  $N/m$ ;  $v_p$  为实际管道内流体介质的平均流速,  $m/s$ ;  $D$  为管道内径,  $m$ 。

原油/水/管壁体系界面粘附装置内部平均剪切率<sup>[22]</sup>的表达式为:

$$\gamma_h = \frac{n+1}{2} \sqrt{\frac{P}{KV_h}} \quad (2)$$

$$P = 2 \pi MN \quad (3)$$

式中:  $\gamma_h$  为粘附装置内部平均剪切率,  $s^{-1}$ ;  $P$  为搅拌输入的轴功率,  $W$ ;  $M$  为搅拌桨扭矩,  $N \cdot m$ ;  $N$  为搅拌转速,  $r/min$ ;  $V_h$  为粘附装置内部油水混合液体积,  $m^3$ 。

最后, 建立实际管道平均剪切率与界面粘附装置内部平均剪切率的等量关系<sup>[19]</sup>, 得到搅拌转速  $N$  的求解方法及其拟合关系式, 具体表达式分别为:

$$N = \frac{f \rho_p v_p^3 V_h}{\pi M D} \quad (4)$$

$$N = a v_p^b K^c n^d \quad (5)$$

式中:  $a \sim d$  为实验数据拟合系数。

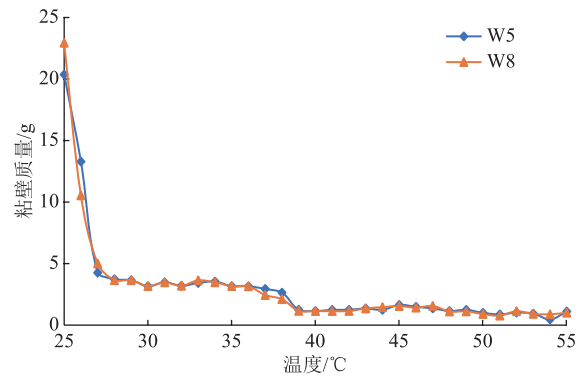
粘附实验的数据分析主要考虑两个方面: ①粘壁温度的判别; ②粘壁质量与粘壁速率的计算。通过实验测定的凝油粘壁质量判别“质量突变”的对应温度点, 即为粘壁温度。测试并记录每一个测试温度点的粘壁质量, 通过粘壁质量与实验时长计算体系的粘壁速率, 其表达式为:

$$v_i = 144 \left( R_h - \sqrt{R_h^2 - \frac{m_o}{\pi \rho_o l}} \right) / t \quad (6)$$

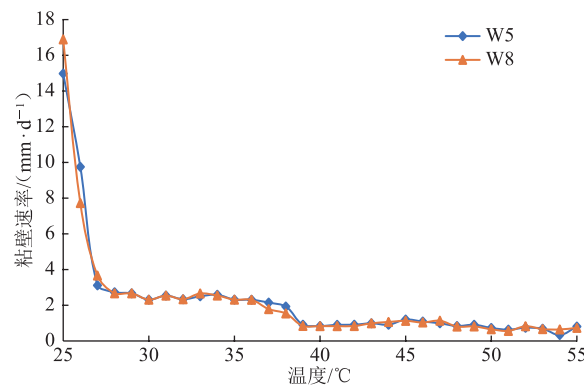
式中:  $v_i$  为原油/水/管壁体系的粘壁速率,  $mm/d$ ;  $R_h$  为粘附装置的内表面半径,  $m$ ;  $m_o$  为搅拌 10 min 时壁面上原油的粘壁质量,  $kg$ ;  $\rho_o$  为油相在测试温度下的密度,  $kg/m^3$ ;  $l$  为粘附装置内部高度,  $m$ ;  $t$  为搅拌模拟的时间,  $s$ 。

### 1.3 实验结果讨论与分析

采用原油/水/管壁体系界面粘附装置模拟含水率 90% 条件下集输管道凝油粘壁现象, 得到 W5、W8 样品的粘壁质量、粘壁速率随温度的变化曲线(图 3)。可见, W5 样品、W8 样品均在 27 °C 时发生粘壁质量的“突变”现象, 其粘壁质量从 4.26 g、5.01 g 分别增



(a) 粘壁质量



(b) 粘壁速率

图 3 W5、W8 样品的粘壁质量、粘壁速率随温度的变化曲线  
Fig. 3 Variation curves of wall-sticking mass and rate with temperature for samples W5 and W8

至 20.36 g、22.94 g, 故两种样品的粘壁温度均为 27 °C, 其原因是两种样品具备类似的基础物性参数和析蜡特性。随着温度的降低, 两种样品的粘壁质量与粘壁速率均呈现出先平缓增加后急剧增大的变化趋势。40~55 °C 属于高温区间, 两种样品的粘壁质量为 1~2 g, 仅能在管壁表面形成初始粘附层或进行油润湿; 30~40 °C 属于中等温度区间, 为粘壁层的发展提供了生长环境, 两种样品的粘壁质量为 2~4 g, 相较于高温区间粘壁质量增加了 1 倍, 管壁表面形成了初始粘壁层; 30 °C 以下属于低温区间, 两种样品的粘壁质量发生“突变”, 在较低的温度下甚至出现了大于 20 g 的粘壁质量, 粘壁速率也超过了 15 mm/d, 粘壁层的急剧生长直接引起高含水集输管道内的有效流通面积减小, 增加了井口回压与干线压力, 进而影响油田区块的安全生产。

崔悦<sup>[7]</sup>在高含水含蜡原油粘壁现象的研究中, 利用灰度关联法发现影响粘壁现象最大的组分是蜡(关联度为 0.919 0), 其次是沥青质(关联度为 0.732 1)、胶质(关联度为 0.631 0)。在前人研究的基础上, 采用上述实验得到 W5、W8 样品的析蜡特性曲线(图 4, 图中

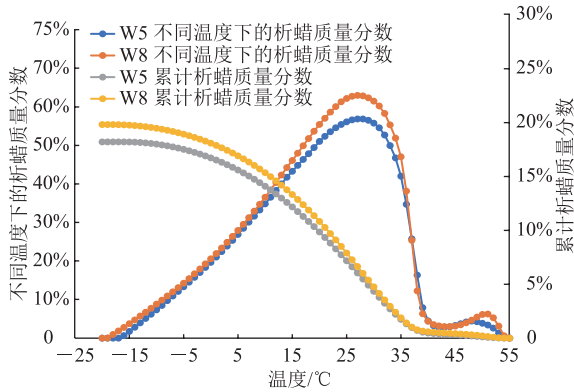


图4 W5、W8样品的析蜡特性曲线  
Fig. 4 Wax precipitation characteristic curves of samples W5 and W8

不同温度下的析蜡质量分数为油样在不同温度点下析出蜡的质量分数；累积析蜡质量分数为油样从55℃降至所在温度点下析出蜡的质量分数。可见，温度降至38~39℃时，W5、W8样品的析蜡质量分数开始急剧增大，为0.12%~0.16%；累积析蜡质量分数较低，为0.72%~1.00%。在当前析蜡特性趋势下，仅具备初始粘壁层的形成条件，并未造成大规模的管道粘壁现象。随着温度继续降低，析蜡质量分数和累积析蜡质量分数逐渐增大，粘壁质量也从2.11~2.64 g增至4.26~5.01 g附近(图3a)。当达到析蜡高峰(27℃)时，油样中的析蜡质量分数达到最大，为57%~63%，同时累积析蜡质量分数也达到6.05%~6.65%。由文献[23]可知，当油样中析出质量分数为2%的蜡组分时，会产生胶凝结构并粘附于管壁表面。结合图3a的数据变化可知，低于27℃时W5、W8样品的粘壁质量均在10 g以上且粘壁质量发生突变，这与27℃达到析蜡高峰所引起的蜡晶大规模析出现象相符。因此，当输送温度达到油品的“析蜡高峰”时，发生集输管道粘壁现象的风险最大，严重时甚至会造成集输管道末端堵塞。综上，在判别含蜡原油的粘壁温度时，可以参考样品的析蜡特性提前对集输边界条件进行判断。

## 2 高含水原油低温集输干线水力热力数值模拟

开展低温集输干线水力热力数值模拟计算是为了在开展现场低温输送试验之前，模拟集输干线的运行工况，摸清管道内的水力热力特性，提前预测和识别低温集输管道的运行风险，为下一步制定低温集输方案和流动保障措施提供理论依据与数据基础。

### 2.1 集输干线运行概况

通过原油/水/管壁体系界面粘附实验测试得到W5、W8样品的粘壁温度为27℃，但若贸然设置27℃为最低的进站温度则缺乏现场经验支持，甚至会造成不可逆的油田生产安全事故。因此，在开展低温集输现场试验之前需要对目标管道的水力热力特性进行模拟计算，以确保实际生产管道的安全平稳运行。W5—W8集输干线管道(图5)全线外径114 mm，壁厚5.5 mm。油流从W5热力中转站出发，中间途经W8-3计量间、W8-14计量间，终点为W8热力中转站。低温输送前W5热力中转站外输液量为675.6 t/d(含水率90%)，出站压力为1.6 MPa(允许的最大外输压力为2.5 MPa)，出站温度55℃。W8-3计量间处注入W8-3区块来液，注入流量为130.4 t/d，注入温度为40℃。W8-14计量间处注入W8-14区块来液，注入流量为115.7 t/d，注入温度为36℃。油流最终到达W8热力中转站，进站温度为48℃。

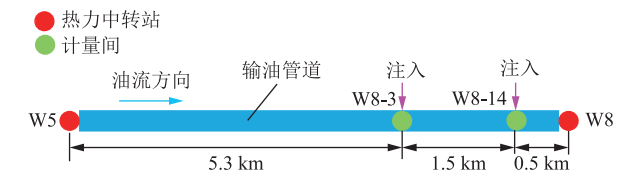


图5 W5—W8集输干线管道结构示意图  
Fig. 5 Structure of gathering and transportation trunk pipeline between W5 and W8

### 2.2 模型建立

数值模拟采用Pipesim2022.1软件进行建模(图6)，流体介质采用Fluid manager中的“黑油模型”进行参数确定。W5热力中转站、W8热力中转站、W8-3计量间、W8-14计量间采用“Source”进行油流压力、温度、流量的设定。选用“Junctions”作为W5—W8集输干线中的注入节点，并在W8-3、W8-14计量间进行油流介质的注入，W8-3in、W8-14in均为注入节点。

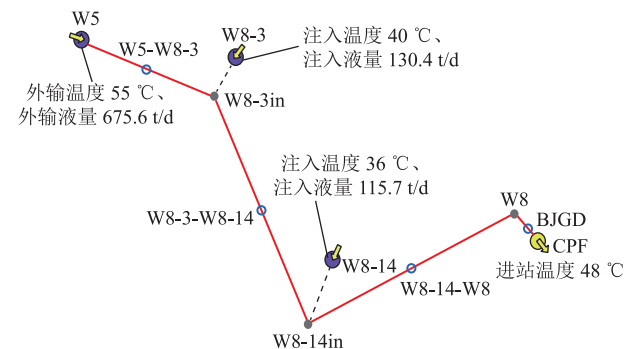


图6 W5—W8集输干线管道拓扑结构图  
Fig. 6 Topology of gathering and transportation trunk pipeline between W5 and W8

集输干线管段设置为 W5-W8-3 管段、W8-3-W8-14 管段、W8-14-W8 管段以及进入联合站节点 CPF 的汇管 BJGD, 联合站 CPF 节点设置为流量和温度出口。建立数值模型之后, 对模型进行了验证工作<sup>[1]</sup>。可见, 在管道实际运行中, 55 °C 的外输温度干线压力为 1.61~1.65 MPa。在数值模拟中, 55 °C 的外输温度干线压力为 1.56 MPa, 误差为 6.67%~13.85% 且在 ±25% 以内的数值模拟结果具备准确性, 可以指导实际管道运行。

### 2.3 模拟结果

采用上述模型模拟得到外输流量不变、14 种不同外输温度 (30~55 °C 区间内) 下 W5—W8 集输干线沿程压降变化曲线 (图 7) 及 W5 热力中转运站的压力变化曲线 (图 8)。可见, W5—W8 集输干线的沿程压降随着温度的降低逐渐增大。当油流经过 5.3 km 的集输干线到达 W8-3 计量间时, 压降变化速率增幅为 15%~25%。同时, 在模拟计算过程中发现管道最大压降为 1.57 MPa, 出现在输送温度为 30 °C 时; 最小压

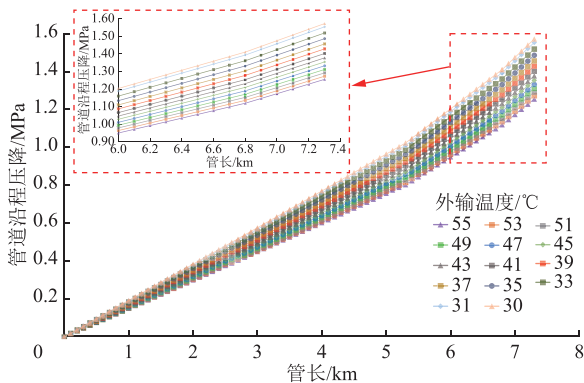


图 7 外输流量不变、14 种不同外输温度下 W5—W8 集输干线沿程压降变化曲线

Fig. 7 Variation curves of pressure drop along gathering and transportation trunk pipeline between W5 and W8 under constant outflow volume and 14 different outlet temperatures

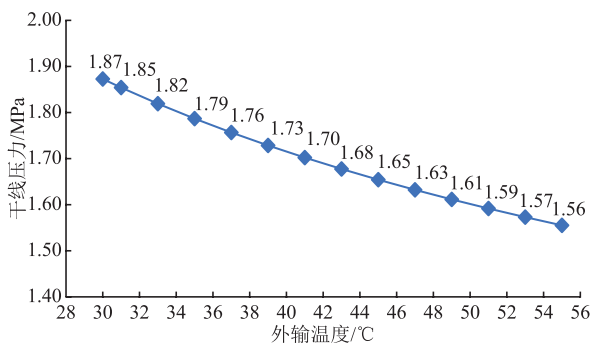


图 8 外输流量不变、14 种不同外输温度下 W5 热力中转运站外输干线压力变化曲线

Fig. 8 Variation curve of pressure in trunk pipeline at W5 heating transfer station under constant outflow volume and 14 different outlet temperatures

降为 1.26 MPa, 出现在输送温度为 55 °C 时。通过数据分析可知, 外输温度从 55 °C 降至 30 °C, W5—W8 集输干线的压降增加了约 25% (图 7)。以 W5 热力中转运站为例, 干线压力从 55 °C 的 1.56 MPa 增至 30 °C 的 1.87 MPa。可见, 在外输温度降低 25 °C 的情况下, 干线压力增幅约 20% (图 8), 保证了集输干线在不超过压的情况下进行低温输送。

已知 W8-3、W8-14 计量间在干线来油温度较低时具备对油流的加热升温作用, 故应保证在进入 W8-3、W8-14 计量间处的来油温度不低于 27 °C。采用上述模型模拟得到外输流量不变、14 种不同外输温度 (30~55 °C 区间内) 下 W5—W8 集输干线沿程温度变化曲线 (图 9)。可见, 55 °C、30 °C 外输时, W8 热力中转运站进站温度分别为 47.19 °C、30.82 °C。外输温度越低, 集输干线的温降越小, 55 °C 外输时温降为 7.81 °C; 30 °C 外输时由于 W8-3、W8-14 计量间注入温度高于来油温度, 在 W8 站处的进站温度还升高了 0.82 °C。同时, 发现在 41 °C 以下的工况条件下进行输送, W8-3、W8-14 计量间的注入温度高于管道内的输送温度, 对集输干线中的油流具备小幅加热升温的作用, 保障了较低温度下集输干线的安全平稳运行。

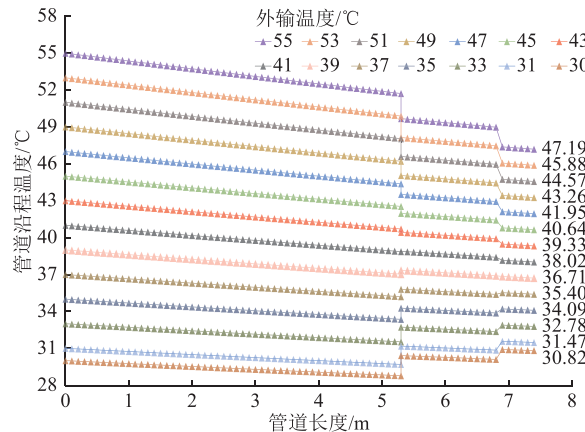


图 9 外输流量不变、14 种不同外输温度下 W5—W8 集输干线沿程温度变化曲线

Fig. 9 Variation curves of temperature along gathering and transportation trunk pipeline between W5 and W8 under constant outflow volume and 14 different outlet temperatures

通过上述原油/水/管壁体系界面粘附实验可知, 理论上 W5—W8 集输干线最低的进站温度为 27 °C, 因此, 集输干线管道内的温度分布理论上只要大于 27 °C 即可保障管道的安全运行。结合集输报表中现场加热炉与上游来油的实际情况, 发现上游来油温度为 39 °C, 若完全关闭 W5 热力中转运站的加热炉, 油流则会以 39 °C 的温度进行输送。由图 9 可知, 在最低外输温度为 39 °C 工

况下, W8 热力中转站进站温度为 36.71 °C, 远大于测试出的粘壁温度(27 °C)。由图 8 可知, 当外输温度从原本的 55 °C 降至 39 °C 的(降温幅度为 16 °C)降温过程中, 干线压力升高约 10%。因此, W5—W8 集输干线具备开展低温输送的可行性, 可根据粘壁温度和水力热力特性制定低温集输方案与流动保障措施。

### 3 高含水原油低温集输干线现场试验

#### 3.1 低温集输方案与流动保障措施

查阅近 1 年内的现场集输报表可知, W5 热力中转站上游来油温度最低为 39 °C, 假定 W5 热力中转站的加热炉完全关闭, 其油流最低出站温度即为 39 °C。因此, 无法降至粘附实验测试的粘壁温度(27 °C), 故据此外输温度及水力热力特性制定 W5—W8 集输干线的低温集输方案与流动保障措施。

##### 3.1.1 低温集输方案

W5—W8 集输干线实行阶梯式降温(每次降温 2 °C)方案, 降温范围为 55~39 °C。55~53 °C 维持 1~2 天, 关注沿线管道压力变化, 若在 1~2 天内压力变化不明显且不出现干线超压的情况, 说明降温对沿线管道输送情况无影响, 可以继续实施集输干线的降温工作; 若干线压力较大且超过管道允许的最大外输压力, 则立刻停止降温工作, 并采取加热升温措施, 使干线压力恢复正常, 保证集输干线管道的安全平稳运行。重复上述的降温步骤, 逐步完成 53~51 °C、51~49 °C、49~47 °C、47~45 °C、45~43 °C、43~41 °C、41~39 °C 的低温集输现场试验。W5 热力中转站出站温度降低后应时刻关注沿线管道压力变化, 若出现干线压力变化较大或超压的情况, 应及时按照制定的流动保障措施进行操作, 防止造成损失。

##### 3.1.2 流动保障措施

应对 W5—W8 集输干线低温集输的流动保障措施分为监控、加热及热洗 3 个方面。首先, 在降温过程中监控人员应全天 24 h 到岗值班, 并时刻关注 W5—W8 集输干线沿线压力与温度变化, 以便及时发现管道的运行风险。其次, W5—W8 集输干线沿线应配备热洗车, 如果出现沿线管道压力变化较大的情况, 管道后半段会出现凝油堵塞管道的现象, 此时可以使用热洗车在 W8-3、W8-14 计量间进行后半段的集输干线管道热洗作业。最后, W5 热力中转站应保证充足气源,

确保加热炉随时可以正常工作。当管道沿线温度较低时, 较多凝油团块会粘附在管壁上, 促使集输干线压力变化较大。此时应重新启动加热炉以提高 W5 热力中转站的外输温度, 使得集输干线解除凝油粘壁风险, 恢复平稳安全运行。

#### 3.2 现场试验结果

根据上述低温集输方案与流动保障措施开展了 W5—W8 集输干线的低温集输现场试验。该现场试验的时间选在 2020 年 12 月至 2021 年 2 月, 管道沿线的环境温度为 -1~10 °C, 管道埋深处的地温为 3~5 °C, 共分 3 种集输工况(表 2)。在开始低温集输现场试验之前, 需要对 Pipesim 软件计算模拟结果的准确性进行验证。根据图 8 可知, W5 热力中转站模拟计算得出的干线压力为 1.56 MPa, 与现场实际的干线压力相对误差为 4.88%, 说明模拟计算的水力热力结果较为准确, 可以根据模拟的水力热力计算结果开展低温集输现场试验。

表 2 W5—W8 集输干线现场试验工况表  
Table 2 Conditions for field experiment of gathering and transportation trunk pipeline between W5 and W8

工况编号	工况名称	输送时间/d	工况描述
工况 I	正常集输	10	W5 热力中转站外输温度 55 °C
工况 II	降温集输	20	W5 热力中转站外输温度从 55 °C 降至 39 °C
工况 III	低温集输	70	W5 热力中转站加热炉关闭, 外输温度稳定在 39 °C

根据低温集输现场试验 W5 热力中转站干线压力变化(图 10)可知, 工况 I 中 W5 热力中转干线压力平均值为 1.64 MPa, 波动范围为 1.61~1.70 MPa; 工况 II 中 W5 热力中转干线压力平均值为 1.68 MPa, 波动范围为 1.60~1.73 MPa, 其相较于工况 I 外输温度降低

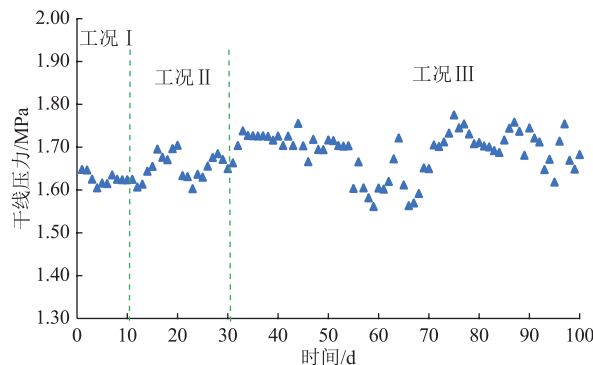


图 10 低温集输现场试验 W5 热力中转站干线压力变化图  
Fig. 10 Pressure profile of trunk pipeline at W5 heating transfer station in the field experiment for low-temperature gathering and transportation

了 16 °C,干线压力平均值增加了 0.04 MPa,干线压力波动范围也扩大了 0.04 MPa;工况 III 中 W5 热力中转站的加热炉处于完全关闭的状态,实现了热力越站,仅依靠上游来液的温度进行输送,其干线压力平均值为 1.68 MPa,波动范围为 1.56~1.78 MPa,相较于工况 I,干线压力平均值增加了 0.04 MPa,干线压力波动范围扩大了 0.13 MPa。

总体而言,在为期 100 天的现场试验中,W5 热力中转站的压力波动范围在 1.50~1.80 MPa 之间,平均干线压力增幅约 15%。外输温度从 55 °C 降至 39 °C,降低了 16 °C,但并未引起管道的凝油粘壁现象,也没有给管道带来安全风险。低温集输现场试验的成功,有利于进一步推广低温集输技术在高含水含蜡油田地面集输系统上的应用。然而,仍需关注的是地面集输系统是一个系统工程,单一降低某个节点的温度,一方面对于整体集输系统的节能降耗工作影响不大,另一方面还需考虑下游脱水、原油处理等问题。因此,在低温集输领域仍有诸多配套问题未解决,需开展更加深入的研究。

### 3.3 经济效益核算

完成 W5—W8 集输干线低温集输现场试验后,应对低温集输前后的能耗进行对比分析。降低 W5 热力中转站外输温度后,运行的热力费用会减少,但输送的动力费用也会随之增加。以日平均费用(热力费用+动力费用)为核算目标,查阅相关设计手册,取加热炉效率为 80%,泵效率为 85%,天然气价格为 3 元/m<sup>3</sup>,电价为 0.6 元/(kW·h)。W5—W8 集输干线运行的日平均费用  $F$  的表达式为:

$$F = F_N + F_M \quad (7)$$

$$F_N = \frac{Gc\Delta T}{q\eta_1} e_q \quad (8)$$

$$F_M = \frac{24 Q\Delta p}{1000 \eta_b} e_d \quad (9)$$

式中: $F_N$ 、 $F_M$  分别为加热炉的热力费用、管道运行的动力费用,元/d; $G$  为管道输量,kg/d; $c$  为管道输送流体的比热容,J/(kg·K); $\Delta T$  为 W5 热力中转站与 W8 热力中转站的进出站温差,°C; $q$  为天然气热值,J/kg; $e_q$  为天然气价格,元/m<sup>3</sup>; $\eta_1$  为 W5 热力中转站加热炉效率; $\eta_b$  为混输泵的泵效率; $e_d$  为工业电价,元/(kW·h); $Q$  为管道输送的体积流量,m<sup>3</sup>/s; $\Delta p$  为 W5—W8 集输干线的压降,Pa。

将现场数据代入式(7)~式(9),即可得到 W5 热

力中转站的热力费用、动力费用及日平均费用随出站温度变化曲线(图 11)。可见,当外输温度为 55 °C 时,日平均费用为 4 348.80 元/d,热力费用、动力费用分别为 4 175.21 元/d、173.59 元/d。当外输温度为 39 °C(降低 16 °C)时,日平均费用为 197.57 元/d,其中热力费用为 0。一般在管道的总运行费用中,热力费用至少占据了总费用的 70%,采用低温集输降低外输温度并未大幅提升输送的动力费用,这主要是由于高含水集输管道含水率较高,水相的比热容近乎是油相的 2 倍,因而造成热能损耗较大,但也显著降低了油品黏度与摩阻。通过经济效益核算,发现在动力费用增加 23.98 元/d 的基础上每天可节约热力费用 4 175.21 元。同时查阅了集输报表发现,W5 热力中转站每天可节约用气 2 032 m<sup>3</sup>,实际经济效益比计算经济效益更为显著。因此,在保障管道安全运行的基础上开展低温集输是提升油田生产效益的有效方法。

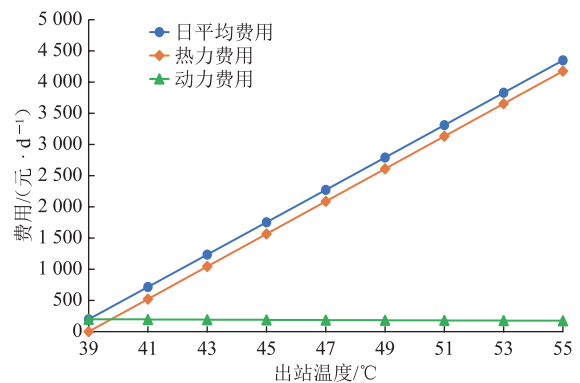


图 11 W5 热力中转站的热力费用、动力费用及日平均费用随出站温度变化曲线

Fig. 11 Variation curves of heating cost, power cost, and daily average cost of W5 heating transfer station with outlet temperatures

## 4 结论

在原油/水/管壁体系界面粘附实验的基础上,开展了高含水含蜡原油粘壁规律研究,定性分析了输送温度与析蜡特性对粘壁现象的影响;在 Pipesim 水力热力计算结果的基础上,制定了低温集输方案和流动保障措施,并据此开展了 W5—W8 集输干线的低温集输现场试验。低温集输现场试验效果良好,经济效益较为显著,可为低温集输技术的推广应用提供成功案例与实施经验。

1) 通过界面粘附实验,明确了输送温度、析蜡特性对粘壁现象的影响,发现了析蜡点和析蜡高峰与粘壁温度的相关性。

2) 利用 Pipesim 软件对集输管道的水力热力特性进行模拟计算, 有利于保障集输管道在降温过程中的安全运行和风险预测, 但由于实际情况与理论计算之间存在偏差, 预测的压降和温度会存在一定误差, 未来可以引入修正因子来进一步提升水力热力计算的精度。

3) 在低温集输方案中, W5—W8 集输干线外输温度降低了 16 °C, 平均干线压力增幅约 15%, 实现了单日节气 2 032 m<sup>3</sup>, 取得了良好的经济效益, 但整个地面集输系统的能耗并不取决于某一环节, 仍需进一步开展整个集输系统的节能降耗工作。

4) 为了使高含水原油区块更便捷高效地开展低温集输工作, 后续应在水力热力预测计算、粘壁温度普适性预测模型方面开展进一步研究。

#### 参考文献:

- [1] 吕杨. 高含水低温集输管道稠油粘附机理研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- LYU Y. Study on the adhesion mechanism of heavy oil in the low-temperature transportation pipeline during high water content period[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [2] 宋承毅. 论“三高”原油不加热集油的影响因素[J]. 油气田地面工程, 1995, 14(1): 9-12, 18-54, 61.
- SONG C Y. Discussion on main affecting factors of 3-high type crude unheated gathering[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 1995, 14(1): 9-12, 18-54, 61.
- [3] 吕杨, 朱国承, 霍富永, 杜鑫, 黄启玉. 不加热集油粘壁规律研究进展[J]. 化工进展, 2020, 39(2): 478-488. DOI: 10.16085/j.issn.1000-6613.2019-0865.
- LYU Y, ZHU G C, HUO F Y, DU X, HUANG Q Y. Research progress on wall sticking of gelled crude oil at low-temperature transportation[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2020, 39(2): 478-488.
- [4] 吕杨, 柴德民, 李晓宇, 张富强, 刘罗茜, 张瀚文, 等. 界面特性与粘附对探究凝油粘壁机理的启示[J]. 油气储运, 2021, 40(12): 1338-1348. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2021.12.003.
- LYU Y, CHAI D M, LI X Y, ZHANG F Q, LIU L Q, ZHANG H W, et al. Enlightenment of interfacial behavior and adhesion for study on wall sticking mechanism of condensate oil[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2021, 40(12): 1338-1348.
- [5] 吴迪, 孙青峰, 艾广智. 用转轮流动模拟器测定集油温度下限[J]. 油气田地面工程, 1999, 18(6): 34-35, 77. DOI: 10.3969/j.issn.1006-6896.1999.06.017.
- WU D, SUN Q F, AI G Z. Application of turning wheel flowing simulator in determination of oil-gathering temperature limits[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 1999, 18(6): 34-35, 77.
- [6] ZHENG H M, HUANG Q Y, WANG C H. Wall sticking of high water-cut crude oil transported at temperatures below the gel point[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2015, 12(6): 1008-1014. DOI: 10.1088/1742-2132/12/6/1008.
- [7] 崔悦. 高含水含蜡原油粘壁机理研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- CUI Y. Study on the wall sticking mechanism of waxy crude oil during high water-cut period[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [8] LI A, ZHU M Q, HAO P F, WU H H, GONG J, WANG K, et al. Wall sticking inhibition of high water cut crude oil (below pour point) by underwater superoleophobic PA-FC modification[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2020, 607: 125427. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2020.125427.
- [9] 时浩. 高含水稠油不加热集输方案研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- SHI H. Study on wall sticking characteristics of crude oil in high water cut with unheated gathering and transportation[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [10] CUI Y, HUANG Q Y, LV Y, LI X Y, ZHANG Y, LI W D, et al. Investigating the dynamical stability of heavy crude oil-water systems using stirred tank[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 183: 106386. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106386.
- [11] LYU Y, HUANG Q Y. Flow characteristics of heavy oil-water flow during high water-content cold transportation[J]. Energy, 2023, 262(Part A): 125441. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125441.
- [12] 李晓宇. 高含水原油不加热集输边界条件研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- LI X Y. Study on unheated gathering and transportation boundary conditions of high water-cut crude oil[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [13] 孔维敏. 高含水溶气原油不加热集输流动特性研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.

- KONG W M. Research on flow characteristics of high water-cut dissolved gas crude oil gathering and transportation without heating[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [14] LYU Y, HUANG Q Y, ZHANG F Q, LIU L Q, ZHANG H W, ZHANG Y, et al. Study on adhesion of heavy oil/brine/substrate system under shear flow condition[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208(Part B): 109225. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109225.
- [15] 朱梦琪. 集输管道表面润湿性对原油粘壁的影响研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- ZHU M Q. Study on the influence of surface wettability of gathering pipeline on wall sticking of crude oil[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [16] 张富强, 王坤, 高丽娟, 王多琦, 黄启玉. 玻璃钢管壁/原油界面特性对高含水原油低温集输的影响[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2023, 43(2): 42-46. DOI: 10.12422/j.issn.1672-6952.2023.02.007.
- ZHANG F Q, WANG K, GAO L J, WANG D Q, HUANG Q Y. Effect of interface characteristics of FRP pipe wall/crude oil on low-temperature transportation of high water-cut crude oil[J]. Journal of Liaoning Petrochemical University, 2023, 43(2): 42-46.
- [17] 刘罗茜. 高含水稠油降温集输粘壁规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- LIU L Q. Study on wall sticking characteristics of heavy oil in high water cut during reducing temperature of gathering and transportation[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [18] CHENG Q L, GAN Y F, WANG Z H, SUN W, WANG S, LIU C, et al. Molecular dynamics study on the radial deposition and adhesion process for the waxy crude oil tube transport system and effect-principle of features in construction[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(1): 310-319. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c03439.
- [19] LYU Y, HUANG Q Y, LI R B, ZHANG F Q, LIU L Q, ZHANG H W, et al. Effect of temperature on wall sticking of heavy oil in low-temperature transportation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 206: 108944. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108944.
- [20] LYU Y, HUANG Q Y, LIU L Q, ZHANG D X, XUE H Y, ZHANG F Q, et al. Experimental and molecular dynamics simulation investigations of adhesion in heavy oil/water/pipeline wall systems during cold transportation[J]. Energy, 2022, 250: 123811. DOI: 10.1016/j.energy.2022.123811.
- [21] 黄启玉, 张帆, 张劲军, 汪岷, 白东乔. 原油水乳状液制备条件研究[J]. 油气储运, 2007, 26(6): 49-51. DOI: 10.3969/j.issn.1000-8241-D.2007.06.014.
- HUANG Q Y, ZHANG F, ZHANG J J, WANG M, BAI D Q. Research on preparation condition of water emulsion for crude oil[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2007, 26(6): 49-51.
- [22] 张劲军, 严大凡. 利用能量耗散率计算管流的平均剪切率[J]. 石油学报, 2002, 23(5): 88-90. DOI: 10.7623/syxb200205018.
- ZHANG J J, YAN D F. Calculation of average shear rate in pipe flow based on energy dissipation rate[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(5): 88-90.
- [23] 薛慧勇. 沥青质和胶质对含蜡油胶凝特性的影响及其机理研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- XUE H Y. Research on the effect of asphaltenes and resins on the gelation of waxy oils and its mechanism[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.

(编辑: 张雪琴)

**基金项目:** 国家自然科学基金资助项目“含蜡原油常温输送机理及流动改性方法研究”, 51534007; 国家自然科学基金资助项目“油包水型乳液蜡分子扩散和蜡晶颗粒沉积机理研究”, 51374224。

**作者简介:** 吕杨, 男, 1994年生, 工程师, 2023年博士毕业于中国石油大学(北京)油气储运工程专业, 现主要从事油气长输管道和油气集输系统优化方面的研究工作。地址: 北京市朝阳区东土城路5号, 100013。电话: 13718991124。Email: lvyangcup@163.com

• Received: 2023-07-08

• Revised: 2023-11-01

• Online: 2024-06-11

