

文章编号: 1000-8241(2017)04-0467-05

# 氮气推动清管器回油技术在输油管道改造中的应用

马成福

中国石油西部管道公司独山子输油气分公司

**摘要:** 传统输油管道在发生泄漏或换管作业时,通常采用管道不停输开孔封堵或现场收油的工艺处置措施,其存在现场装卸回注油品作业量大、耗费时间长,公路运油危险性高、带压开孔后管道留存开孔法兰异形构件等问题。通过对管道换管改造的回油工艺进行优化,选用氮气推动清管器进行工艺回油,总结出该技术适用的管道条件,清管器选型及其运行控制要求。氮气推动清管器作业安全风险小、回油时间短、回油效果理想,能为后续动火作业提供良好的工艺条件。该技术已经成功应用于多条管道隐患处置作业,为输油管道改造作业提供了更加经济、安全的处置方法。(图2,表1,参23)

**关键词:** 输油管道; 工艺回油; 氮气; 清管器

中图分类号: TE83

文献标识码: A

doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2017.04.019

网络出版时间: 2016-8-29 16:23:33

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/13.1093.TE.20160829.1623.002.html>

## Application of nitrogen-driven-pig oil returning technology in transformation of oil pipeline

MA Chengfu

Dushanzi Oil &amp; Gas Transportation Sub-company, PetroChina West Pipeline Company

**Abstract:** When an oil pipeline is leaking or being replaced, it usually takes the technological measures of non-stop opening and blocking or field oil collecting. These measures, however, are disadvantageous in terms of heavy workload and long time consuming due to field loading and unloading of returned oil, high risk due to oil transportation by road, and the existence of special shaped parts (e.g. the opening flange left after hot tapping) in pipelines. In this paper, the pipeline replacement and oil returning technologies were optimized by using nitrogen to drive pigs. Then, applicable pipe conditions, pig selection and running control of the technology were put forward. The nitrogen-driven pig is characterized by low risk, short oil returning time and good oil returning effect, and it can provide good technological conditions for subsequent hot work. This technology has been successfully applied in the latent danger disposal. It provides a more economical and safer disposal process for transformation of oil pipeline. (2 Figures, 1 Table, 23 References)

**Key words:** oil pipeline, process oil returning, nitrogen, pig

氮气推动清管器回油技术主要用于管道换管或工艺改造等情况,使用氮气作为动力推动清管器,清管器有效隔离了氮气和油品,将管道内的油品推入管道上下游储罐内。随着输油管道工艺改线、腐蚀换管等作业的增多,氮气推动清管器回油技术能够有效节约成本,作业安全风险小,回油时间短,回油效果理想,能够为后续动火作业提供良好的工艺条件<sup>[1]</sup>。

## 1 适用条件

### 1.1 氮气源的选择

氮气源的选择直接影响回油过程的实施,氮气源采用氮气瓶组、制氮车现场制氮、液态氮气化3种方式获取。氮气瓶组便于运输,使用方便,但存储量较少,回油压力较小,适用于短距离、小管径,用氮量小的管

道回油;制氮车制氮量大,能够保障大型施工氮气需求的连续性,但压力小,适用于大管径、压力较小的管道;液氮车、气化器、加热炉配套使用,可以保持较高的氮气压力,适用于大管径、压力较大且需要氮气量较大的管道<sup>[2]</sup>。

### 1.2 推动清管器所需注氮压力

计算管道注氮压力需要计算管道总压降,分为以下两种情况<sup>[3]</sup>。

(1)当不存在翻越点时,管道总压降  $H$  为:

$$H=iL+(Z_Z-Z_Q) \quad (1)$$

$$i=\lambda \frac{1}{D} \frac{v^2}{2g} \quad (2)$$

式中:  $i$  为输油管道水力坡降;  $L$  为回油终点到注氮点的距离, km;  $Z_Z$  为回油终点的高程, m;  $Z_Q$  为注氮点的高程, m;  $\lambda$  为输油管道的沿程摩阻系数;  $D$  为输油管道的直径, m;  $v$  为油品在管道中的流度, m/s;  $g$  为重力加速度, m/s<sup>2</sup>。

注入氮气后,管道内充满气体,高差会发生变化,

注氮压力也会随时发生变化,故此取注氮最大压力。

(2)当存在翻越点时,管道总压降<sup>[4]</sup>为:

$$H=iL+(Z_F-Z_Q) \quad (3)$$

式中:  $Z_F$  为翻越点的高程, m。

注入氮气后,管道内充满气体,高差变化为翻越点高程与最低点高差之差。

根据式(2),  $v$  越大,  $i$  越大,从而需要的注氮压力越大,需要的氮气量越多。选择速度时,应综合考虑管道允许停输的时间及经济因素。由于注氮压力的变化,流速也在不断变化,流速需要通过注氮压力、流量以及管道单位管容进行计算,先通过高程差预估注氮压力,再通过注氮流量与管道单位管容预估出流速,最后进行数据的微调。

对于一条给定的长输管道,  $L$ 、 $D$ 、 $v$  已知,而水力摩阻系数  $\lambda$  未知。

计算  $\lambda$  的公式有理论公式、经验公式及半理论半经验公式。不同学者根据实验条件、实验数据总结出不同的  $\lambda$  计算公式,计算结果非常接近(表1)<sup>[5]</sup>。

表1 常用的水力摩阻因数计算公式

流态	划分范围	计算公式
层流	$Re < 2000$	$\lambda = 64/Re$
紊流	水力光滑区	$3000 < Re < Re_1 = 59.7/\epsilon^{8/7}$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \frac{Re\sqrt{\lambda}}{2.51}$ , 当 $Re < 10^5$ 时 $\lambda = 0.3164/Re^{0.25}$
	混合摩擦区	$Re_1 < Re < Re_2 = (665 - 765 \lg \epsilon)/\epsilon$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.8 \lg \left[ \frac{6.8}{Re} + \left( \frac{\epsilon}{7.4} \right)^{1.11} \right]$
	粗糙区	$Re > Re_2$ $\lambda = \frac{1}{(1.74 - 2 \lg \epsilon)^2}$

注:  $\epsilon = 2e/D$ ,  $e$  为管壁的绝对粗糙度;  $Re$  为雷诺数。

输油管道中遇到的流态一般为:热含蜡原油管道工作在水力光滑区;较轻的成品油管道工作在混合摩擦区;高黏原油和燃料油管道工作在层流区;长输管道一般很少工作在粗糙区。

考虑到如果氮气压力过高,则相应的氮气成本和放空时间均会增加,而且氮气压力越高,作业风险也越大。因此,在选择该工艺时需要根据管道工艺高程差综合考虑作业的经济性,建议在注氮点与回油翻越点高程差小于 280 m 的管道上选择该工艺处置方式。

### 1.3 氮气用量

氮气用量  $V_2$  的计算公式为<sup>[6]</sup>:

$$V_2 = p_1 V_1 / p_2 \quad (4)$$

式中:  $V_1$  为氮气充满的管容, m<sup>3</sup>;  $p_1$  为注入的氮气压力, kPa;  $p_2$  为常压, 101.325 kPa。

每吨液氮转化为 1 个标准大气压、5 °C 下的体积理论上是 808 m<sup>3</sup>, 实际操作中一般取 650 m<sup>3</sup>, 根据氮气用量计算需要液氮的量。

综上,推动清管器所需的压力越大,氮气用量越大,在实际应用中要考虑注氮压力、管道允许停输时间、排气时间以及氮气用量等经济因素,如果氮气用量过大,则考虑使用其他方法<sup>[7]</sup>。

## 2 清管器选型与运行控制

### 2.1 清管器选型

清管器是利用流体压力推动穿过管道达到清管、测量、探测或其他目的的设备(图1)<sup>[8]</sup>。氮气推动清管器回油时利用清管器的隔离功能,控制管内液体,减

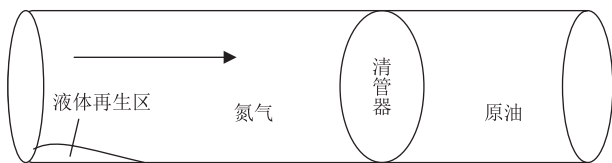


图1 氮气推动清管器运行示意图

少液体积存, 置换管道内的油品, 因此选择合适的清管器对回油是否成功起着关键性作用。

由于不同管道的工艺条件不同, 需要考虑以下因素: 清管器密封良好, 耐摩擦; 如果采用反推清管器方式, 则必须使用可在管道内双向运行的直板清管器。

### 2.1.1 清管器类型

根据回油方式的不同, 选用双向直板清管器或蝶形清管器。另外, 为确定清管器运行位置和运行情况, 应该选择装配电子跟踪设备的电子清管器。直板清管器和蝶形清管器的主体骨架基本相同, 直板主要由支撑导向皮碗和密封皮碗组成, 其形状为圆盘, 支撑板的直径比管道的内径略小。密封板相对管道内径要有一定的过盈量。直板清管器的最大优点是可以双向运动, 一旦发生堵塞等情况, 可反向运行。蝶形清管器主要由蝶形皮碗和支撑导向组成, 蝶形皮碗起密封作用<sup>[9]</sup>。

### 2.1.2 过盈量

由于清管器主要作为隔离使用, 因此严禁在清管器上制作泄流孔。同时考虑清管器的磨损量与推球压差, 来确定清管器的过盈量。过盈量小, 起不到隔离作用; 过盈量大, 皮碗与管壁之间的接触点增加, 实际接触面积增加, 从而导致摩擦力增大, 皮碗磨损加快。根据输油管道清管规律, 过盈量一般取 0.03~0.05<sup>[10]</sup>。

### 2.1.3 皮碗个数

清管器皮碗个数越多, 清管器密封效果越好, 但是摩擦力也会越大, 清管器卡球风险越大, 因此在输油管道正常清管作业时一般采用双向八直板清管器或两直四碟清管器<sup>[11]</sup>。

## 2.2 清管器运行控制

### 2.2.1 停球位置

密封良好、无泄流孔的清管器速度  $v'$  计算式为<sup>[12]</sup>:

$$v' = Q / (3\ 600\ \pi R^2) \quad (5)$$

式中:  $Q$  为管道瞬时流量,  $\text{m}^3/\text{h}$ ;  $R$  为管道内径,  $\text{m}$ 。

控制清管器的关键是将清管器停在需要停止的地方, 首先应做好清管器速度的计算与跟踪, 管道的瞬时流量可以根据下游流量计、管道超声波流量计或储罐液位来核算, 并根据跟踪点修正清管器位置。当停球

时, 要充分考虑停输所用的时间以及停输后管道内油流的惯性导致清管器继续运行的情况<sup>[13]</sup>。

### 2.2.2 氮气流量

氮气流量  $Q$  根据清管器运行速度、推球平均压力、管道内径横截面积近似估算<sup>[14]</sup>:

$$Q = 240 F \bar{p} \bar{v} \quad (6)$$

式中:  $F$  为管道内径横截面积,  $\text{m}^2$ ;  $\bar{p}$  为清管器后端的平均压力,  $\text{MPa}$ ;  $\bar{v}$  为清管器运行平均速度,  $\text{km/h}$ 。

## 3 回油过程注意事项

### 3.1 回油前准备工作

回油前需要掌握的管道资料包括: 管道高程、里程、埋深、承压能力、穿跨越情况、结蜡、腐蚀、变形、动火改造及维抢修资料等。需要确定的内容包括: 回油方式(正向推球或反向推球)、氮气源类型、氮气用量、氮气注入压力、清管器推进速度及置换原油的回收等。由于置换回油过程为特殊操作, 需要制定详细的作业计划与应急预案。

作业前需要完成施工作业坑的开挖、氮气设备的运输、注氮装置的安装、发射机与跟踪器的试验, 以及截断阀门的内漏测试与维护保养等。为了防止作业时因刮风、跟踪仪受干扰误报、回油监测点的管道埋深大于接收器的接收范围等因素影响跟球效果, 而无法及时准确判断清管器位置, 采用在关键跟踪点(如埋深过深、穿越河流位置、管体存在变形位置)管道上方开挖作业坑, 直至露出管道, 安排人员在坑内跟踪的方式, 确保停球位置的准确性。对于管道内检测报告中提及的重点腐蚀区域和管体变形较严重的管段, 可能影响清管器的正常通过, 应在这些区域设置重点监测点。

若管道结蜡严重, 还需发送钢刷清管器对管内壁杂质和蜡进行清管作业, 防止杂质影响隔离用清管器的密封情况。

在实施过程中, 管道的停输操作是一个关键性因素, 当清管器到达需要停球位置前需立即执行停输操作, 一旦停输滞后或过早, 会造成清管器越过停球点或剩余回油量增加, 影响后续改造动火作业。为确保该信息反馈的畅通, 在作业前对可能发生的移动手机信号中断、控制室座机掉线等各种因素进行预想和沟通演练。在停输前通过座机、手机及卫星电话 3 种通讯方式同时联络, 确保信息的可靠传输。

### 3.2 注氮注意事项

由于氮气可使人窒息,在作业现场液氮车与氮气车应按照危化品和压力容器设备管理要求摆放。对于液氮源,接触液氮时应进行多方面的有效防护;注入氮气前应确保氮气注入的连接管道和氮气排放的放空管道牢固,防止氮气压力不稳造成伤害;氮气连接设施要进行试压,还应配备检测仪器,防止氮气泄漏,如试压过程中发现注氮管道有漏点,应等到设备恢复到常温且现场含氧量达标后方可进行紧固或维修,禁止低温状态下拆卸注氮管道<sup>[15]</sup>。

注氮过程中,通过氮气注入端的精密压力表、温度计,及时观察氮气注入压力和温度变化情况,防止注入压力超高造成原油管道破裂,氮气注入温度应控制在5~10℃,防止注入管道内的氮气温度过低,造成管体温度下降,导致金属材料金相改变而发生焊缝冷脆开裂。管道下游原油注入连通管道上安装超声波流量计,用于计量回油过程中的原油流量。回油过程中与各个监测点保持通讯联络,及时掌握回油清管器的运行位置。

当回油清管器推进至管道末端附近时,应根据现场情况降低氮气的注入压力或停止注入氮气,利用管道内的余压推动回油清管器行进,控制回油清管器推进速度,防止其进入收(发)球筒时瞬间冲击压力过大。当末端接收器报警确认回油清管器进入收(发)球筒后,立即关闭收(发)球筒阀门,对油品与氮气进行有效切割,防止回油氮气进入运行管道或储罐内,对其造成冲击破坏。

### 3.3 放空管道的设置

回油结束后,应对管道内的氮气与可燃气体混合物进行放空排放。根据GB 50251—2015《输气管道设计规范》,放空管管径一般为干线直径的1/3~1/2,且放空管道应比临近设备、构筑物高出约2m并固定,因此采用高架式排放管,并设置可靠的防雷静电接地和阻火装置<sup>[16]</sup>。

放空排气时气体中掺有大量油雾,排出的油雾落在放空点周围形成污染,增加了后期处置工作。可对放空管安装除液装置,解决排气带出的油雾污染问题<sup>[17]</sup>。

### 3.4 氮气排放注意事项

氮气放空作业时,现场风向、下风向严禁人员活动;检测节流阀门温度,防止温度过低造成冰堵或阀

门损坏;对排气现场进行氮气等检测时应全程监护;站场或人口稠密地区的氮气排放管道末端应设置消音器<sup>[18]</sup>。

由于排空气体中带有部分油雾,为了确保放空安全,在放空作业前期,应根据阀门前后压差建立流速计算模型,加快放空速度,尽量缩短排放时间<sup>[19-23]</sup>。

## 4 工程应用

某输油管道动火作业点处于中间清管站至下游阀室的最低点处。采取的回油方式是:在中间站发送清管器到下游阀室前停止并关闭阀室阀门,通过氮气反推清管器进入中间站发球筒。

由管道纵断面(图2)可知,计算注氮压力时,管道存在翻越点,翻越点与注氮点之间的高程差为95.4m。通过计算,所需要推动清管器的氮气压力为1.027MPa,经现场验证,推动清管器的实际氮气压力为1.05MPa。在氮气推动清管器回油处置完成后,动火点无余油,达到了理想效果。

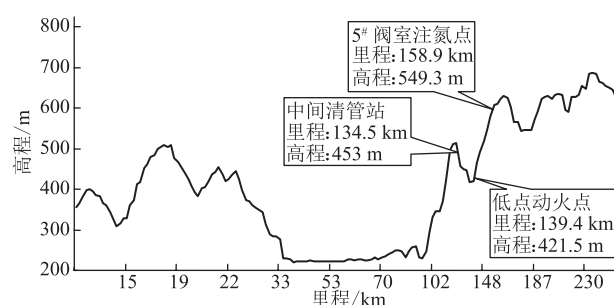


图2 某输油管道全线纵断面图

## 5 结束语

氮气反推清管器回油技术适用于长输管道高程差在200m左右的管道,清管器可以正向发送,也可以利用双向直板清管器双向发送,根据上下游站场的距离和位置情况,选用高程差较小,且有储罐的站场回油。通过系统排油,缩短了整体工艺处置的时间,在动火施工现场基本无油可收,效果显著,避免了回收油品过程中装车、拉运以及连接临时回注管道的风险。该技术已成功应用于阿拉山口—独山子原油管道、乌石化—王家沟成品油管道、独山子—乌鲁木齐原油管道等作业中。应根据管道的实际情况,综合考虑安全、经济与管道允许停输时间等因素,制定出适合的回油方案。

## 参考文献:

- [1] 王博, 佟德斌, 徐堃山. 输油管道动火安全管理研究工作研究[J]. 管道技术与设备, 2008(5): 62.  
WANG B, TONG D B, XU L S. The safety management of oil pipeline hot work[J]. Pipeline Technology and Equipment, 2008(5): 62.
- [2] 佟德斌, 李博, 孔繁宇. 氮气清扫技术在管道封存中的应用[J]. 管道技术与设备, 2014(4): 55-57.  
TONG D B, LI B, KONG F Y. Application of nitrogen gas cleaning technology in pipeline sealing[J]. Pipeline Technology and Equipment, 2014(4): 55-57.
- [3] 蒋华义. 输油管道设计与管理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2014: 62-64.  
JIANG H Y. Design and management of oil pipeline[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014: 62-64.
- [4] 蒋杨贵. 输油技术读本[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 73.  
JIANG Y G. The book of oil transportation technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 73.
- [5] 中国石油天然气集团公司职业技能鉴定指导中心. 输油工[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 46-47.  
Guidance Center for Vocational Skills Appraisal of China National Petroleum Corporation. Petroleum transportation workers[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 46-47.
- [6] 赵立丹. 天然气长输管道站场放空系统计算[J]. 油气田地面工程, 2011(8): 51-52.  
ZHAO L D. The calculation of the venting system of natural gas pipeline station[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2011(8): 51-52.
- [7] 朱建平. 浅谈清管器运行速度控制[J]. 石油化工应用, 2009(4): 70-72.  
ZHU J P. Discussion on operation speed control of pigging[J]. Petroleum and Chemical Applications, 2009(4): 70-72.
- [8] 谭力文, 敬加强, 戴志向, 等. 天然气管道氮气置换技术研究[J]. 管道技术与设备, 2007(3): 25-28.  
TAN L W, JING J Q, DAI Z X, et al. Gas pipeline nitrogen replacement technology research[J]. Pipeline Technology and Equipment, 2007(3): 25-28.
- [9] 施冬梅. 低输量原油管道清管器的选择[J]. 清洗世界, 2008(8): 28-31.  
SHI D M. Selection of pigging for low throughput crude oil pipeline[J]. Cleaning World, 2008(8): 28-31.
- [10] 戴斌, 陶志钧. 皮碗式清管器的磨损和长度特性研究[J]. 上海煤气, 2008(2): 6-9.  
DAI B, TAO Z J. Study on the wear and length characteristics of a leather bowl type cleaning device[J]. Shanghai Gas, 2008(2): 6-9.
- [11] 王亚新, 粟佳, 包瑞新. 输油管道清管器受力数值研究[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2007(6): 39-41.  
WANG Y X, SU J, BAO R X. Numerical study on force of oil pipeline pigging[J]. Journal of Liaoning Shihua University, 2007(6): 39-41.
- [12] 金朝文. 输气管道清管球速度控制[J]. 天然气与石油, 2009(2): 31-35.  
JIN Z W. Pigging ball speed control of gas pipeline[J]. Natural Gas and Oil, 2009(2): 31-35.
- [13] 薛继军, 张鹏云, 王俊奇. 输气管道投产置换注氮量计算方法[J]. 天然气工业, 2007, 27(12): 133-135.  
XUE J J, ZHANG P Y, WANG J Q. Calculation method of replacement nitrogen injection in gas pipeline[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(12): 133-135.
- [14] 段瑞溪, 于达, 宫敬, 等. 多相流管道不同过盈量清管器清管模拟实验[J]. 油气储运, 2013, 32(1): 36-38.  
DUAN R X, YU D, GONG J, et al. Pigging simulation experiment on pigs with different shrink range for multiphase flow pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(1): 36-38.
- [15] 林金贤. 管道动火作业的隔离和扫线[J]. 油气储运, 1999, 18(4): 28-29.  
LIN J X. The pipeline fire operation isolation and purging[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 1999, 18(4): 28-29.
- [16] 李长俊. 天然气管道输送[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 47.  
LI C J. Natural gas pipeline transportation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 47.
- [17] 吴运逸. 输气管道站场放空系统设计浅析[J]. 化工管理, 2014(4): 79-80.  
WU Y Y. Safety design of venting system in gas pipeline station[J]. Chemical Engineering Management, 2014(4): 79-80.
- [18] 孔吉民. 对管线内天然气放空时间及放空量的探讨[J]. 石油化工应用, 2005(4): 18-20.  
KONG J M. Study on natural gas pipeline venting time and

(下转第 476 页)

- [14] 郑贤斌. 老龄输油管道安全评估与维修决策方法及应用研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2007: 7-12.  
ZHENG X B. Safety assessment and maintenance decision for aging oil long distance pipeline[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), 2007: 7-12.
- [15] 潘家华. 关于老龄管道的安全运行[J]. 油气储运, 2008, 27(5): 1-3.  
PAN J H. The safe operation of old pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2008, 27(5): 1-3.
- [16] 孙伟栋, 席少龙, 余良民. 老龄管道安全运行危害因素分析[J]. 中小企业管理与科技, 2015(29): 295.  
SUN W D, XI S L, YU L M. Analysis of hazardous factors on old pipeline safe operation[J]. Management & Technology of SME, 2015(29): 295.
- [17] 陈柏杰. 油气管道安全风险外部影响因素及风险分析[D]. 广州: 中山大学, 2014: 10-13.  
CHEN B J. Oil and gas pipeline safety risk external influence factors and risk analysis[D]. Guangzhou: Sun Yat-sen University, 2014: 10-13.
- [18] 吕宏庆, 李均峰. 管道第三方破坏的原因及预防措施[J]. 天然气工业, 2005, 25(12): 118-120.  
LYU H Q, LI J F. Cause and prevention of pipeline third-party interference[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(12): 118-120.
- [19] 刘强, 马利民, 严鑫. 第三方施工破坏燃气管道事故分析[J]. 城市建筑, 2013(16): 269.  
LIU Q, MA L M, YAN X. Analysis of gas pipeline accident caused by third party construction[J]. Urbanism and Architecture, 2013(16): 269.
- [20] 宋福乐. 浅论第三方施工对燃气管道及设施的预防破坏措施[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013(11): 224.  
SONG F L. Discussion on preventing damage measures of gas pipeline and facilities by the third party construction[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2013(11): 224.
- (收稿日期: 2015-12-18; 修回日期: 2017-02-16; 编辑: 李华)

**基金项目:** 中国-澳大利亚天然气伙伴基金项目“中国文化背景下 LNG 项目合同治理与关系治理”, 39000-4117002。

**作者简介:** 梁永宽, 男, 1968 年生, 讲师, 2008 年博士毕业于中山大学企业管理专业, 现主要从事项目管理与风险控制、油气管道安全管理方面研究工作。地址: 广东省广州市海珠区新港西路 135 号, 510275。电话: 020-39332064, Email: lykuan@mail.sysu.edu.cn

(上接第 471 页)

- venting amount[J]. Petrochemical Industry Application, 2005(4): 18-20.
- [19] 李玉星, 姚光镇. 输气管道设计与管理[M]. 2 版. 东营: 中国石油大学出版社, 2009: 43.  
LI Y X, YAO G Z. Design and management of gas transmission pipeline[M]. 2nd ed. Dongying: China University of Petroleum Press, 2009: 43.
- [20] 李振江. 氮气置换技术在油田地面建设工程中的应用[J]. 特种油气藏, 2008(增刊 1): 115.  
LI Z J. Application of nitrogen replacement technology in oil field surface engineering[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2008(S1): 115.
- [21] 徐俊平, 戚皓. 输油管道清管器跟踪定位方法及跟球选址技巧[J]. 石化技术, 2016(1): 75.  
XU J P, QI H. Tracking and locating method of pig in oil transportation pipeline and the technique of ball-following site selection[J]. Petrochemical Industry Technology, 2016(1): 75.
- [22] 赵倩琳, 朱渊, 陈国明, 等. 基于氮气诱导的深水井喷插入式隔水管应急收油优化[J]. 安全与环境学报, 2016, 16(1): 86-90.  
ZHAO Q L, ZHU Y, CHEN G M, et al. Optimization of the riser insertion tube based on the nitrogen induction for the deepwater blowout emergency response[J]. Journal of Safety and Environment, 2016, 16(1): 86-90.
- [23] 崔茂林, 吴长春. 输气管道投产中氮气置换的原则及技巧[J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 81-86.  
CUI M L, WU C C. Principles of and tips for the nitrogen gas displacement in the gas pipeline debugging practices[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2): 81-86.
- (收稿日期: 2016-01-21; 修回日期: 2016-12-29; 编辑: 杜娟)
- 作者简介:** 马成福, 男, 1983 年生, 工程师, 2005 年毕业于中国石油大学(华东)机械设计制造及其自动化专业, 现主要从事输油气生产的管理工作。地址: 新疆维吾尔自治区克拉玛依市独山子区韶山路甲-70 号, 833600。电话: 18997777557, Email: cfma@petrochina.com.cn