

Lorem ipsum dolor sit amet consectetur adipiscing elit turpis litora sociosqu, taciti cum porttitor per cras senectus felis placerat habitasse, sollicitudin hendrerit himenaeos



Verificación in situ

Sistemas de medición de gas natural para transferencia de custodia

Ing. Hernán M. Brenta

INTI | Metrología Física

Buenos Aires | Agosto | 2024



INTI

Instituto Nacional
de Tecnología Industrial



3° Workshop de Medición en
Upstream y Downstream
de Petróleo y Gas 



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Verificación in situ de sistemas de medición de gas natural para transferencia de custodia

La necesidad de mediciones trazables y de alta exactitud aumenta rápidamente en todos los campos de la ciencia y la tecnología, la industria del gas natural a alta presión no es la excepción. En Argentina es mayor cada día la demanda de verificaciones in situ para los sistemas de medición de gas natural a alta presión utilizados en transacciones comerciales en gasoductos, en especial las de transferencia de custodia. En el presente trabajo se muestran experiencias de campo y técnicas de medición, abarcando diferentes tecnologías habitualmente utilizadas en la industria del gas natural (sistemas de medición con medidor ultrasónico o con medidor a turbina y sistemas de medición con placa orificio)

Instituto Nacional de Tecnología Industrial



Parque Tecnológico Miguelete | Metrología Física



Laboratorio de caudal de gas

Escala Nacional de Volumen / Caudal de Gas



- Realización y disseminación de la escala nacional de volumen de gas
- Servicios de calibración y ensayo de caudalímetros de gas
- Industria del gas natural. Sistemas de medición en gasoductos

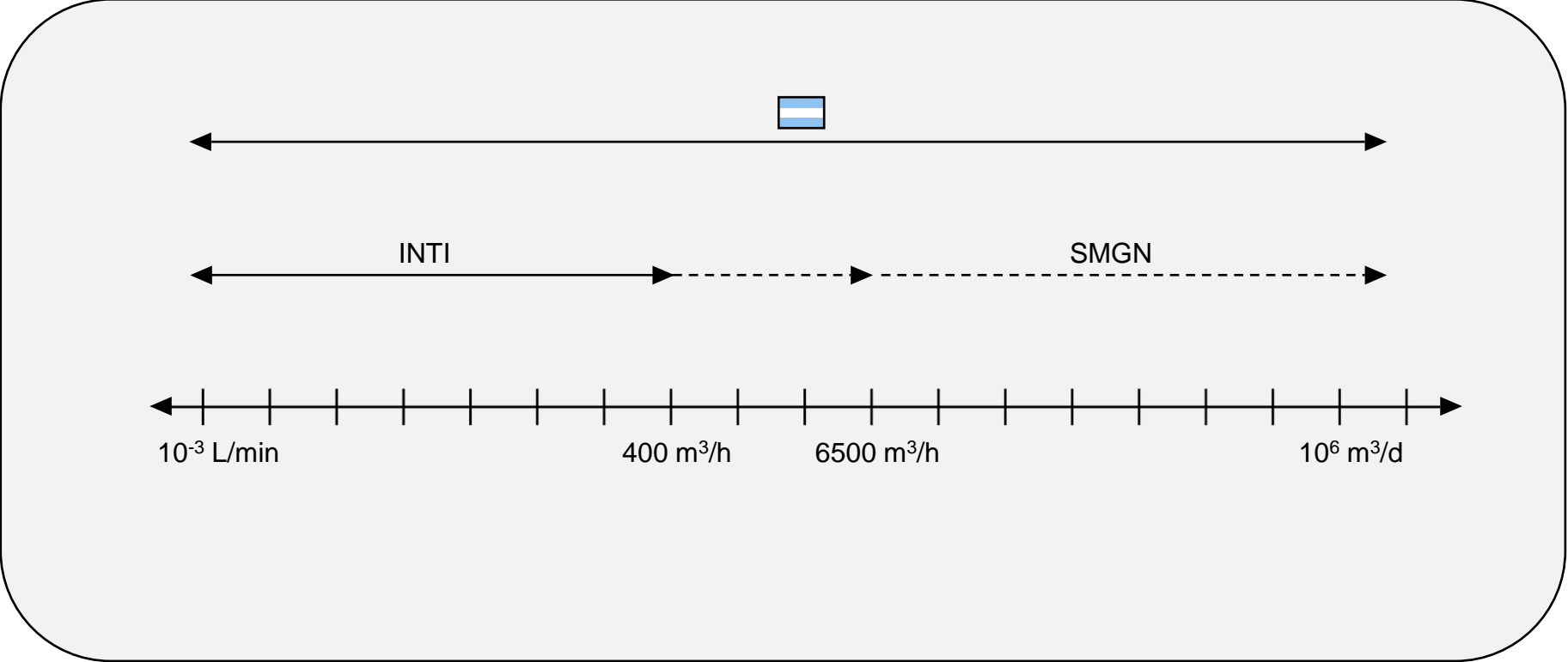
Magnitud derivada del kg:

- Volumen de gas m^3
- Caudal de gas m^3/s

Requerimiento de medición



Industria Argentina



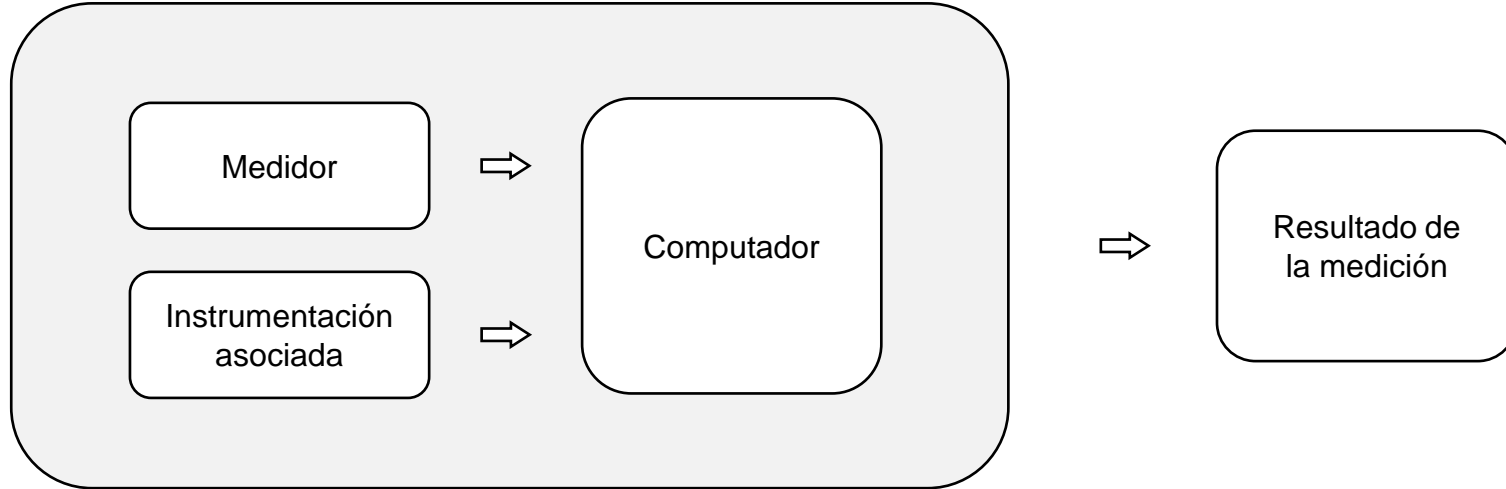
Verificación in situ

Control metrológico de sistemas de medición de gas natural para transferencia de custodia



Sistema de medición de gas natural

Partes componentes

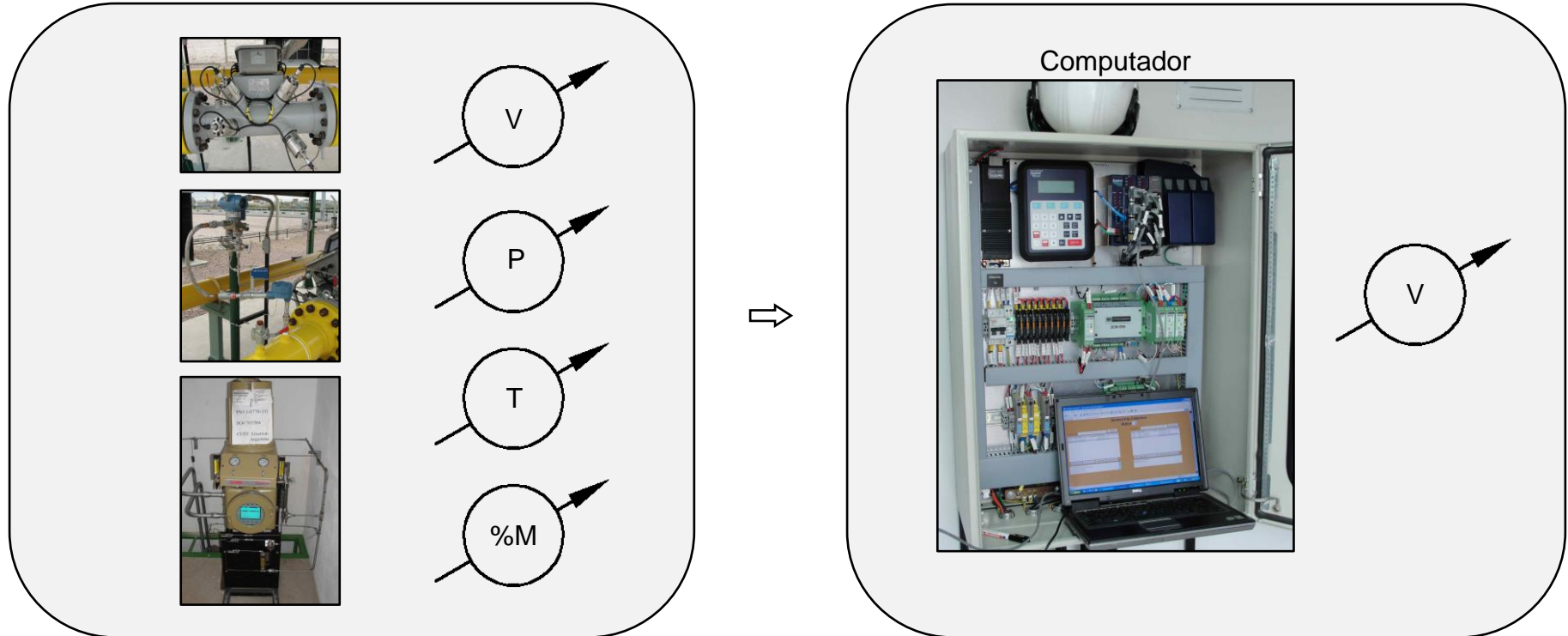


E.g. medidor: Ultrasónico, a turbina, placa orificio.

Instrumentación asociada: Sensor de temperatura, sensor de presión y cromatógrafo.

Caso de estudio, e.g.

Sistema de medición de gas natural con medidor ultrasónico



Cálculo del resultado de la medición

Volumen a condiciones de base corregido por el poder calorífico de referencia

$$V_{BH} = V_M \frac{P_M}{P_B} \frac{T_B}{T_M} \frac{Z_B}{Z_M} H_M \frac{1}{H_R}$$

[m³]



Volumen a condiciones de base



Energía



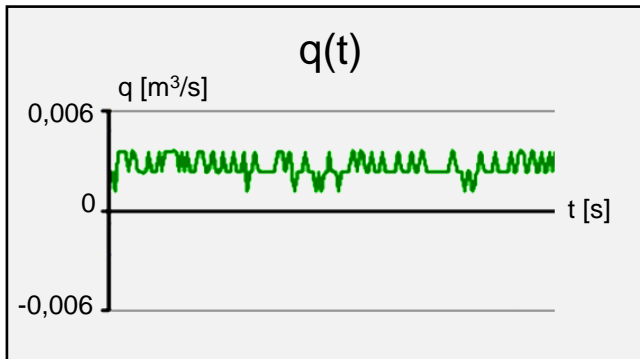
Resultado de la medición (Ley 24076)



1. Medidor

Medidor ultrasónico

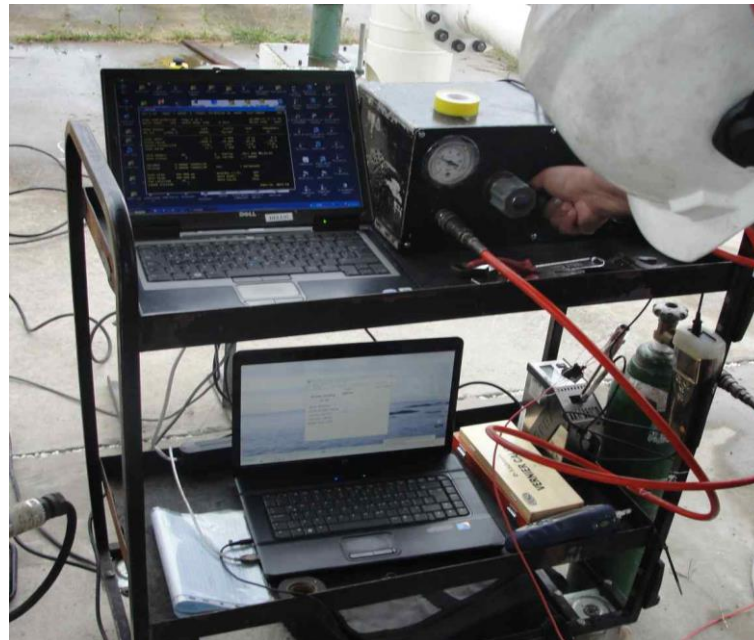
Verificación in situ



2. Instrumentación asociada

Sensores de temperatura y presión

Verificación in situ



Cromatógrafo

Verificación in situ



3. Computador

Computador

Verificación in situ



Enable	TRUE	PM	487	Line	1	Type	AGA 7	GC Station	1
Pipe Diam.	200.000	[mm]	K Factor	4000.000	[mm^2]				
Office Diam.	100.000	[mm]	Calc. Factor	1.000					
DP Cutoff	12.000	[mmH2O]	Unc. Cutoff	1.000	[m3/h]				
Tap Location	[meters]		Enable Period	1000					
			Debounce Time	0	[sec]				
XMTR Type	1005 Absolute		Maint. Mode	NONE		Bidirectional	FALSE	Dual Mode	77777
XMTR Status	0		Maint. Time	0	[sec]	Flow Direction	Reverse	Digital Input	77777
St. Pres. Abs.	91.14	[kg/cm2]	Maint. T.out	7000	[sec]	Data Valid	FALSE	Condition	77777
			Dr. Pres. (kg/cm2)						
Live Input	56.12		Del. Pres. (kg/cm2)	<1		Temp. (C)	16.11	Frequency (Hz)	30.0
Fixed Input	8.000								10000.000
Selected	1.00		F00.0	1.00					1.00
Used Value	56.12		302.0	16.11					30.0
Volume	19.915963	[1000 m3]	Vol. Curr. Day	17.652	[1000 m3]				
Unc. Vol. / Ext.	367.200	[m3]	Vol. Prev. Hour	20.871	[1000 m3]				
Fpr	1.80100		Vol. Prev. Day	50.505	[1000 m3]				
Unc. Vol. Counter	0.0000750	[m3]	Unc. Vol. Set	0.000	[m3]				

RAMA B A				ESTACION				TEMP				TURBINA INPUT			
ENTRADA UTIUA				KPA				Gr-C				m3/h			
VALOR ENTRADA EN USO				0.7%				14.69				1863.44			
SOBRE ESCRITURA MANUAL				2.7%				14.55				1863.44			
VALOR SOBRE ESCRITURA				2.7%				14.55				1863.44			
RAMA B B				KPA				Gr-C				TURBINA INPUT			
ENTRADA UTIUA				0.7%				14.69				0.000			
VALOR ENTRADA EN USO				0.7%				14.69				0.000			
SOBRE ESCRITURA MANUAL				OFF				OFF				OFF			
VALOR SOBRE ESCRITURA				OFF				OFF				OFF			

Sin titulo - ZGas

Archivo Editar Ver Herramientas Idioma Ayuda

Datos AGA 8 | Datos NX19 | Cálculo Z | Poder calorífico | Medidor ultrasónico

Selección el gas:
Caracterización detallada AGA 8 - ISO 12213
AGA Report 8 Gulf Coast
Fecha: 01/07/1994 Hora: 8:00:00

Temperatura [°C] 14.55
Presión absoluta [kPa] 95.995
Presión relativa [kPa] 7.75

Habilitar cálculo volúmenes, caudales

Datos:
Frecuencia y constante medidor primario
Frecuencia [Hz] 100
Constante medidor primario [p/m3] 338.524

Caudal a t, p 0.2954 m3/s
Caudal en condiciones base 1008.949 m3/h

Código identificación FIR-002
Denominación medición Planta compresora

Variable	Valor
Caracterización	Detallada
Gas	AGA Report 8 Gulf Coast
Rango composición	Normal
Valores a condiciones base	
Temperatura base, tb	15 °C
Presión absoluta base, pb	101.325 kPa
Densidad, rho_b	0.7956 kg/m3
Densidad del aire	1.22541 kg/m3
Densidad relativa del gas	0.849252
Factor de compresibilidad, Zb	0.937365
Densidad molar base, d_b	0.042404 kmol/m3
Valores a t, p	
Temperatura, t	14.55 °C
Presión absoluta, p	95.995 kPa
Presión atmosférica	88.245 kPa
Presión relativa	7.75 kPa
Densidad molar, d	0.040231 kmol/m3

Calcular Imprimir Condiciones base: 15 °C - 101.325 kPa

Sistema de medición

Sistema de medición de gas natural

Verificación in situ

Sistema de medición

Puente de medición

Medidor



Computador +
Instrumentación asociada
(Sensores de temperatura y
Presión, Cromatógrafo)

Gracias por su atención



Instituto Nacional
de Tecnología Industrial



3° Workshop de Medición en
Upstream y Downstream
de Petróleo y Gas 



Ing. Hernán M. Brenta
INTI | Metrología Física
hbrenta@inti.gov.ar

Auditorio Techint, Ciudad de Buenos Aires
22 y 23 de agosto | 2024

-  INTIArg
-  @INTIargentina
-  INTI
-  @intiargentina
-  canalinti



**Instituto Nacional
de Tecnología Industrial**



**3° Workshop de Medición en
Upstream y Downstream
de Petróleo y Gas** 

