



SISTEMA DE MEDICION DE FLUIDOS

Jornadas sobre:

**“Medición de Gas y Petróleo en Puntos de Transferencia,
de Campos de Producción a Medios de Transporte”**

Subsecretaría de Combustibles

Buenos Aires - 28 y 29 de Septiembre de 2005

- **Descripción de la compañía, ubicación geográfica e instalaciones.**
- **Esquema de Procesos y Puntos de Medición.**
- **Hoja de especificaciones y fotos de los Puntos de Medición.**
- **Cómo se efectuan las mediciones.**
- **Mejoras implementadas.**
- **Conclusiones.**

UBICACIÓN GEOGRAFICA



Planta Separadora:

Deshidratación por tamices moleculares y recuperación de NGL (Tecnología Ortloff).



Poliducto y Estación de Rebombeo

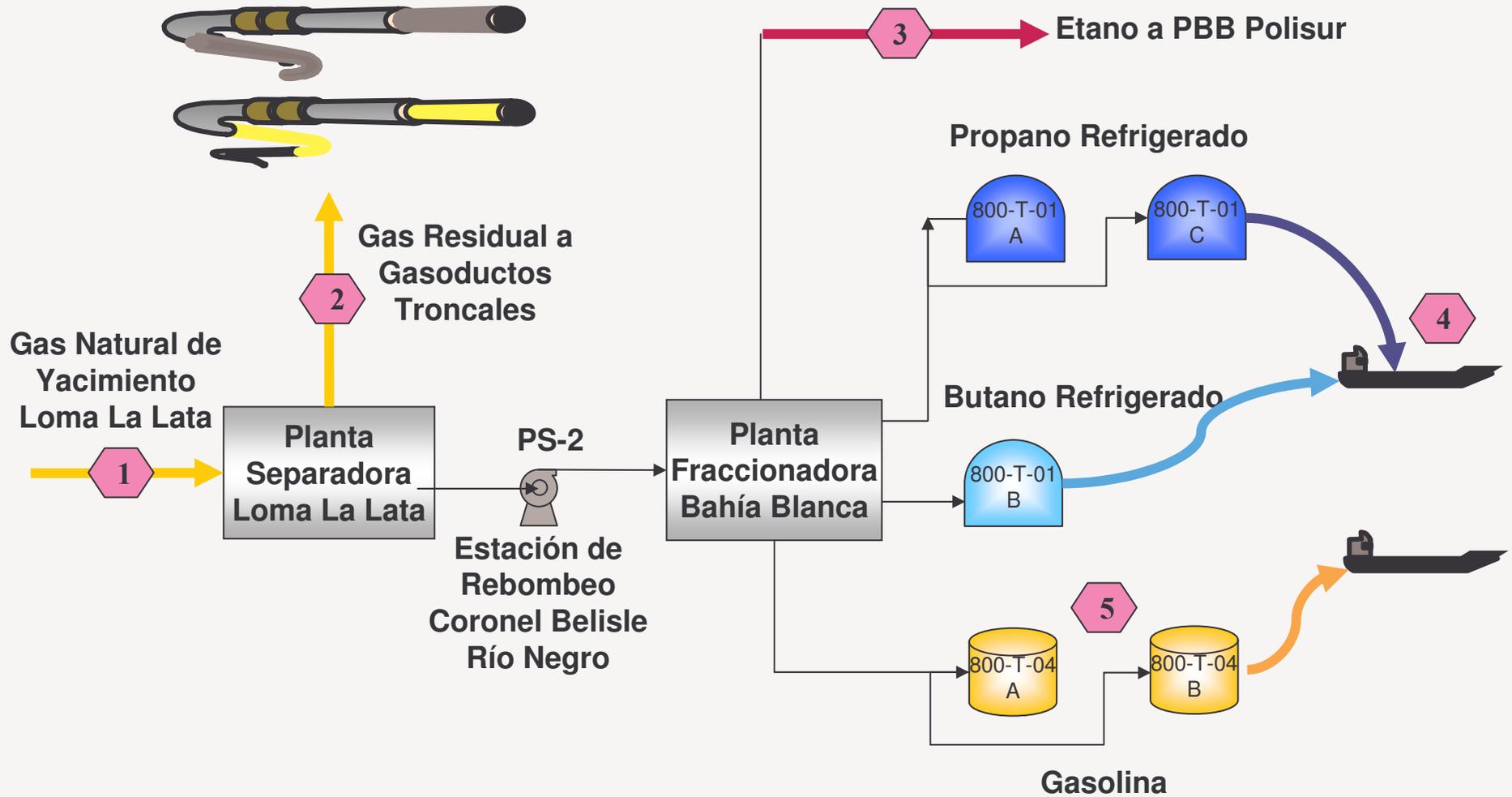


Planta Fraccionadora:

Fraccionamiento del NGL en Etano, Propano, Butanos y Gasolina. Acondicionamiento y Despacho de Etano y Almacenamiento de los líquidos para carga a buques.



Gto. NEUBA II
Gto. Pacífico
Gtos. Centro Oeste I y II



DESCRIPCION DE LOS PUNTOS DE MEDICION

Punto de medición	Fluido	Función	Partes Interesadas	Tipo de Medidor	Normas Aplicadas
1	Gas Natural - De Yacimientos y Plantas de Acondicionamiento	Recepción	YPF - MEGA	Ultrasónico Gas Flow Meter	AGA 9 - Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters (1998 o AGA 8 - Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases AGA Nº 7 Measurement of Gas by Turbine Meters
2	Gas Residual - A Gasoductos y Reinyección a Yacimientos	Entrega		Ultrasónico Gas Flow Meter	AGA 10 - Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases Manual of Petroleum Measurement Standards _ Chapter 21 -Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, Section I - Electronic Gas Measurement_ Manual of Petroleum
3	Etano	Despacho	MEGA - DOW	Ultrasónico Gas Flow Meter	Designation: D 1945 – 03 Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography1 Procedimientos Internos de Compañía MEGA S.A.
4 y 5	Propano - Butano y Mezcla (especificación según GPA) Gasolina Natural	Despacho	MEGA - PETROBRAS	Nivel de Tanques LPG: Cisternas BT y Gasolina Natural: tanques de Almacenaje	ASTM 8195 - 95 (para Techo flotante) Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 3 -Tank Gauging Section 1A / 1B / 3 / 4 / 5 / 6 - Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12-Calculation of Petroleum Quantities Section I-Calculation of Static Petroleum Part I-Upright Cylindrical Tanks and Marine Quantities Vessels Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 .I-Volume Correction Factors Volume IV TABLE 23A-Generalized Crude Oils Correction of Observed Relative Density to Relative Density 60/160°F of Volume to 60°F Against Relative Density 60/60°F TABLE 24A-G Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 .I -Volume Correction Factors Volume VI1 TABLE 53A- Generalized Crude Oils Correction of Observed Density to Density at 15°C Correction of Volume to 15°C Against Density at 15°C TABLE 54A- Generalized C Manual de Estándares de Medición de Petróleo Capítulo 17—Mediciones Marítimas Sección 1—Guías para la Inspección de Cargas Marítimas Technical Publication TP-25 Temperature Correction for the Volume of Light Hydrocarbons Tables 24E and 23E

PUNTO DE MEDICION 1



16 13:52

PUNTO DE MEDICION 2





PUNTO DE MEDICION 3

TANQUES REFRIGERADOS DE PROPANO Y BUTANO



TANQUES DE GASOLINA



Hay 2 tanques, uno recibe producción mientras que el otro es destinado a despacho. Los tanques son de 15.000 m³ cada uno y techo flotante. Volúmen total despachable 23.000 m³. Del tanque destinado a despacho se procede a extraer 12 muestras de 1 litro c/u, destinadas a determinar la calidad de la gasolina, y otras para conservar en guarda, tanto en Mega como en la Cía de Control.

Posteriormente se procede a la medición que se realiza mediante cinta y pilón, midiendo el vacío del tanque desde un punto de referencia y por diferencia respecto de la altura total se obtiene el volumen neto de gasolina. Este volumen es denominado volumen natural que luego es corregido por temperatura y densidad para obtener el volumen a 15°C. Para la determinación del volumen final se procede de igual manera. El volumen despachado resulta de la diferencia de ambos. En la medición de tanques interviene una Compañía de Control que fiscaliza las mismas para ambas partes. Además Interviene la Aduana Argentina.

Para el despacho de Propano, Butanos y/o mezclas se procede de igual forma pero las mediciones se realizan en buque. Hay 3 tanques de 35.000 m³ c/u. Volumen neto desplachable 32.000 m³ c/u. El volumen neto despachado tiene en cuenta correcciones por presión, temperatura, densidad y otros factores. En cuanto al muestreo, el mismo tiene lugar instantes previos al inicio de la carga.

Medidores de Caudal

En las unidades de Transferencia de Custodia el elemento primario es un medidor de flujo ultrasónico de cuatro cuerdas lo cual garantiza redundancia, una mayor exactitud y estabilidad, en diámetros entre 10" y 20" dependiendo del punto de medición de Compañía MEGA S.A..

Los medidores de flujo ultrasónicos miden caudal volumétrico a condiciones de proceso. Los datos obtenidos por los mismos son procesados en sendos computadores de flujo que convierten el valor de caudal volumétrico leído en caudal másico a partir de la incorporación de mediciones adicionales, (Presión, Temperatura, Densidad y Cromatografía).

Las instalaciones cumplen o mejoran la performance especificada en **AGA Reporte N° 9**.

Los medidores poseen certificado de "**Flow Calibration**" y ensayos de **Fábrica**. A su vez, los mismos tienen certificados de calibración de Laboratorio acreditado (**CEESI, E.E.U.U.**).

Los cálculos se realizan mediante computadores de flujo dedicados en donde se puede realizar el cálculo de los factores de compresibilidad se obtienen a partir de **AGA Reporte N° 8 detallado**.

La medición electrónica de gas sigue los lineamientos de la norma **API Cap. 21 Sección 1**.

En forma paralela, los medidores son monitoreados por un software de soporte que provee datos en tiempo real de velocidades del sonido, velocidades del fluido, tiempos de tránsito, formas de onda, ruido, ganancias, parámetros de configuración, alarmas, eventos, históricos y otras herramientas de diagnóstico.

Permite también realizar cálculos de **AGA 10**, esto significa que puede compararse la velocidad del sonido determinada por el medidor y la que se obtiene por cromatografía, presión y temperatura. El desvío máximo aceptado debe ser igual o inferior a 0,3 % sobre ambos datos.

Compensaciones

La composición requerida para el cálculo del volumen se obtiene de a partir de cromatógrafo de línea dedicados (Se analiza hasta C6+).

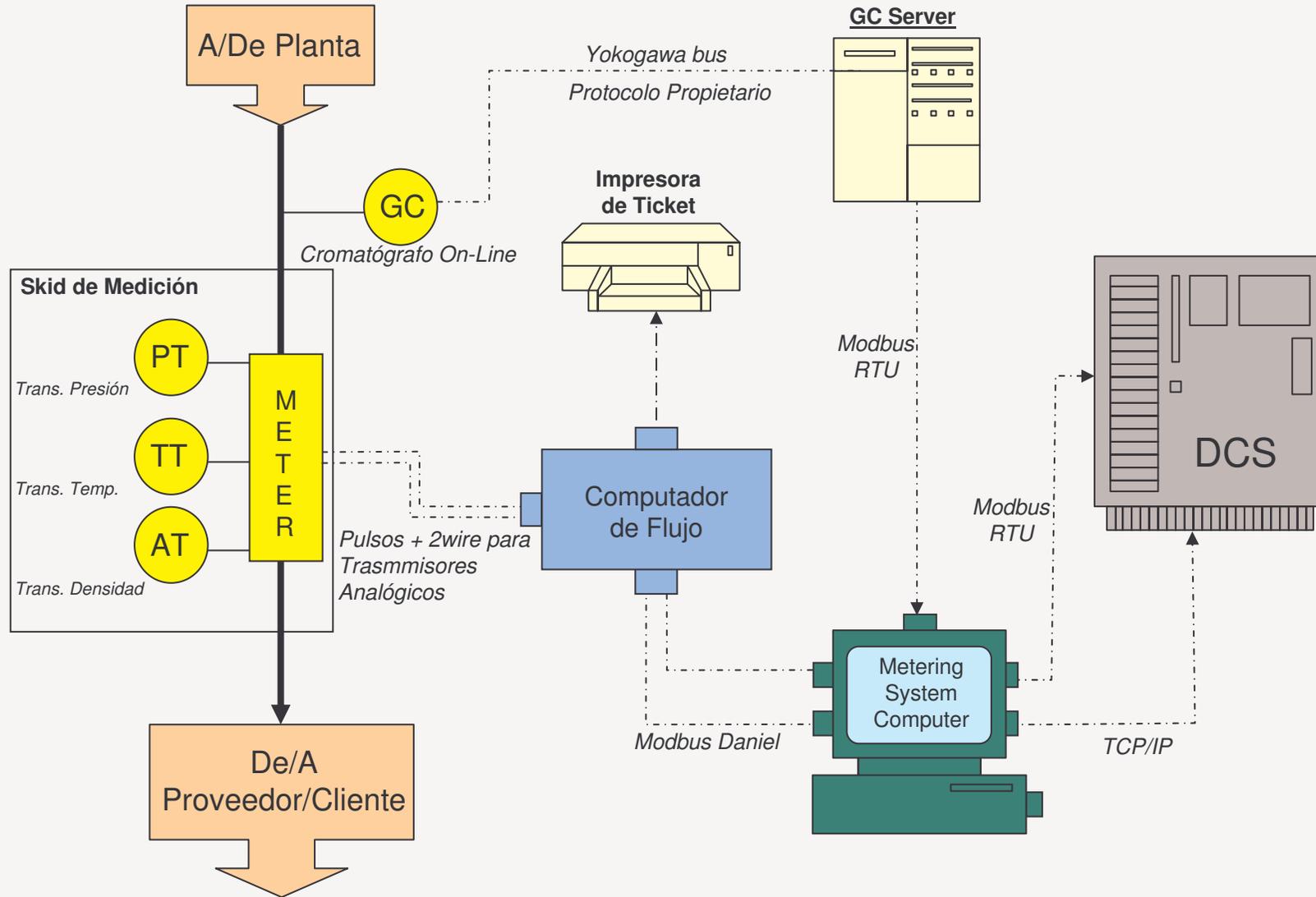
La composición del gas patrón y los ensayos de repetibilidad y reproducibilidad deben cumplir con las tolerancias admitidas por la Norma **ASTM-D 1945**. Se contrastan con gas patrón primario **certificado** y/o gases de contraste aceptados por las partes. La validación del Cromatógrafo se realiza mensualmente.

Dependiendo del punto de medición, la densidad es medida por un Densitómetro en línea cuyo principio de medición utilizado es por Coriolis. El transmisor va conectado directamente al computador de flujo que utiliza el dato para calcular la masa. En otros puntos de medición se toma el valor de densidad calculado por cromatografía.

La medición de presión estática y temperatura se realiza con transmisores inteligentes cuya exactitud es del **0,1%**, los cuales se calibran con instrumentos trazables a patrones nacionales cuya exactitud es **3 (tres)** veces mejor que la de estos equipos. Los instrumentos utilizados como patrones de trabajo poseen certificados vigentes a la fecha de su utilización otorgados por el ente certificador utilizado. La vigencia de los mismos se ajusta a lo establecido en nuestros procedimientos. Se utilizan laboratorios que a su vez deben estar certificados para las magnitudes solicitadas, (INTI, NIST, etc.).

Los puentes de medición han sido aceptados desde su etapa de diseño por las partes intervinientes en la transferencia de Custodia.

Los computadores de flujo son los encargados de realizar todos los cálculos. La aplicación que corre en los mismos deberá ser aprobada por ambas partes.



- Separación de las mediciones de las dos corrientes de ingreso a Planta :
- Instalación de dos medidores de Flujo másico y computador de Caudal para medir la producción en los trenes, en lugar de la medición de placa orificio existente. Esto logró una disminución sustancial en la incertidumbre del RTP y del Balance puesto que estos medidores poseen una exactitud del 0,1%.
- Actualización de la electrónica de los medidores Ultrasónicos, que mejora la exactitud del medidor (Del 0,5% al 0,1%).
- Instalación de dos medidores de flujo de antorchas que permitieron realizar el cómputo del gas venteado.
- Instalación cromatógrafo y computador de caudal para medir bombeo al poliducto, y recepción en Bahía Blanca en lugar de la medición por placa orificio existente. Esto permitirá reducir la incertidumbre combinada para la determinación de los Balances de Materia.
- Otras mejoras.



- * En las unidades de Transferencia de Custodia de Producto participan varias Partes (Proveedor-Cliente).
- * Las mediciones están dentro de las exactitudes publicadas por los fabricantes de los instrumentos de medición y sus exactitudes cumplen o mejoran lo expresado en las Normas.
- * Las instalaciones de Compañía Mega, poseen mediciones internas de planta (medidores de placa, medidores máxicos, cromatógrafos on line, etc.) que permiten monitorear el sistema de mediciones en su conjunto.
- * Sistema de medición altamente confiable.



SISTEMA DE MEDICION DE FLUIDOS

Jornadas sobre:

**“Medición de Gas y Petróleo en Puntos de Transferencia,
de Campos de Producción a Medios de Transporte”**

Subsecretaría de Combustibles

Buenos Aires - 28 y 29 de Septiembre de 2005