

含蜡原油输送管道清管周期预测模型研究

李循迹¹ 孟波¹ 常泽亮¹ 安超¹ 方艳¹ 翁韦强²

1. 中国石油塔里木油田分公司, 新疆 库尔勒 841000;

2. 西南石油大学石油工程学院, 四川 成都 610500

摘要:含蜡原油温度低于其析蜡点时,蜡分子会沉积在管壁上,降低管输效率。定期清管可以清除管道结蜡,提高管输效率。为了确定安全、经济的清管周期,从含蜡原油输送管道管输效率的定义出发,结合蜡沉积速率预测方法,提出了描述管道清管周期与管输效率、结蜡速率之间关系的数学模型,确定了应当进行清管时的管输效率阈值。以塔里木油田英买力-牙哈含蜡原油输送管道为例,计算管道清管周期为110 d,验证了该方法的有效性。该预测模型为合理决策含蜡原油输送管道的清管周期提供了依据。

关键词:含蜡原油;管道;输送效率;清管周期;数学模型

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2018.05.001

Research on the Pigging Period Model for the Wax Crude Oil Transportation Pipeline

Li Xunji¹, Meng Bo¹, Chang Zeliang¹, An Chao¹, Fang Yan¹, Weng Weiqiang²

1. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China;

2. School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China

Abstract: The wax often deposits on the inner wall of the pipeline when the oil temperature drops below the wax precipitation temperature of the oil, which decreases the transportation efficiency. Regular pigging is an efficient way to remove the deposited wax and to enhance the pipeline's transportation efficiency. In order to make a safety and economic pigging period, a new mathematical model was proposed to describe the relationship between the pigging period, the transportation efficiency, and the wax deposition rate based on the definition of the transportation efficiency, and the wax deposition rate prediction method. The critical transportation efficiency used to determine the pigging period was also proposed. The Yingmali-Yaha oil pipeline of Tarim oilfield was taken as an example to validate the method. Results show that the pigging period for this pipeline is 110 days. The model provides a practical way to determine the reasonable pigging period for wax crude oil pipelines.

Keywords: Wax crude oil; Pipeline; Transportation efficiency; Pigging period; Mathematical model

收稿日期:2018-07-01

基金项目:国家自然科学基金项目“高含硫天然气集输管道硫沉积机理与预测方法研究”(51674213)

作者简介:李循迹(1961-),男,山东文登人,教授级高级工程师,硕士,主要从事油田设备管道、地面系统腐蚀防护管理和技术工作。

0 前言

含蜡原油输送管道在管输过程中沿程温度不断降低,当原油温度低于析蜡点时,蜡分子会沉积在管道内壁上形成结蜡层,堵塞管道内的流通截面,降低管输效率。定期清管是清除管道内的结蜡、提升管输效率的有效措施。清管会影响管道的正常输送,清管周期过短会造成不必要的人力和物力浪费,带来较大的生产风险;清管周期过长,又容易使管道长期在低效率下运行,同时还可能带来清管球卡堵问题^[1]。因此,在保证管道安全、高效运行的前提下,如何确定经济合理的清管周期是国内外含蜡原油输送管道在运行过程中所面临的重要问题。

国内 GB 50253 - 2014《输油管道工程设计规范》^[2]、GB 50251 - 2015《输气管道工程设计规范》^[3]、SY/T 5536 - 2016《原油管道运行规范》^[4]、SY/T 5922 - 2012《天然气管道运行规范》^[5]、SY/T 6148 - 1995《输油管线清管作业规程》^[6]等标准侧重于制定清管方案、操作程序、清管作业安全措施和应急预案等,并没有明确规定管道的清管周期。国外学者也开展了清管周期的研究,澳大利亚 Esso 石油公司的 Hilbert J^[7]认为影响清管周期的因素众多,其中最重要的是清管器清出的蜡体积不能超过接收器的容积;沙特阿拉伯国家石油公司的 Al-Muslim H M 等人^[8]认为管道的清管周期取决于管道的参数和清管器的运行历史,当管道的流体流速较低、沉积物较多、含水量较大以及腐蚀速率较高时,应当增加清管的频率;法国船级社的 Dejean J P 等人^[9]认为,频繁的清管会导致停产时间过长,从而造成较大的经济损失,而清管周期过长则会导致管道中蜡沉积层过厚,引发清管器卡堵等安全事故。国外在清管周期制定方面也尚未形成统一的认识。

上述研究多是针对某一条具体的输油管道而开展的,并未提出普适性的方法。针对这一问题,本文从管输效率的定义出发,结合含蜡原油输送管道结蜡速率预测模型,提出了基于管输效率的清管周期预测模型。以塔里木油田英买力-牙含哈蜡原油输送管道为例,验证了方法的有效性。

1 管道蜡沉积计算

确定管道内的蜡沉积速率是计算管道清管周期的基础和前提。原油析蜡点和蜡沉积速率是表征管道内蜡沉积情况的重要参数^[10]。

析蜡点表示管输压力下蜡分子从油流中结晶析出的温度。若原油温度高于原油析蜡点,管道中一般不会出现蜡沉积;反之,管道中可能会出现蜡沉积^[11]。因此,原油析蜡点可用于分析管道中起始结蜡位置。在已知

原油具体组分的情况下,可采用热力学方法计算得到原油析蜡点^[12-13];在未知组分的情况下,可以采用差示扫描量热法(DSC)测试得到^[14],SY/T 0545 - 2012《原油析蜡热特性参数的测定 差示扫描量热法》^[15]对具体测量方法进行了明确规定。

为了获得管道在不同运行时间下的蜡沉积厚度,需要计算当原油温度低于析蜡点时原油的蜡沉积速率。黄启玉等人^[16]在研究蜡分子扩散规律的基础上,考虑到油流对蜡沉积层的冲刷和剪切作用,建立了普适性结蜡速率预测模型——蜡沉积倾向系数法。该方法计入了管壁处油流剪切应力的影响,而采用蜡沉积倾向系数来表征沉积物蜡含量、蜡分子扩散系数的影响。其模型表达式为:

$$W = f' \frac{1}{\mu} \left(\frac{dC}{dT} \right) \left(\frac{dT}{dr} \right) = k \tau_w^m \frac{1}{\mu} \left(\frac{dC}{dT} \right) \left(\frac{dT}{dr} \right)^{1+n} \quad (1)$$

式中: f' 为蜡沉积倾向系数; τ_w 为管壁处剪切应力,Pa; dT/dr 为径向温度梯度, $^{\circ}\text{C}/\text{mm}$; μ 为原油黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; dC/dT 为管壁处蜡晶溶解度系数,由DSC实验确定, $10^{-3}/^{\circ}\text{C}$; k 、 m 、 n 为系数; T 为温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

通过文献中的实验数据^[17],可以拟合得到蜡沉积速率计算式的 k 、 m 、 n 数据,具体表达式为:

$$W = 2.57 \tau_w^{-0.31} \frac{1}{\mu} \left(\frac{dC}{dT} \right) \left(\frac{dT}{dr} \right)^{0.066} \quad (2)$$

2 基于管输效率的清管周期预测模型

俄罗斯标准 ПД153 - 39.4p - 118 - 2002《干线输油管道运行技术规程》(以下简称 ПД153 - 39.4p - 118 - 2002)中提出了原油管输效率的概念^[18]:管道两端压力一定的条件下,结蜡前后管道输量的比值,即:

$$\eta = \frac{Q_{\text{wax}}}{Q} \quad (3)$$

式中: η 为管输效率; Q_{wax} 为结蜡后管道输量, m^3/s ; Q 为结蜡前管道输量, m^3/s 。

为了建立管输效率与管道结蜡量之间的关系,本文推导了与管道结蜡厚度相关的管输效率计算方法。输油管道的沿程水力摩阻可以表示为^[19]:

$$h_f = \lambda \frac{L v^2}{d 2g} = \frac{8\lambda L Q^2}{\pi^2 g d^5} \quad (4)$$

式中: h_f 为管道沿程水力摩阻,m; λ 为摩阻系数,与流体流态有关,无量纲; L 为管道长度,m; d 为管道内径,m; Q 为结蜡前管道输量, m^3/s ; g 为重加速度, m/s^2 ; V 为管道平均流速,m/s。

当原油流态保持不变时,沿程水力摩阻 h_f 与管道长度 L 、结蜡前管道输量 Q 和管道内径 d 有关。当管道中发生蜡沉积时,管道沿程水力摩阻可以表示为:

$$h_{fw} = \frac{8\lambda}{\pi^2 g} \left(\frac{L_{\text{wax}} Q_{\text{wax}}^2}{d_{\text{wax}}^5(W,t)} + \frac{L_0 Q_{\text{wax}}^2}{d^5} \right) \quad (5)$$

式中: h_{fw} 为结蜡管道的沿程水力摩阻, m; L_{wax} 为结蜡管段长度, m; L_0 为未发生结蜡管段长度, m; W 为蜡沉积速率, $g/(m^2 \cdot h)$; t 为管道清管周期, d。

当结蜡前后管道的沿程摩阻损失相等时, 由式(4)~(5)可得:

$$\frac{8\lambda L Q^2}{\pi^2 g d^5} = \frac{8\lambda}{\pi^2 g} \left(\frac{L_{wax} Q_{wax}^2}{d_{wax}^5} + \frac{L_0 Q_{wax}^2}{d^5} \right) \quad (6)$$

由此, 可以进一步推导管输效率 η 与结蜡管段长度和管道当量内径的关系:

$$\eta = \frac{Q_{wax}}{Q} = \sqrt{\frac{L/d^5}{L_{wax}/d_{wax}^5(W,t) + L_0/d^5}} \quad (7)$$

由式(7)可知, 管输效率与蜡沉积后管道的当量内径 d_{wax} 有关。在一定的蜡沉积速率下, 管道清管周期越长, d_{wax} 越小, 相应的管输效率越低。

基于管输效率的清管周期预测方法认为, 当管输效率低于某一设定的阈值时, 就应当进行清管。因此, 管输效率的阈值取值对于清管周期具有直接的影响。国内相关标准没有提出管输效率阈值的取值方法, 俄罗斯标准 PD153-39.4p-118-2002 提出了管输效率的概念, 它规定输油管道清管每季度不少于一次, 定期清管周期内管道输送能力下降 3% 及以上时, 应进行紧急清管^[18]。以此为基础, 可以建立基于管输效率的清管周期计算方法, 即:

$$\frac{Q_{wax}}{Q} = \sqrt{\frac{L/d^5}{L_{wax}/d_{wax}^5(W,t) + L_0/d^5}} \geq \eta_{min} \quad (8)$$

$$d_{wax} = d - 2\delta(t) = 2 \sum_{i=1}^t \delta_i = 2 \sum_{i=1}^t \frac{24W\pi d_0^2}{\rho_{wax}\pi d_{i-1}^2} \quad (9)$$

式中: η_{min} 为管输效率阈值, 根据管道具体情况确定; $\delta(t)$ 为一个清管周期 t 内的结蜡层厚度, 通过累加每一天的结蜡层厚度得到, m; δ_i 为清管后第 i 天形成的结蜡层厚度, m; W 为结蜡速率, $g/(m^2 \cdot h)$, 具体计算参见式(2); d_0 为管道内径, m; d_{i-1} 为清管后第 $i-1$ 天的当量内径, m; ρ_{wax} 为蜡的密度, 取 900 kg/m^3 。

3 算例分析

3.1 英买力-牙哈含蜡原油管道基本情况

英买力-牙哈(以下简称英牙)含蜡原油管道起点位于英买力作业区英买发球区, 终点为牙哈装车站, 管道全长为 151 km, 管道规格为 $219.1 \text{ mm} \times 5.2 \text{ mm}$, 管道材质为 L 320 直缝钢管, 设计压力为 6.3 MPa, 设计输量为 $51 \times 10^4 \text{ t/a}$, 管线防腐层为熔结环氧粉末 + 4 mm 黑夹克 + 50 mm 聚氨酯泡沫塑料, 沿途共有 6 座阀室, 距起点 74 km 处有 1 座中间加热站。25℃ 时英牙原油样品密度为 8.02 g/cm^3 , 黏度约为 $16.58 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

英牙管道为加热输送管道, 夏季在起点加热后直接输送到终点; 冬季会启用中间加热站进行二次加热。管

道在夏季和冬季的典型运行参数见表 1。英牙管道结蜡情况较为严重, 曾因结蜡过多, 在清管过程中发生过清管器堵塞事故。因此, 有必要对蜡沉积速率进行预测, 以确定合理的清管周期。

表 1 英牙原油管道典型运行参数

节点参数	季节	英买力外输	中间加热站进	中间加热站出	牙哈末站
温度 / °C	夏季	70	37	37	27
	冬季	75	24	75	27
压力 / MPa	夏季	2.08	1.1	1.1	0.11
	冬季	2.18	1.06	1.06	0.11

3.2 清管周期预测

采用 DSC 实验测试了不同压力下英牙原油析蜡点温度, 析蜡点 $P-T$ 曲线见图 1。当压力为管道最大运行压力 3.0 MPa 时, 温度为 26.9°C 。根据表 1 可知, 夏季管道全线的运行温度高于析蜡点, 不存在结蜡的可能性。冬季中间加热站进站温度为 24°C , 低于析蜡点温度, 因此进站前的部分管道存在结蜡的可能性。冬季管道沿线各温度监测点的温度, 以及计算得到的冬季沿程温度分别见表 2 和图 2。根据表 2 可知, 70#桩-中间站管段的平均温度为 25.23°C , 低于析蜡点, 因此该管段存在结蜡。

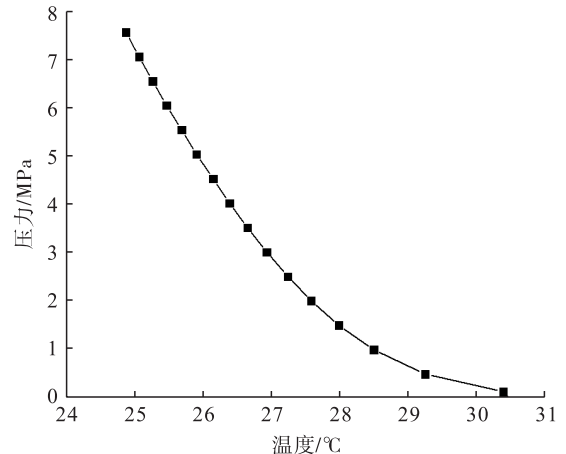


图 1 析蜡点 $P-T$ 曲线

表 2 英牙原油管道冬季运行温度

位置	温度 / °C
出站	75
1#阀室	52.4
2#阀室	35.8
70#桩	27.7
中间加热站	
进站	24
出站	75
4#阀室	54.4
5#阀室	39.6
牙哈装车站	23.3

采用DSC实验,测试得到式(2)中蜡晶溶解度系数 dC/dT 的表达式:

$$\frac{dC}{dT} = -5 \times 10^{-6} T^4 - 2 \times 10^{-4} T^3 + 4 \times 10^{-5} T^2 + 0.098 T + 2.49 \quad (10)$$

将式(10)带入式(2)中,计算得到英牙管道蜡沉积速率为 $2.89 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 。因为70#桩-中间站的起终点温度相近(分别为 27.7°C 和 24°C),因此可以利用管段平均温度计算管段平均蜡沉积速率和蜡沉积厚度,并根据式(7)、式(9)计算管输效率。计算的蜡沉积厚度与管输效率随时间的变化关系见图3。

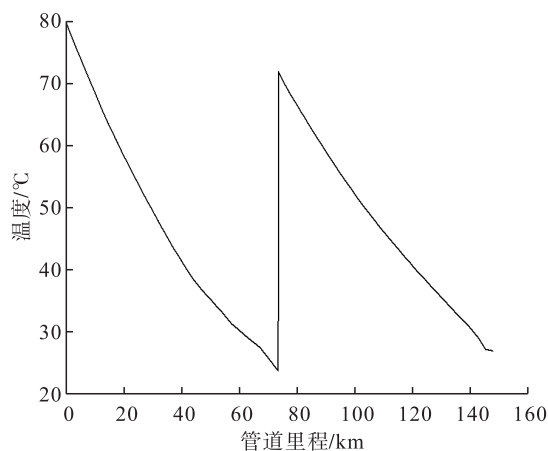


图2 英牙原油管道冬季沿程运行温度

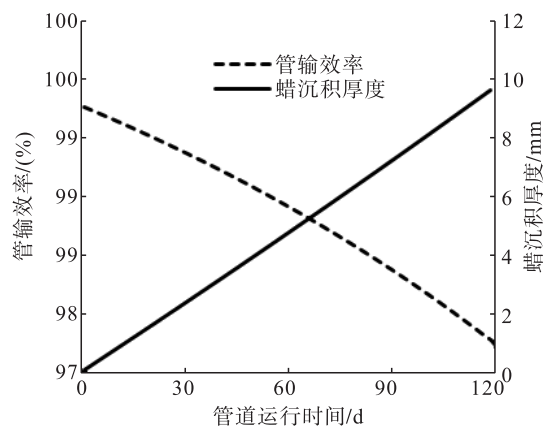


图3 蜡沉积厚度与管输效率的关系

由图3可知,随着管道运行时间增长,管道中蜡沉积厚度增加,管输效率逐渐降低。当管道运行120 d时,蜡沉积厚度达到10 mm,此时当量内径约为188.7 mm,此时管输效率约为97.1%。

根据俄罗斯标准 PD153-39.4 p-118-2002,当管输效率低于97%时应进行清管。塔里木油田英牙管道在实际运行过程中,发现当管道的当量内径小于190 mm时,容易发生清管球卡堵事故;管道当量内径为190 mm时,管输效率为97.3%。综合俄罗斯标准 PD153-39.4 p-118-2002的规定和塔里木油田的实际情况,设定英

牙管道应进行清管的管输效率阈值为97.3%,对应的清管周期为110 d。

4 结论

1)从含蜡原油输送管道管输效率的定义出发,结合蜡沉积速率预测方法,提出了描述清管周期与管输效率、结蜡速率之间关系的数学模型。以此为基础,通过设定合理的管输效率阈值,可计算出含蜡原油输送管道的清管周期。

2)通过调研国内外标准,初步确定了当输油管道的管输效率小于97%时应考虑进行清管,为清管时机的决策提供了依据。

3)以塔里木油田英牙管道为例,计算了冬季管道沿线的蜡沉积速率;通过建立的基于管输效率的清管周期预测模型,并结合实际情况,计算得到管道的清管周期为110 d,验证了方法的有效性。

参考文献:

- [1] 牛殿国,李兴涛,张聪,等.压力波法跟踪泡沫清管器[J].天然气与石油,2013,31(6):31-34.
Niu Dianguo, Li Xingtao, Zhang Cong, et al. Application of Pressure Wave Method for Tracking Foam Pig [J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31 (6): 31-34.
- [2] 中华人民共和国住房和城乡建设部.输油管道工程设计规范:GB 50253-2014[S].北京:中国计划出版社,2014.
Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the People's Republic of China. Code for Design of Oil Transportation Pipeline Engineering: GB 50253-2014 [S]. Beijing: China Planning Press, 2014.
- [3] 中华人民共和国住房和城乡建设部.输气管道工程设计规范:GB 50251-2015[S].北京:中国计划出版社,2015.
Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the People's Republic of China. Code for Design of Gas Transmission Pipeline Engineering: GB 50251-2015 [S]. Beijing: China Planning Press, 2015.
- [4] 石油工业油气储运专业标准化技术委员会.原油管道运行规范:SY/T 5536-2016[S].北京:中国计划出版社,2016.
Standardization Technical Committee for Oil and Gas Storage and Transportation in the Petroleum Industry. Specification for Operation of Crude Oil Pipelines: SY/T 5536-2016 [S]. Beijing: China Planning Press, 2016.
- [5] 石油工业油气储运专业标准化技术委员会.天然气管道运行规范:SY/T 5922-2012[S].北京:中国计划出版社,2012.
Standardization Technical Committee for Oil and Gas Storage and Transportation in the Petroleum Industry. The Operation

- Regulation of Gas Pipeline; SY/T 5922-2012 [S]. Beijing: China Planning Press, 2012.
- [6] 油气储运专业标准化技术委员会. 输油管线清管作业规程; SY/T 6148-1995 [S]. 北京: 中国计划出版社, 1995. Standardization Technical Committee for Oil and Gas Storage and Transportation. The Operation Regulation of Oil Pipeline Pigging Process; SY/T 6148-1995 [S]. Beijing: China Planning Press, 1995.
- [7] Hilbert J. Flow Assurance: Wax Deposition & Gelling in Subsea Oil Pipelines [C]//Paper SPE-133948-MS was Presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 18-20 October, 2010, Brisbane, Queensland, Australia. New York: SPE, 2010.
- [8] Al-Muslim H M, Al-Otaibi N A, Alshammari M. Developing Guidelines for On-Stream Mechanical Cleaning of a Complex Pipeline Network [C]//Paper IPC2012-90193 was Presented at the 2012 9th International Pipeline Conference, 24-28 September, 2012, Calgary, Alberta, Canada. New York: ASME, 2012.
- [9] Dejean J P, Averbuch D, Gainville M, et al. Integrating Flow Assurance Into Risk Management of Deep Offshore Field Developments [C]//Paper OTC 17237 was Presented at the 2005 Offshore Technology Conference, 2-5 May, 2005, Houston, Texas, USA. Houston: OTC, 2005.
- [10] 姜彬, 邱凌. 高凝原油析蜡点的不同确定方法与应用[J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 405-408. Jiang Bin, Qiu Ling. Different Method of Determination on Wax Appearance Temperature of High Pour Point Oil and Its Application [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(3): 405-408.
- [11] 李鸿英, 冯颖. 基于蜡晶显微图像的定量分析确定原油析蜡点[J]. 油气储运, 2013, 32(1): 23-26. Li Hongying, Feng Jie. To Determine the Wax Appearance Temperature of Crude Oil by Wax-crystal Microscopic Image of Quantitative Analysis [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(1): 23-26.
- [12] 杨文, 曹学文. 多相混输体系析蜡热力学研究进展[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2014, 36(2): 152-158. Yang Wen, Cao Xuewen. Thermodynamics Study Progress of Wax Precipitation in Multiphase System [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(2): 152-158.
- [13] 苏文坤, 成庆林, 孙巍. 原油管道蜡沉积预测模型研究进展[J]. 化工机械, 2016, 43(1): 20-23. Su Wenkun, Cheng Qinglin, Sun Wei. Progress in Researching Wax Deposition Mode of Oil Pipelines [J]. Chemical Engineering & Machinery, 2016, 43(1): 20-23.
- [14] 李男, 黄启玉, 赵旗. DSC降温速率对含蜡油样析蜡特性的影响[J]. 油气储运, 2018, 37(3): 281-284. Li Nan, Huang Qiyu, Zhao Qi. Influence of Cooling Rate on the Wax Precipitation Characteristic of Waxy Oil Samples in DSC Test [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2018, 37(3): 281-284.
- [15] 油气计量及分析方法专业标准化技术委员会. 原油析蜡热特性参数的测定 差示扫描量热法; SY/T 0545-2012 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2012. Standardization Technical Committee for Oil & Gas Metering and Analysis. Determination of Thermal Property Parameters of the Wax Precipitation in Crude Oil—Test Method by Differential Scanning Calorimetry; SY/T 0545-2012 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [16] 黄启玉, 李瑜仙, 张劲军. 普适性结蜡模型研究[J]. 石油学报, 2008, 29(3): 459-462. Huang Qiyu, Li Yuxian, Zhang Jinjun. Unified Wax Deposition Model [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(3): 459-462.
- [17] 孟令德. 含蜡原油管道结蜡规律与清管周期确定[D]. 大庆: 东北石油大学, 2012. Meng Lingde. The Law of Wax Deposition and Determination of Pigging Circle for Waxy Crude Oil Pipeline [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2012.
- [18] 丁俊刚, 蔡亮, 王静, 等. 中国与俄罗斯管道清管技术标准差异分析[J]. 油气储运, 2013, 32(9): 1018-1021. Ding Jungang, Cai Liang, Wang Jing, et al. Differences in Pigging Standards Between China and Russia [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(9): 1018-1021.
- [19] 杨筱蘅, 张国忠. 输油管道设计与管理[M]. 北京: 中国石油大学出版社, 2006: 78-83. Yang Xiaoheng, Zhang Guozhong. Design and Management for Oil Pipeline [M]. Beijing: China University of Petroleum Press, 2006: 78-83.