

防腐保温

我国输气管道应力腐蚀开裂的调查与研究

帅 健*

(中国石油大学(北京)机电学院)

帅 健:我国输气管道应力腐蚀开裂的调查与研究,油气储运,2006,25(4) 22~26。

摘 要 对我国中西部 3 条输气管道进行了应力腐蚀调查,调查的内容主要涉及 3 个方面,即针对老管道有目的地开挖了 21 个探坑,进行了土壤环境、防腐层和阴极保护状况以及管道表面情况等一系列调查,分析了老输气管道上没有发生应力腐蚀的原因;通过慢拉伸试验和其它试验,初步评价了 3 条输气管道在实地土壤环境溶液和模拟土壤环境溶液中的对应力腐蚀的敏感性;分析了西部输气管道的土壤环境条件和运行条件,指出了产生管道外部应力腐蚀开裂的条件因素。研究成果对预防已运营及新建输气管道的外部应力腐蚀具有一定的借鉴作用。

主题词 输气管道 应力腐蚀 调查 研究

一、前 言

自 20 世纪 60 年代中期以来,世界各地油气管道不断发生管道外部应力腐蚀导致的管道断裂事故^[1~3],其中绝大部分发生在输气管道上。管道外表面的应力腐蚀开裂有两种形式^[1],即高 pH 值的应力腐蚀开裂和近中性 pH 值的应力腐蚀开裂(也

油的流动状态随时间连续变化。该变化过程符合质量守恒定律、动量守恒定律和能量守恒定律。根据三大守恒定律,充分考虑了原油物性对温度的依赖关系,建立了适用于原油热输管道不稳定流动的模型方程组。

该控制方程对于圆形管道内的非稳态流动与换热具有通用性。模型方程离散后进行数值计算,便可获得不稳定流动过程的速度分布与温度分布,从而可进行管道耦合流动及传热特性的数值分析,优化管道运行及管理。

参 考 文 献

1, 杨筱衡:输油管道设计与管理,石油大学出版社(山东),1996。

* 102249,北京市昌平区府学路 18 号,电话:(010)89733772。

称为低 pH 值的应力腐蚀开裂),两者发生的环境条件和产生机理有很大区别^[4,5]。

对我国四川天然气管网、陕京输气管道和涩宁兰输气管道发生应力腐蚀的潜在危险性进行了调研,其中,前者是早期建设的管道已经使用了 30 年以上,而后两者都是新建管道,这 3 条管道所经区域基本覆盖了我国的中部、西部地区,具有一定的代表性。

- 2, 陶文铨:数值传热学,西安交通大学出版社(西安),1993。
- 3, Hartnet J P, Irvine T F, Jr(Eds); Horst Henning Winter, Viscous Dissipation In Shear Flows of Molten Polymers, Advances in Heat Transfer 1977, Vol. 13.
- 4, 王立昕:热输原油管道工艺计算的数值分析,油气储运,1989, 8(2)。
- 5, 陈矛章:粘性流体力学基础,高等教育出版社(北京),1993。
- 6, 李兆敏:非牛顿流体力学,石油大学出版社(北京),1998。
- 7, 陈祖泽(译):高粘高凝原油和成品油管道输送,石油工业出版社(北京),1987。
- 8, 杨世铭:传热学,高等教育出版社(北京),1998。

(收稿日期:2005-04-29)

编辑:孟凡强

二、应力腐蚀案例的调查

案例调查对象主要为四川天然气管网,因为管道在土壤环境中的应力腐蚀是一个缓慢的过程,新

建管道由于运行时间较短,目前还不可能在管道外表面出现应力腐蚀。

1、管道历年失效案例

1971~2002 年四川输气管道共发生 122 次破裂及砂眼漏气事故,统计结果见表 1。

表 1 1971~2002 年四川天然气管道事故发生情况

事故原因	爆管及管裂事故 (次)	发生概率 %	事故原因	砂眼漏气事故 (次)	发生概率 %
焊缝开裂	50	68.5	焊缝砂眼	19	40.4
母材裂纹	10	13.7	母材砂眼	13	27.7
内腐蚀	3	4.1	内腐蚀	10	21.3
试输爆管	1	1.4	外腐蚀	4	8.5
自然因素和人为因素	9	12.3	自然因素和人为因素	1	2.1

调查结果表明,制管时成型不好,有压痕以及焊缝内应力大和焊接微裂纹等焊接质量不合格是失效的主要原因。由于制管质量和材料缺陷,在酸性条件下发生硫化物应力腐蚀开裂及氢致开裂,引发爆管事故。其次是内腐蚀、自然因素和人为因素(例如洪水冲毁、山体滑坡、人为破坏和建设施工)等,尚无一例是确切的在土壤环境中管道外表面应力腐蚀开裂引发的失效案例。

从近 40 年来有记录的管道失效事故统计分析可以看出,局部电化学腐蚀发生高峰期多在管道投产 3 年以后,而制管或焊接质量问题多在管道投产一年后暴露出来。自然因素和人为因素引发事故的频率也较高,其发生的地点多为江河穿越处、公路、铁路相交处、地质结构不稳定和易滑坡塌方的山区地带。

2、管道历年腐蚀调查

在 1991~2000 年期间,对 89 条管道、总长 827.9 km 的天然气管道以及油田集输管道进行了腐蚀调查,共挖掘测试坑 169 个,未发现管道外壁有应力腐蚀开裂现象。

3、现场开挖调查

对选择的两条输气管道进行了管道外表面应力腐蚀发生条件的开挖调查。共挖掘了 21 个探坑,以调查土壤环境、防腐层和阴极保护状况以及管道表面情况等。

(1)土壤环境 沿线土壤以紫色土为主,土壤的腐蚀性为中等。土壤环境的 pH 值绝大部分在 7~

8 之间,为近中性土壤。

(2)防腐层 在防腐层状况调查的 21 个探坑中,有 4 个坑的沥青防腐层与管体间潮湿,17 个测试坑的管段外壁石油沥青防腐层完好,但不平整,一个坑的管段外壁石油沥青防腐层有龟裂,不平整,3 个坑的管段外壁石油沥青防腐层有破损。

(3)阴极保护 两条管道均采用强制电流阴极保护,保护率均为 100%。其中一条管道测试了 11 个点,自然电位为 -555~-666 mV。阴极保护电位在 -936~-1 200 mV 之间;另一条管道测试了 10 个点,自然电位为 -595~-638 mV,阴极保护电位为 -972~-1 170 mV,测试点均达到保护电位要求。

(4)管道外表面情况检查 检查中发现仅 3 处管段的外壁有锈迹,全部无腐蚀坑点,用磁粉探伤未发现表面微裂纹。

调查结果表明,在四川天然气管网中没有发现管道外部应力腐蚀开裂现象,其主要原因为,一是输气管道运行时的实际应力水平较低,管道大部分时间的运行压力较低,不容易滋生应力腐蚀裂纹;二是根据加拿大、苏联的管道运行情况,近中性 pH 值多发生在寒冷地区,相对于加拿大和前苏联的一些地区,四川天然气管网所在地区的常年气温偏高,不利于产生近中性 pH 应力腐蚀开裂;三是目前对管网中的阴极保护存在欠保护的观点,如果这一观点正确,也可能是管道未发生高 pH 值应力腐蚀开裂的原因。但是,对这一观点要作进一步的调查与研究。

三、典型实地土壤溶液中管道钢 应力腐蚀的敏感性试验

尽管在我国老输气管道上未出现一起由外部应力腐蚀开裂引起的失效案例,但是,防止管道在土壤环境中的应力腐蚀仍然是一个长期的任务。特别是我国油气管道的发展趋势是采用高强度钢,一般认为高强度钢发生应力腐蚀的倾向性可能更强。为进一步了解国内输气管道发生应力腐蚀开裂的潜在危险性,采用慢应变速率拉伸试验方法以及电化学极化曲线测试方法^[6],初步评价了这3条输气管道在实地土壤溶液以及模拟地下水溶液 NS4 环境中对应力腐蚀的敏感性。

1、四川输气管道应力腐蚀开裂敏感性

四川输气管道的典型用钢为 16Mn 和 X52,试件均取自现场更换下来的钢管,采用慢拉伸试验评价其对应力腐蚀开裂的敏感性进行试验。试验的外加电位控制在 -790 mV(SCE),环境介质共 4 种:①空气;②NS4 溶液+5%CO₂+95%N₂;③NS4 溶液+管道沿线 1 处旱地土+5%CO₂+95%N₂;④去离子水+管道沿线 1 处旱地土+5%CO₂+95%N₂。

图 1 是 16Mn 和 X52 管道钢在不同环境条件下的试验结果,其中,应力腐蚀敏感性指数 $R = (1 - \text{试验环境测试结果} / \text{空气中的测试结果}) \times 100\%$ 。从图 1 可以看出,试验温度 50℃ 的环境介质③和④中的应力腐蚀敏感性最高,在 50℃ 试验条件下的应力腐蚀敏感性高于冬季室温的测试结果。在 3 种溶液环境中,试样均有明显的塑性损失,并可发现应力腐蚀裂纹和应力腐蚀断面有穿晶型断裂的微观特征。

2、陕京输气管道的应力腐蚀敏感性

试样取自于现场的 X60 管道。在 10 kN 微机控制的慢拉伸机上对光滑拉伸试样进行慢拉伸试验,应变速率分别为 $7 \times 10^{-5} \text{ s}^{-1}$ 、 $7 \times 10^{-6} \text{ s}^{-1}$ 、 $7 \times 10^{-7} \text{ s}^{-1}$ 、 $3.5 \times 10^{-7} \text{ s}^{-1}$ 和 $7 \times 10^{-8} \text{ s}^{-1}$,试验溶液分别为 NS4 溶液、0.1 mol/L NaHCO₃、用去离子水稀释的土壤(含水率为 33.3%)以及用 NS4 溶液稀释的土壤(含 NS4 溶液 33.3%)。

定义试样的相对塑性损失 $I_b = (\delta_{air} - \delta_{sol}) / \delta_{air} \times 100\%$ 为应力腐蚀敏感性指数,其中 $\delta_{air} =$

13.5%,在溶液中的应力腐蚀敏感性见表 2。

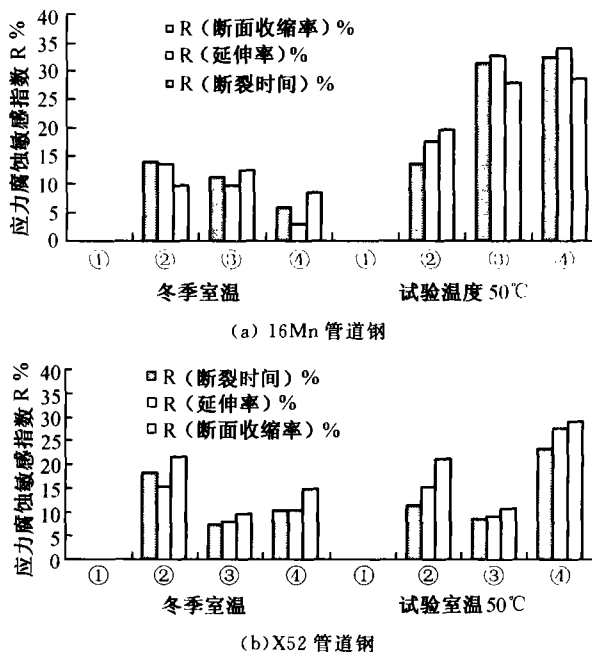


图 1 4 种环境介质中 16Mn 和 X52 管道钢慢应变速率拉伸试验结果

表 2 应力腐蚀敏感性指数 I_b 的测试结果

应变速率 $\dot{\epsilon}(\text{s}^{-1})$	应力腐蚀敏感性指数 I _b %			
	NS4 溶液	0.1 M NaHCO ₃	土壤 (应县)	土壤 + NS4
7.0×10^{-5}	0			
7.0×10^{-6}	5.2		0	
3.5×10^{-7}	21.5	14.1	0	
7.0×10^{-7}	37.8	0	37.0	31.9
7.0×10^{-8}	20.0	18.5	25.7	

从试件的断口可以看出,空气中拉断的光滑试样的宏观断口呈杯锥形,有明显缩颈现象,利用扫描电镜(SEM)观察到空拉韧窝断口。在 NS4 溶液中的试件,当以应变速率为 $7 \times 10^{-7} \text{ s}^{-1}$ 被拉断时,有典型的穿晶应力腐蚀断口以及准解理形貌。

3、涩宁兰管道的应力腐蚀敏感性

(1) 电化学动态极化曲线测试

采用电化学扫描技术研究了管道钢在不同土壤环境中的电化学行为。涩宁兰管道沿线取土壤样品 11 处,对其中 5 处的土壤样品溶液进行了电化学动态极化曲线测试。测试扫描速率为 30 mV/min,试件取自于 X70 钢管,5 个土壤样品溶液中的极化曲

线与在 NS4 溶液中的极化曲线基本类似,测试结果见表 3。

(2) 慢拉伸试验

为了评价管道用钢对应力腐蚀的敏感性,采用不同慢拉伸速率,对 X70 管道钢在 NS4 溶液和涩宁兰管道沿线所取土壤样品溶液中的应力腐蚀敏感性进行了试验,在溶液中,通入了沸腾 CO₂ 气体。测量试件断裂后的截面收缩率,并观察试件表面的开裂情况,评价材料对应力腐蚀的敏感性。试验条件及结果见表 4。

表 3 X70 管道钢在土壤样品溶液中的电化学参数

样品溶液	自腐蚀电位 (mV)	电流密度 (10 ⁻¹¹ mA/cm ²)
1 号	-783	6.606 9
4 号	-775	1.000 0
7 号	-786	1.000 0
10 号	-841	1 954.300 0
11 号	-807	602.560 0
NS4	-751	1 633.000 0

表 4 X70 管道钢在不同环境中的慢拉伸试验结果

试件	环境溶液	应变速率 (10 ⁻⁷ s ⁻¹)	阴极保护电位 (mV)	截面收缩率 %	断裂情况
1	NS4	2	-705	37.0	无裂纹
2	NS4	20	-705	59.0	无裂纹
3	NS4	80	-705	63.5	无裂纹
4	10 号土壤	20	-705	54.1	无裂纹
5	10 号土壤	20	自然电位	54.1	表面有裂纹
6	4 号土壤	20	-700	50.6	无裂纹

从表 4 可以看出,在 NS4 溶液中,当慢应变率为 2×10⁻⁷ s⁻¹ 时,试件断裂时的截面收缩率较小,塑性较差;10 号土壤溶液在自然腐蚀电位下,试件的表面有明显的开裂裂纹,该样品取自西部典型的沼泽盐碱地,这表明在沼泽盐碱地区也可能发生应力腐蚀。

自拉积山高原草原,其 pH 值为 7.47,属于近中性土壤,因此经过这一区域的管道可能易发生近中性 pH 值应力腐蚀,其余取样点的 pH 值都在 8 以上,最高为 9.72,属于碱性土壤。

四、涩宁兰管道的环境和运行条件

1、环境条件调查

对沿涩宁兰管道 11 处地方提取土壤样品进行了分析,土壤的含水情况见图 2。图 2 中 1 号、2 号、4 号、5 号、7 号样品的含水率高。其中 1 号、2 号取样点在菜地里,可能和菜地刚刚浇过水有关,不是土壤含水情况的真实体现。而 4 号点位于山谷,旁边有溪水流过;5 号取样点在海拔 3 000 m 以上的拉积山高原,上有很大一片草原,可能受不远处雪山融雪的影响,该草原的水量丰富。7 号取样点在青海湖边,近处有牧民的取水点。4 号、5 号和 7 号取样区域的地下水丰富,但常年气温偏低。

土壤 pH 值的测试结果见图 3。5 号取样点源

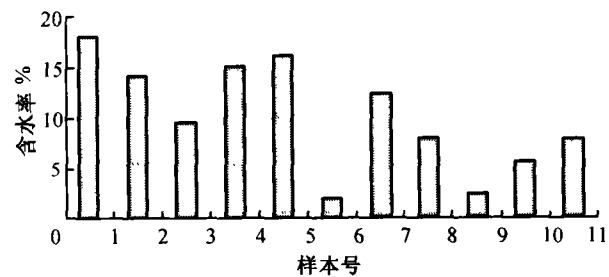


图 2 土壤样品的含水率

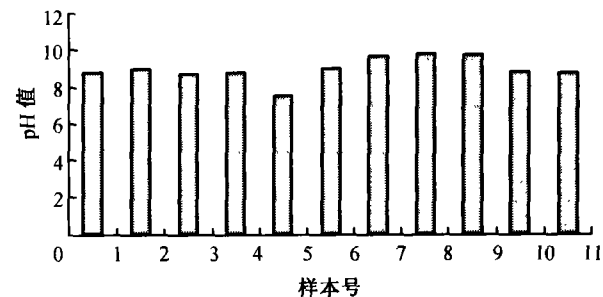


图 3 土壤样品的 pH 值

此外管道沿线土壤的季节变化的冻结和融化、地质因素造成的土体移动等,可能造成管道较大的局部应力,并诱发管道应力腐蚀开裂^[7,8],应给予重视。

2、管道的运行条件

在管道的运行条件中,管道的应力及其波动情况直接影响到应力腐蚀裂纹的萌生,这些条件可以为以后进行管道应力腐蚀裂纹的萌生和扩展规律的研究提供参考数据。根据管道在 389 天内的运行压力记录,对管道应力波动进行了分析,分析结果见图 4,其中应力比 R 值在 0.9 以上的占 67.8%。

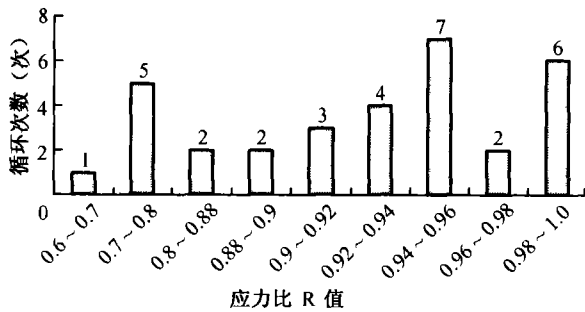


图 4 应力比 R 值的分布(雨流计数)

五、结 论

(1)在我国较早建设的天然气输送管道上还没有发现管道外表面的应力腐蚀案例,其原因可能是管道运行压力较低。

(2)几种管道钢在我国中部、西部地区的实地土壤环境中对应力腐蚀均有一定的敏感性。因此,无论是对老管道还是新建管道,都不能忽视管道外表面应力腐蚀的潜在危险性。

(3)对于西部天然气输送管道,以涩宁兰输气管道为例,可能存在多种导致管道外部应力腐蚀的因素,应采取必要的预防措施。

参 考 文 献

1. Report of the inquiry stress corrosion cracking on Canadian oil and gas pipelines, National Energy Board, Order No. MH-2-96, November 1996.
2. Manfredi C, Oregui J L: Failures by SCC in buried pipelines. Engineering Failure Analysis, 9, 2002.
3. Dupuis B R: The Canadian energy pipeline association stress corrosion cracking database, International Pipeline Conference, Vol. 1, ASME 1998.

4. Parkins R N: A review of stress corrosion cracking of high pressure gas pipelines, CORROSION/2000, NACE international, Houston, TX, 2000.
5. Jack T R, Emo B, Krist K: Generation of near neutral pH and high pH SCC environments on buried pipelines, CORROSION/2000, NACE international, Houston, TX, 2000.
6. Shuai J: Near neutral pH stress corrosion crack in gas and petroleum pipelines—— a review, Petroleum Science. 2(3), 1999.
7. Sutherby R L: The CEPA report on circumferential stress corrosion cracking, 1998, International Pipeline Conference, Vol. 1, ASME 1998.
8. Arrigoni B, Sinigaglia E: Transverse Stress Corrosion Cracking in a Landslide Area, 11th PRCI-EPRG Joint Technical Meeting, April 7-11, 1997, Arlington, Virginia, USA.

(收稿日期:2005-05-17)

编辑:吕 彦

题 录

西气东输管道工程水网地带	
施工技术	邢治国等
《石油规划设计》2006 年第 2 期第 37 页	
水合物应用	欧 剑等
《天然气与石油》2006 年第 1 期第 5 页	
管道风险管理方法	
研究	潘红丽
《天然气与石油》2006 年第 1 期第 9 页	
输气管线中水合物的形成	
及预防	王海霞等
《天然气与石油》2006 年第 1 期第 29 页	
凝析气管道输送泄漏监测	
技术	张红兵等
《天然气工业》2006 年第 2 期第 129 页	
城市燃气管网 GIS 系统	
的开发	彭世尼等
《天然气工业》2006 年第 2 期第 132 页	
成品油顺序输送首站发油	
系统典型 SCADA 逻辑流程图	
探讨	李 津
《炼油技术与工程》2006 年第 2 期第 50 页	

mathematical model

• CORROSION CONTROL & INSULATION •

SHUAI Jian; **Investigation on SCC in Gas Transmission Pipeline in China**, *OGST*, 2006, 25 (4) 22~26.

This paper reports the SCC investigation on 3 gas transmission pipelines (1 pipeline over 30 years old and 2 newly-installed pipelines) in western and middle China. For the old pipeline, the author reviews the failure cases and corrosion investigation collected in past years and excavated dozens of sites aiming at detecting soil environment, anti-corrosion coating, cathodic protection and corrosion of pipe surface, analyzes the reasons why SCC does not occur in oil pipeline yet. For 3 pipelines, the author evaluates the SCC sensitivity of line pipe steels in typical soil environment by using slow strain rate tests and other experiments. For the pipelines in western China, the author also analyzes the soil environment and operation pressure fluctuation. This paper summaries some conditions that are prone to SCC and present measures of SCC prevention based on the analytical results.

Subject Headings: gas transmission pipeline, SCC, investigation

LI Pei and YANG Wei; **Evaluation on the Corrosion Rate of Pipeline with Analytic Hierarchy Process and Fuzzy Comprehensive Evaluation Method**, *OGST*, 2006, 25 (4) 27~33.

This paper puts forward a new kind of model to evaluate the pipeline soil corrosion to determine the corrosive factors for long-distance buried transmission pipelines. The grey conjunction method is used to determine the sequence of soil corrosive factors, also including the improved analytic hierarchy process to analyze and determine the weight of each factor. Finally, the authors establish a subjection function along with fuzzy comprehensive evaluation method to evaluate the corrosive condition of pipeline in service. In practical calculation, five main influencing corrosive factors are taken into account, including soil resistance, oxidative and deoxidized electric potential, pH value, water content and salt content, and five corresponding evaluation grades such as “very serious, serious, intermediate, light, terribly low” are established. The corrosive condition about 8 pipeline check points is evaluated, and finally the pipeline evaluating grade obtained, which is the same as the local fact. According to practical calculation, this method can be used in evaluating the soil corrosive condition of pipeline, and a scientific foundation for in-time maintenance and replacement of pipeline.

Subject Headings: pipeline, corrosion rate, improved analytic hierarchy process, grey conjunction, fuzzy comprehensive evaluation

LIU Gang, ZHOU Zhilong *et al*: **The Application of the Improved BP Neural Network in Prediction of Pipeline Corrosion Rate**, *OGST*, 2006, 25 (4) 34~37, 58.

The BP shortcomings are apt to fall into some minimum, slowing to converge and causing the effect of shaking, influencing its application to the prediction of the pipeline corrosion rate. According to the characteristic of the improved adaptive GA – IAGA in extensive space search and converging to the optimum goal as soon as possible in the optimum direction, this paper points out that the improved adaptive GA – IAGA should be used to optimize the BP neural network and structure the optimized mix algorithm neural network model. The application of the optimized model to the pipeline corrosion rate prediction shows that it will prove greatly the learning effectively and the accuracy in prediction and judging.

作 者 介 绍

- 郭海林** 1973年生,1998年毕业于中国地质大学安全工程及技术专业,2001获该专业硕士学位,现在本校攻读地质工程专业安全技术及工程方向博士学位,2002年2月至2005年2月在俄罗斯学习,从事管道风险评价方面的研究工作。
- 杜国敏** 高级工程师,1974年生,1995年毕业于石油大学(华东)油气储运专业,1998年硕士毕业于石油大学(北京)油气储运专业,现在中国石油天然气集团公司规划计划部工作。
- 田 娜** 1980年生,2003年毕业于辽宁工程技术大学给排水专业,现为辽宁石油化工大学油气储运专业研究生。
- 孙建刚** 高级工程师,1962年生,1984年毕业于西南石油大学油气储运工程专业,2005年获西南石油大学油气储运专业博士学位,现任新疆油田油气储运分公司经理。
- 蔡新景** 1980年生,2003年毕业于东北电力学院电力系统及其自动化专业,现为清华大学自动化系硕士研究生,主要从事输气管道泄漏故障诊断、鲁棒控制理论和图像处理方面的研究。
- 王海琴** 讲师,1969年生,1993年毕业于石油大学(华东)油气储运工程专业,2000年获该专业硕士学位,现在中国石油大学(华东)油气储运工程专业攻读博士学位。
- 帅 健** 教授、博士生导师,1963年生,1982年毕业于武汉化工学院化机专业,现在中国石油大学(北京)机电学院从事工程力学、油气储运安全工程的科研与教学工作。
- 李 佩** 工程师,1970年生,1991年毕业于胜利石油学校,现为中国石油长庆油田分公司第一输油处副处长,主要从事原油长输管道生产管理工作。
- 刘 刚** 助理工程师,1981年生,现为中国人民解放军后勤工程学院硕士研究生,主要从事油料储存技术与装备的研究。
- 乔军平** 工程师,1970年生,1995年毕业于青岛化工学院化工机械专业,现在天华化工机械及自动化研究设计院从事钢制管道内外防腐技术、机具的研究开发和推广工作。
- 刘俊峰** 工程师,1971年出生,1994年毕业于大庆石油学院石化系石油加工专业,现在石油规划总院从事输气管道的规划研究工作,曾参与并主持中俄、中哈原油管道的前期研究工作。
- 丁月华** 高级工程师,教授,硕士生导师,1950年生,1977年毕业于广州华南理工大学计算机应用科学专业。享受国务院政府特殊津贴,现任华南理工大学计算机应用工程研究所所长,广州华工信息软件(集团)公司总经理,主要从事计算机应用技术方面的研究工作。
- 张俊义** 高级工程师,1948年生,1974年毕业于石油大学(华东)石油化工专业,现在中国石油管道公司从事管理工作。
- 康万利** 研究员,博士生导师,1963年生,1985年毕业于东北师范大学化学系,1990年获该校理学硕士学位。2000年获大庆石油学院油气田开发专业工学博士学位。2003年获中国石油大学(北京)化学工程与技术博士后,现在大庆石油学院从事表面活性剂及油田化学方面的科研工作。
- 谢丽华** 助教,1980年生,2005年毕业于西安石油大学油气储运专业,获硕士学位,现在浙江海洋学院石化学院油气储运系从事教学科研工作。
- 李海光** 工程师,1970年生,1995年毕业于黑龙江商学院石油储运专业,现任南京港股份有限公司油品储运队副队长,武汉理工大学物流工程管理学院在职硕士研究生。