

基于油气能量计量的多个气田产品分配方法

——以崖城 13-1 和崖城 13-4 气田为例

邓传忠¹ 沈 宏² 涂少勇² 李劲松² 谢艳娥¹

1. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司 2. 中海石油(中国)有限公司崖城作业公司

邓传忠等. 基于油气能量计量的多个气田产品分配方法——以崖城 13-1 和崖城 13-4 气田为例. 天然气工业, 2013, 33(4): 125-130.

摘 要 随着我国天然气工业的快速发展,特别是与外资公司等合作开发海内外气田的增多以及不同进口气源的接入,迫切需要科学合理地对油气产品进行计量、分配的标准方法,而目前国内还没有可供参照的计量、分配模式。为此,以崖城 13-4 气田接入崖城 13-1 气田生产和集输系统联合开发为例,以油气能量计量为基础,结合两个气田不同关键计量节点的实际情况,提出了各方接受的合理、适用的油气计量方案,并建立了用户指定量与各气田能量库存账户相关联的能量管理和油气产品分配方法。该方法综合考虑了两个气田油气品质的差异,产能和合同供气量的差异以及设施集输能力的合理分配等因素。实际应用结果表明,该计量分配方法是适用的,达到了相关协议规定的指标和精度,为分属不同权益方的多个油气田相互依托处理与输送设施资源进行开发和产品分成提供了借鉴。

关键词 天然气能量计量 分配 管存量 天然气指定量 多个气田 共用设施

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.04.023

Allocation metering methods of oil and gas products from different fields based on hydrocarbon energy measurement: A case study from the joint production of Yacheng 13-1 and 13-4 gas fields, western Qiongdongnan Basin

Deng Chuanzhong¹, Shen Hong², Tu Shaoyong², Li Jinsong², Xie Yan'e¹

(1. Zhanjiang Branch of CNOOC Limited, Zhanjiang, Guangdong 524057, China; 2. CNOOC Yacheng Operation Company, Zhanjiang, Guangdong 524057, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 4, pp.125-130, 4/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Along with the rapid development of natural gas industry in China, there is a surge of jointly-developed gas fields at home and abroad as well as more and more gas imported from different countries. Under this situation, more scientific and reasonable criteria and methods are urgently needed for metering and allocating such oil and gas products from different sources. In view of this, a case study was conducted from the joint development and production of Yacheng 13-1 and 13-4 gas fields in the Based on the oil and gas energy measurement, and in consideration of different key measurement points of both gas fields, a reasonable and applicable scheme was first presented for oil and gas metering accepted by all parties, and then the energy management system and oil and gas products allocation method were developed associated with the buyer's specified gas amount and the energy stock account of each field. This method has fully taken into account many factors such as oil and gas quality divergence, differences in productivity and contract gas supply volume, and equitable distribution of gathering and transportation competence in these two gas fields. The actual application shows that this metering method is practical enough to satisfy the needs of the relevant codes and agreements in terms of norms and accuracy. This provides a reference to the development and product sharing of different oil and gas fields especially jointly developed by various operators with different interests.

Key words: natural gas energy measurement, allocation, stock, gas nomination, multiple fields, sharing facilities, Yacheng, Qiongdongnan basin

作者简介: 邓传忠, 1970 年生, 高级工程师; 主要从事天然气生产动态管理工作。地址: (524057) 广东省湛江市坡头区 22 号信箱生产部。电话: (0759) 3909640。E-mail: dengchzh@cnooc.com.cn

目前,我国在天然气上游领域开展的贸易计量还不多,涉及需要分配计量产品的情况就更少。然而随着我国天然气工业的快速发展,特别是外资公司等与三大石油公司合作开发海内外气田的情况日益增多以及不同进口气源的接入,迫切需要通过实践积累经验和形成分配计量的标准方法。

单纯的天然气能量计量与计价已成为目前国际上最流行的天然气贸易和消费计量与结算方式^[1-3],中海油崖城 13-1 气田与香港中华电力签署的是国内首个以能量计量和能量结算的贸易合同^[4],但涉及不同权益方共用处理和集输设施,且油、气同时采用能量计量和分配的例子国内还没有^[5]。笔者以崖城 13-4 气田接入崖城 13-1 气田生产和集输系统联合开发为例,论述了国内首个上游领域油、气产品分配计量模式的应用实践。

崖城 13-1 气田由中海油与 BP 和科威特国家石油公司合作开发,产能已开始递减,设施处理能力有较大富余,而下游用户迫切希望找到接替气源。而崖城 13-4 气田是中海油自营小气田,单独开发没有效益,因此考虑依托附近的崖城 13-1 气田进行开发,所产天然气全部供给香港中华电力。两个气田联合生产的主要工艺流程见图 1。相当于崖城 13-1 气田总产量约 22% 的天然气与两个气田的凝析油经内径 355.6 mm、91 km 长的海管混输至海南南山终端。其余的干气经内径 711.2 mm、778 km 海管输往香港终端。南山终端油气处理后有干气、凝析油和 LPG 等 3 种产品。

由于涉及多方权益(中海油、崖城 13-1 气田合作

外方、香港中华电力),气田生产管理^[6]和商务方面都需要将集输管线内储存以及两个终端生产的油气产品公平、准确地分配到两个气田。这就需要确定生产、集输和处理过程中油、气产品的计量方法和分配方法。

Philip A Lawrence 介绍了国外涉及天然气和凝析油分配计量的基本方法和实例^[7],文中指出,由于不同项目的复杂性,目前还没有统一的油气分配计量标准,但分配计量系统中,有条件的计量装置应尽量按照相关标准设计和执行。既要确保分配计量系统达到一定的准确度,又要使项目的资金投入经济可行。

两个气田部分参数对比见表 1。两个气田的天然气经过水露点、烃露点、压力和温度控制,各项指标均能满足天然气销售合同对供气规格的要求。从表 1 可以看出,两个气田虽然凝析油气比接近,但天然气组分含量和单位热值存在差异。另外,整个系统中油气存在多个混合节点,不同节点的油气组分有差异。因此,油气产品若简单采用体积单位进行计量和分配是不公平的。虽然整个生产系统中油气体积量是不守恒的,但整个系统油气总组分守恒,即油气总能量守恒。因此油气均采用统一的能量单位进行计量和结算是科学和公平的。

为明确整个接入分配计量系统的商务条款、生产操作(包括计量)手册、油气产品计量和分配方法、责任和义务等相关内容,各方通过研究、谈判,形成并签署了 5 份商务和技术协议。基于这些协议,以气田生产管理信息平台为基础,编写了崖城 13-1 和崖城 13-4 气田油气计量分配软件系统^[8]。实现了对产量、燃料

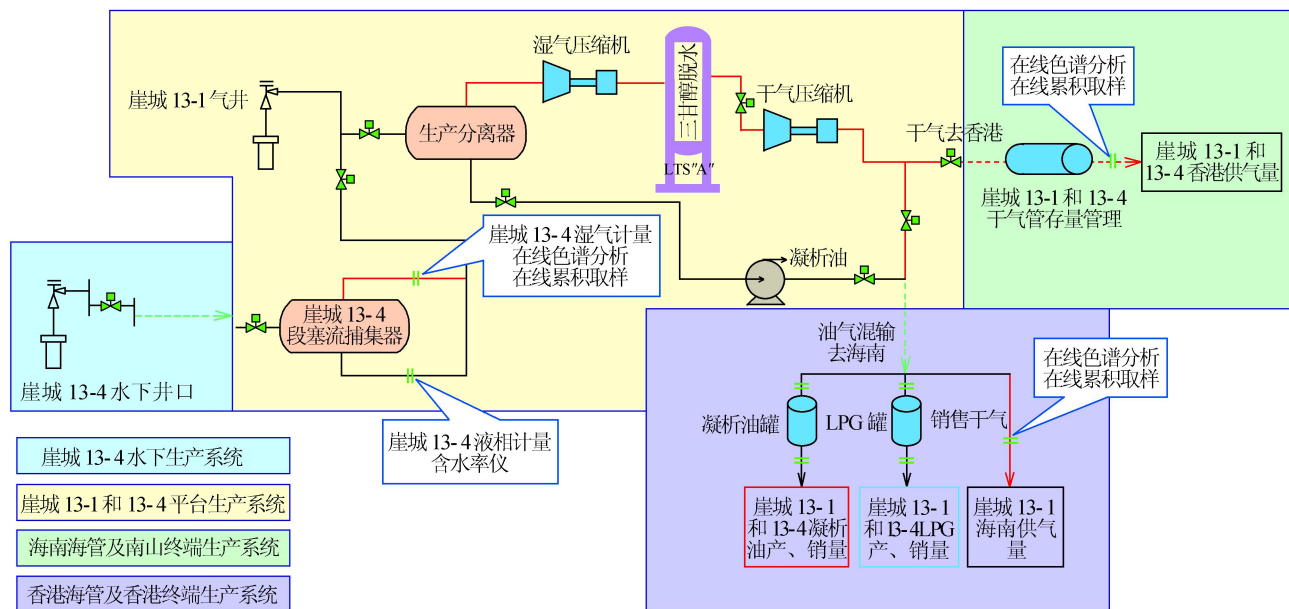


图 1 崖城 13-1 和崖城 13-4 气田联合生产、处理、输送及销售流程示意图

表 1 崖城 13-1 和崖城 13-4 气田天然气产量及组分特性对比表

气田	天然气 年产量/ 10 ⁸ m ³	凝析油气比/ [m ³ · (10 ⁴ m ³) ⁻¹]	凝析油 密度/ (g · cm ⁻³)	井口天然气综合组分					高位热值/ (MJ · m ⁻³)	下游用户
				CH ₄	C ₂ ⁺	CO ₂	N ₂	H ₂ S/ (mg · m ⁻³)		
崖城 13-1	20.0	0.38	0.80	83.1%	5.1%	11.0%	0.8%	45.0	35.4	香港中华电力 海南炼化
崖城 13-4	3.6	0.40	0.80	88.0%	5.3%	5.8%	0.9%	<2	37.8	香港中华电力

注：井口天然气综合组分为摩尔分数

和放空气量、凝析油和 LPG 以及销售气量的准确分配,对管存量的管理,对各气田的生产指导,并形成相应的商务结算报表。

1 油、气能量计量方法

南山终端和香港终端的商品天然气分别采用标准孔板和多声道超声波流量计进行贸易计量,采用标准分别为 ISO 5167—2003 和 GB/T 18604—2001。南山终端凝析油采用科里奥利流量计计量,LPG 采用磅秤计量。

崖城 13-4 气田产出流体在接入崖城 13-1 气田生产系统之前,计量点在海上平台,空间有限,天然气和凝析油难以达到常规贸易交接计量的流体规格指标^[9]。因此,油气计量设备力求以合理的资金投入达到各方可接受的计量精度。经专门设计的旋流分离器和捕雾器处理,气相中的液滴粒径小于 5 μm,可以认为达到了没有自由液体的平衡气(气相中自由液体体积比大于 10% 的流体为湿气)状态。本文参考文献[7]认为,适用于干气的计量方式也可以用于平衡气的流量计量。为保证气相流态稳定,对崖城 13-4 气田气相计量装置采取了保温、整流的措施。气相流量采用多声道超声波流量计计量^[10],液相采用含水率仪和涡轮流量计计量,得到水产量和(带压)凝析油产量。经美国 MSI(Multiphase Systems Integration)实验室理论分析,崖城 13-4 气田气相计量不确定度小于 2.1%,油气能量计量的系统不确定度^[11-12]小于 2.5%(凝析油产量低,不确定度对系统总不确定度影响不大)。

各天然气计量橇均配备天然气累积取样器和在线色谱组分分析仪(供监测比对之用),每月由各方同意的有资质的第三方实验室分析单位热值;LPG 的单位热值定期采用色谱组分分析结果计算得到;终端商品凝析油单位热值采用燃烧法分析;经各方协商,崖城 13-4 气田的带压凝析油单位热值是在参考溶解气油比的基础上,取终端商品凝析油热值和 LPG 热值之间的值。

2 油气能量分配方法

2.1 崖城 13-1 气田生产量确定

由于系统中没有达到贸易计量精度的流量计量崖城 13-1 气田单独生产的油气产量,故采用差值法确定该气田当日生产的油气总能量值。计算公式为:

$$E_{13-1} = G_{HK} + G_{HN} + C_c + C_s + LPG_c + LPG_s + F + LP_c - E_{13-4}$$

式中 E_{13-1} 和 E_{13-4} 分别为崖城 13-1 气田和崖城 13-4 气田当日生产的油气总能量; G_{HK} 和 G_{HN} 分别为香港终端和南山终端当日天然气总销售能量; C_c 和 LPG_c 分别为当日南山终端凝析油和 LPG 总罐存变化量(能量),若有销售则该数为负; C_s 和 LPG_s 分别为当日南山终端凝析油和 LPG 总销售量(能量); F 为当日崖城整个生产、处理、输送系统的燃料气和放空气总能量; LP_c 为当日香港管线中天然气总管存变化量(能量),即日末管存量减去日初管存量。

2.2 凝析油、LPG 和燃放气量分配

鉴于两个气田生产凝析油气比、凝析油密度都基本一致,且凝析油和 LPG 能量占总能量的比例较小(约 3%),南山终端当日生产的凝析油和 LPG 量按两个气田当日生产的油气总能量比例分配到两个气田。

通过商务谈判,崖城 13-4 气田权益方除了按天然气产量向崖城 13-1 气田权益方支付处理和输送费外,还需分摊一定比例的燃料气量。

2.3 库存账户管理模式

2.3.1 库存账户

为了对各气田已经“接入”崖城处理和输送系统的油、气能量以及在各贸易交点销售的油、气能量进行科学管理和公正、合理分配,引入了类似银行账户的“库存账户”概念,即“崖城处理和输送系统”相当于银行,接入该系统的两个气田按比例建立“库存账户”,各气田可通过自己的“库存账户”存入、取出一定量的天然气。

至香港的管线外输压力有较大的调节空间,天然

气管存量,管存量为 $(0.25\sim 0.5)\times 10^8\text{ m}^3$,相当于 $(0.9\sim 1.8)\times 10^9\text{ MJ}$,管存量计算较容易。而海南管线为油气混输管线,管存量难以准确计算,且管存量相对小(约 $0.04\times 10^9\text{ MJ}$),因而将海南管线管存量考虑为常数,且全部归崖城 13-1 气田。

因此,“库存账户”实际是指两个气田按合同供气量比例分配的香港管线存量额度,“库存账户值”则是各气田某时刻在香港管线中拥有的天然气能量值。

2.3.2 管存量指标

通过香港用户天然气指定量与香港管线存量之间的关系,建立管存量指标的图版(图 2)。天然气指定量是指用户根据天然气购销合同向卖方提出的日计划用气量(能量)。该数据除用于协助卖方制订生产计划外,还可用于买方向卖方追溯供气短缺量,在该接入项目中,用户指定量数据还是将当天香港终端天然气总销售量分配到两个气田的重要依据之一。

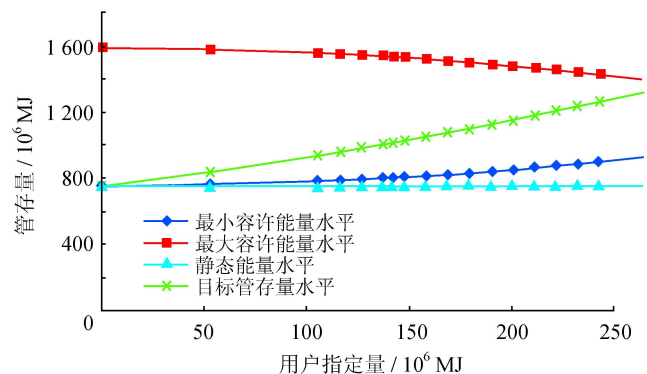


图 2 崖城 13-1 气田和崖城 13-4 气田管存量图版

图 2 中 4 条曲线的含义分别如下：

1)“静态能量水平(Static Energy Level,简称 STEL)”曲线:该曲线对应香港管线最低操作压力下的管存量,若管存量低于该值,也意味着香港终端供气压力将可能低于合同规定值。该曲线是一条水平线,与用户指定量无关。

2)“最小允许能量水平(Minimum Allowable Energy Level,简称 MAEL)”曲线:即在“STEL”以上,且刚好能满足买方当日指定量的管存量。按照分配协议,管存量数据需要达到“MAEL”才有资格按当日用户指定量比例分配香港终端当日天然气销售量。

3)“目标管存能量水平(Target Energy Level,简称 TAE)”曲线:在满足买方指定量的前提下,还具备一定调峰能力的管存量(一般要求在 48 h 以上)。管存量位于该曲线上对生产管理最为有利。

4)“最大允许能量水平(Maximum Allowable En-

ergy Level,简称 XAEL)”曲线:综合反映当前气田最大产气能力、压缩机最大外输压力以及管线最大操作压力的极限管存量值。

根据这两个气田的香港用户合同供气量比例以及当日买方提出的指定量比例分配给两个气田,得到两个气田各自用户指定量对应库存账户有关的 4 个管存量指标。“TAE”和“XAEL”两个指标用于指导气田的生产安排;“MAEL”和“STEL”则直接关系到两个气田香港终端天然气销售量的具体分配模式。

2.4 天然气销售量分配

各气田当日生产的油气总能量加上当日初始“库存账户值”,扣除当日分配的凝析油、LPG、燃料与放空气以及南山天然气销售量(能量),即得到各气田当日香港天然气销售量分配前的“库存账户值”。

利用香港用户提交的当日指定量(两个气田分别提供)查库存账户图版,可计算得到两个气田与库存账户相关的 4 个指标。

将香港天然气销售量分配前的“库存账户值”分别减去“MAEL”和“STEL”指标,得到“MAEL”以上的管存量值(简称 Above MAEL)和“STEL”以上的管存量值(简称 Above STEL)。香港天然气销售量将基于这两个差值及用户当日天然气指定量逐步分配到各气田。具体步骤如下：

1)若各气田“Above MAEL”值均高于当日各气田指定量,则优先按照日指定量数据分配当日天然气销售量。

2)若有一个气田“Above MAEL”值低于当日该气田指定量数据,则以该气田“Above MAEL”值和另一个气田的当日指定量为相对比例分配销售量。

3)若香港终端当日销售量大于步骤 2)中提及的该气田“Above MAEL”与另一个气田的当日指定量之和,则先分别按该气田“Above MAEL”值和另一个气田的当日指定量分配销售量。剩余未分完的销售量由另一个气田剩余的“Above MAEL”值分担。

4)若另一个气田剩余的“Above MAEL”值仍小于未分配完的销售量,则按照两个气田剩余的“Above STEL”值比例分配未分配完的销售量。

5)若分配至第 4)项仍未将天然气销售量分配完,则按照两个气田剩余的“库存账户值”比例分配未分配完的销售量。

各气田在上述 1)~5)项中的分配量之和即为该气田当日在香港终端的天然气销售量,用各气田当日香港天然气销售量分配前的“库存账户值”减去该气田当日香港天然气销售量即为各气田当日日末的“库存

账户值”,也是该气田下一天的日初“库存账户值”。

在实际生产过程中,某个气田可能会因为气藏产能问题或者生产设施故障,导致该气田产量短期降低、“库存账户值”低于“MAEL”,而面临上述2)~5)项目的分配情况,使得两个气田的天然气销售量比例与合同供气量比例出现差异,即相当于短期内两个“库存账户”之间的短期拆借。根据相关协议条款,各方应尽最大努力使该累积差异值在全年接近于零,以确保各方利益不受影响。

3 计量分配方法应用情况分析

图3为崖城13-4气田接入前后崖城13-1气田生产分离器出口流量计计量产量与核实产量之间的对比图。图中“外输计量产量”也即是崖城13-1气田每天的井口天然气产量数据,在崖城13-4气田接入前,指生产分离器出口流量计计量的数据,崖城13-4气田接入后则需要扣除崖城13-4气田的湿气流量;图中“商务核算产量”是指崖城13-1气田当日天然气销售量、燃料放空气量以及香港管线管存变化量之和。外输计量产量和商务核算产量之间的差异主要由平台生产分离器出口流量计误差造成,显然商务核算产量数据更准确。崖城13-4气田接入之前,平均偏差约2.95%;接入之后平均偏差约3.02%,基本保持稳定。表明计量分配项目实施后并没有影响崖城13-1气田原有产、销量计量和核算的精度等级。

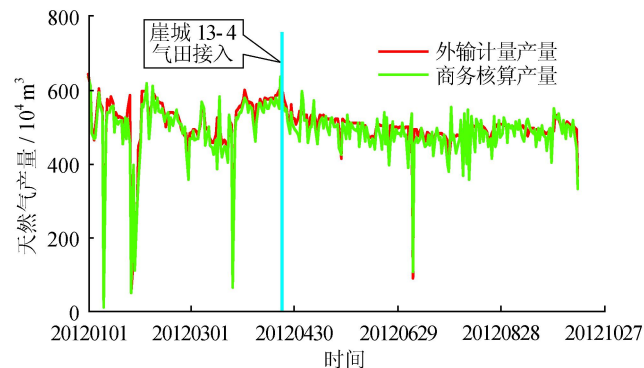


图3 崖城13-4气田接入前后崖城13-1气田外输计量产量与核实产量对比图

两个气田能量计量分配系统已投用约7个月,计量分配设备和系统运行基本稳定,计量结果未出现明显异常,系统报表数据准确率达到99.7%,实现了对各气田库存账户的准确管理和对气田生产的合理指导。表明计量分配方法是适用的,达到了相关协议规定的指标和精度。微量误差主要因不同系统之间时钟同步差异以及网络带宽限制造成。

由于是按照能量单位分配,崖城13-4气田天然气的单位热值高于崖城13-1气田,也高于销售给用户的天然气热值,因此,崖城13-4气田的商品气体积量比实际计量的天然气产量高约5.8%(图4)。

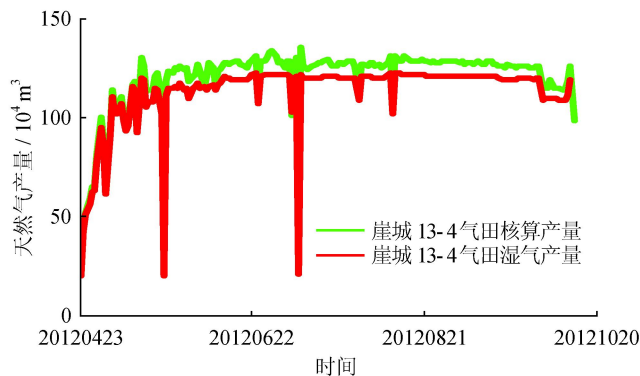


图4 崖城13-4气田天然气湿气产量与核算产量对比图

在崖城13-4气田接入前,崖城13-1气田销售天然气CO₂含量已接近供气合同规定的上限值。崖城13-4气田优质天然气接入后,销售天然气CO₂含量下降了约1%,热值指标也相应提高。

油气计量分配系统涉及专业面较广,不同项目可能会有不同需求,在立项之初,代表各权益方的生产、商务、法律、工程设计、计量和IT方面的技术人员应进行充分的沟通和论证,确定适合项目的最佳商务和技术解决方案。

4 结束语

基于油、气能量计量和能量分配模式在中海油崖城13-1和崖城13-4两个气田的成功应用,是能量计量在油气生产、集输和贸易计量领域一体化应用的新实践,为国内不同权益方气田开发项目相互依托生产、处理、输送设施开创了新的生产管理模式和商务模式,可避免重复建设,进而大幅度降低边际气田的开发成本,实现各合作方多赢的局面。对指导现实中类似情况下的天然气开发具有非常重要的参考和利用价值。

参考文献

- [1] 周志斌,何润民,何春蕾,等.国外天然气能量计量与计价综述[J].天然气技术与经济,2011,5(5):3-7.
ZHOU Zhibin, HE Runmin, HE Chunlei, et al. Summarization of natural gas energy metering and pricing in foreign countries[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2011, 5(5):3-7.
- [2] 罗勤,杨果,郑琦,等.俄罗斯天然气产品测量、计量保障体系简介[J].天然气工业,2009,29(4):86-88.

- LUO Qin, YANG Guo, ZHENG Qi, et al. Brief introduction to Russian natural gas metering and ganging guarantee system[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(4): 86-88.
- [3] 陈赓良. 对天然气能量计量方法实施的认识[J]. 石油规划设计, 2007, 18(4): 4-7.
- CHEN Gengliang. Putting the energy measuring method of natural gas into practice[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2007, 18(4): 4-7.
- [4] 黄黎明, 陈赓良, 张福元, 等. 天然气能量计量理论与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 216.
- HUANG Liming, CHEN Gengliang, ZHANG Fuyuan, et al. Theoretics and practice of natural gas measurement [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 216.
- [5] 邹道懋, 姜玲玲. 我国天然气计量现状及问题探讨[J]. 科技传播, 2011(8): 18-26.
- ZOU Daomao, JIANG Lingling. China's natural gas measurement situation and problems[J]. Public Communication of Science & Technology, 2011(8): 18-26.
- [6] 邓传忠, 郑永建, 李伟. 流量计量准确性对海上气田生产管理的影响[J]. 天然气工业, 2008, 28(7): 99-102.
- DENG Chuazhong, ZHENG Yongjian, LI Wei. The influence of gas metering accuracy to the production management of offshore gas field[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(7): 99-102.
- [7] LAWRENCE P A. Concrete measures and key points for the allocation metering of natural gas and condensate in the upstream area [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2012, 41(2): 125-139.
- [8] 徐帆. 天然气储配站自动检测及控制系统的设计[J]. 自动化与仪器仪表, 2004(2): 11-13.
- XU Fan. The design and study on a natural gas station auto-detection and auto-control system[J]. Automation & Instrumentation, 2004(2): 11-13.
- [9] 李玉星, 张光华, 王军, 等. 湿天然气槽式孔板在线计量技术研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(5): 115-117.
- LI Yuxing, ZHANG Guanghua, WANG Jun, et al. Studies on the wet gas slotted orifice plate online measurement equipment[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(5): 115-117.
- [10] 杨声将, 何敏, 任佳. 超声波流量计计量系统性能的主要影响因素[J]. 天然气工业, 2006, 26(3): 111-113.
- YANG Shengjiang, HE Min, REN Jia. Main factors impacting performances of ultrasonic flowmeter measurement system[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(3): 111-113.
- [11] 韩玲莉, 张福元. 天然气能量计量不确定度评定方法[J]. 中国计量学院学报, 2012, 23(2): 131-135.
- HAN Lingli, ZHANG Fuyuan. Method for energy measuring uncertainty of natural gas[J]. Journal of China University of Metrology, 2012, 23(2): 131-135.
- [12] 陈赓良. 对天然气能量计量溯源性的若干认识[J]. 石油与天然气化工, 2007, 36(2): 162-168.
- CHEN Gengliang. An understanding of the traceability for natural gas energy measurement[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2007, 36(2): 162-168.

(收稿日期 2012-12-17 编辑 赵 勤)