

Aseguramiento de la calidad de la medición mediante Lact en *Custody Transfer*

Adrián Mérida

Oleoductos del Valle S.A. (Oldelval)

SINOPSIS

Este trabajo pretende contribuir con la experiencia de nuestra compañía en el aseguramiento de la calidad de la medición.

Para entender nuestra problemática cabe aclarar que en nuestro sistema ingresan distintos clientes en 23 puntos de carga en diferentes zonas lo que hace que tengamos cerca de 40 tipos de crudos con un rango mínimo de 8,20° API a un máximo de 64,50 °API y con una tensión de vapor Reid de 1,20 psi a 13,.40 psi; luego de mezclarlos procedemos a descargar en 4 diferentes zonas (dos refinerías, una terminal y un cargadero de camiones).

El banco de calidad para la devolución de crudo es mediante una compensación por densidad fijada en el marco regulatorio de la Secretaria de Energía de la Nación mediante el Decreto 44/91. Dicho marco fija las condiciones de los crudos para ingresar teniendo como límite el 1% de agua + sedimentos y 103.42 kpa de tensión de vapor Reid.

API no establece el grado exacto de precisión para las mediciones de tipo Custody Transfer, pero lo que se hace, es recomendar todas las prácticas a realizar para lograrlo. La clave es asegurar o minimizar los posibles errores o diferencias, para asegurar una correcta devolución de los clientes.

Esta metodología de trabajo implica que para que el balance de crudo este controlado se requiera una correcta medición de volumen y calidad del producto. Dicha seguimiento se realiza mediante tareas de verificación, programas de control y procedimientos aplicados para toda transferencia, basado principalmente en las unidades automáticas de medición ya que el 96% del crudo recepcionado es a través de Unidades Automáticas de Medición.

Se detallará además las mejoras en la medición volumétrica como en los análisis de laboratorio a lo largo del tiempo.

1 - INTRODUCCION

1.1 - Ubicación y Datos Generales

El Estado Nacional, a través de YPF S.A., cedió el 70 % de su participación accionaria a una sociedad concesionaria formada por los más importantes Productores de petróleo de la cuenca Neuquina. El paquete accionario esta conformado por:

Repsol YPF S.A.	37% *
Petrobras Energía S.A.	23,1%
Chevron San Jorge S.A.	14%
Pan American Energy	11,9%
Pluspetrol E&P	11,9%
Tecpetrol S.A.	2,1%

* Incluye la participación de Astra Evangelista con un 7%.

El objetivo de esta nueva sociedad es transportar el crudo de los distintos clientes hasta los puntos de entregas especificados en el próximo párrafo. El petróleo transportado es responsabilidad de Oldelval mientras esté en su sistema bajo la figura de custodia.

La misma se hace cargo de las operaciones a partir del 12 de abril de 1.993 de un sistema de oleoductos de 10 ¾", 14" y 16" de diámetro, totalizando 1.513 Km. de cañería instalada dentro de un recorrido lineal que cubre 888 Km. de longitud.

El sistema de oleoductos conecta y transporta el crudo proveniente de las zonas de Rincón de los Sauces, Catriel, Plaza Huincul, Challacó, Centenario y Allen, con destino final hacia la terminal de embarque Oiltanking - Ebytem de Puerto Rosales en la costa Atlántica, y a través de derivaciones a las refinerías de ESSO que fue desafectada en diciembre de 1.999 y EG3 en Puerto Galván, en las inmediaciones de la ciudad de Bahía Blanca, a la destilería de Plaza Huincul, y por último al cargadero de camiones de Challacó durante mayo de 2004.

Algunos datos que ayudan a conocer un poco mas a nuestra empresa, son los siguientes:

- Actualmente tenemos 1736 Km. de caños instalados.
- Tenemos instalados 146.330 hp tanto en turbinas como en motores eléctricos.
- Una capacidad operativa de Almacenaje de 150.000 m3.
- Con un bombeo máximo de 36.500 m3/d sin polímero.

Se muestra en la Figura 1 un plano con la red actual de ductos para la Argentina y en particular la red de Oldelval. Además se muestran los datos de transporte del año 2006.

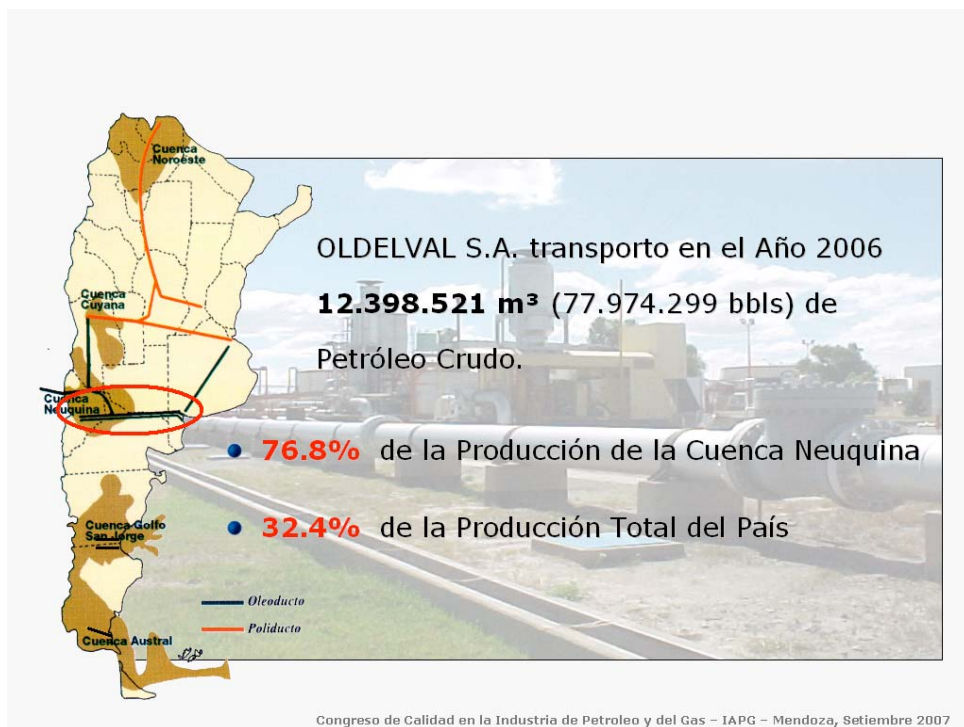


Figura 1

2 - DESARROLLO

2.1 - Sistema de Medición

Desde el comienzo de nuestra compañía la medición del crudo a transportar en un 70% se hacia mediante tanques. Hay que recordar que dicho sistema, si bien cumple con una normativa especifica en API 2550, nos permite asumir un error de +/- 3 mm de la altura líquida del nivel de tanque.

Hay algo muy importante en este sistema de medición de tanque, que es la definición de la temperatura (API MPMS Cap.7.1) ya que cada 1°C es equivalente a 0,1% del volumen.

Nuestra experiencia nos demostró que era muy difícil cumplir con una correcta aplicación de la formativa, y tuvimos grandes errores provocados por este sistema. La metodología de extracción de muestras era mediante el método manual incluida en API MPMS Cap. 8.1.

Otra complicación fue la re-calibración de los mismos incluida en API MPMS Cap. 2.2A. En la industria fue muy difícil comprender la importancia de las calibraciones y sus posteriores seguimientos y re-calibraciones.

Con todas estas variables en juego nuestra experiencia nos demostró que el error de medición estaba en el orden del 0,4 a 0,5%.

Debido a esta experiencia y un trabajo en conjunto, los clientes y Oldelval comenzamos a implementar los sistemas automáticos de medición (LACT). En la actualidad el 96% del crudo recibido y el 100% crudo devuelto a los clientes se mide mediante LACT.

El advenimiento de esta nueva tecnología de medición trajo aparejado un análisis hasta comprender el funcionamiento de estas unidades, y cuales eran las variables que debíamos prestarle mayor atención en la calidad de medición. Mas adelante detallaremos con precisión las variables de las cuales estamos hablando.

Seguidamente en la Figura 2 se muestra un esquema de los sistemas de medición de los clientes y de Oldelval.

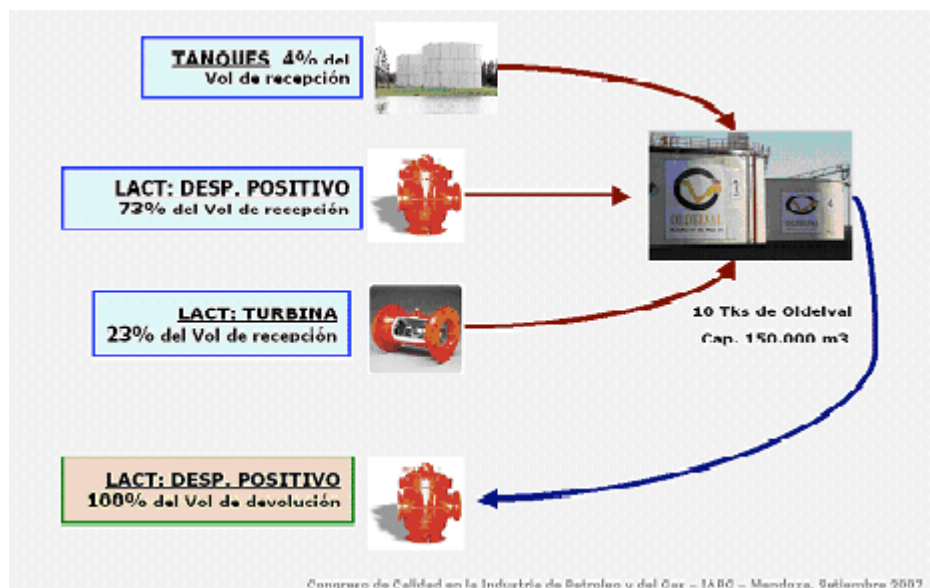


Figura 2

2.2 - Ubicación de los Puntos de Transferencia

En los puntos de transferencia debemos asegurarnos la correcta medición del volumen, sin embargo no debemos olvidar la importancia de la medición de la calidad de cada uno de diferentes crudos que participan en el sistema. La calidad de los crudos es variable relevante a la hora de hacer la devolución a los propietarios en los puntos de descarga, en función del banco de calidad fijado en el marco regulatorio.

Para efectuar los análisis que aseguran la calidad disponemos de laboratorios en Puesto Hernández, Medanito, Centenario, Challacó y Allen dado que son las Estaciones de Bombeo donde se receptiona el crudo de los clientes.

Haciendo referencia al volumen existen 18 unidades Lact de entregas que son propiedad de los clientes y cuatro de descarga, de las cuales dos son de nuestra propiedad.

Independientemente de la propiedad de las unidades de medición, debe existir un seguimiento compartido que nos vaya asegurando que cada una de los patrones y/o referencias estén cumpliendo un correcto funcionamiento.

Seguidamente en la Figura 3 se muestra un esquema de los sistemas de medición de los clientes y de Oldelval.

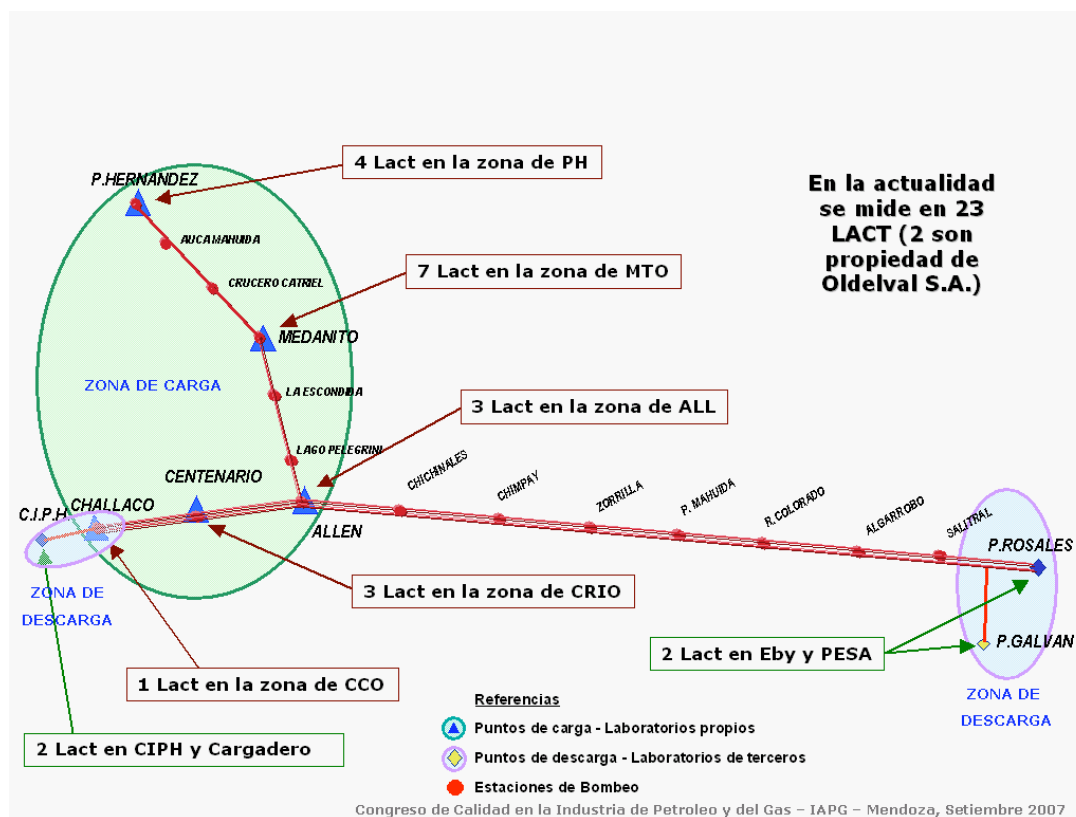


Figura 3

2.3 - Controles / Seguimientos

El correcto entendimiento de lo “que” se debe analizar y el “como” lo debemos hacer, es el hilo conductor de los controles a realizar. Hay que analizar el proceso en su totalidad, enfatizando los diferentes puntos que nos llevan al aseguramiento de la calidad.

La metodología utilizada es fundamentalmente a través de gráficos que permiten monitorear la estabilidad de un proceso de medición, de tal forma que se detecte cuanto antes, cualquier situación fuera de lo común, lo que permite en forma rápida eliminar la causa raíz de dicha variación.

Los gráficos de control son fáciles de interpretar no sólo por los especialistas. El uso de criterios establecidos nos permiten tomar decisiones basadas en hechos y no en intuiciones. Como citamos anteriormente, para asegurar una correcta medición, se deben realizar seguimientos y controles que determinen la exactitud de la medición.

Nuestra experiencia nos llevo a establecer una metodología de seguimientos de estas variables, en muchos casos con un análisis prueba y error.

Para un mejor entendimiento dividimos los controles / seguimientos en algunos puntos, que más adelante procederemos a explicar con un mayor detalle cada uno.

Los puntos a desarrollar durante esta presentación se muestran en la Figura 4.

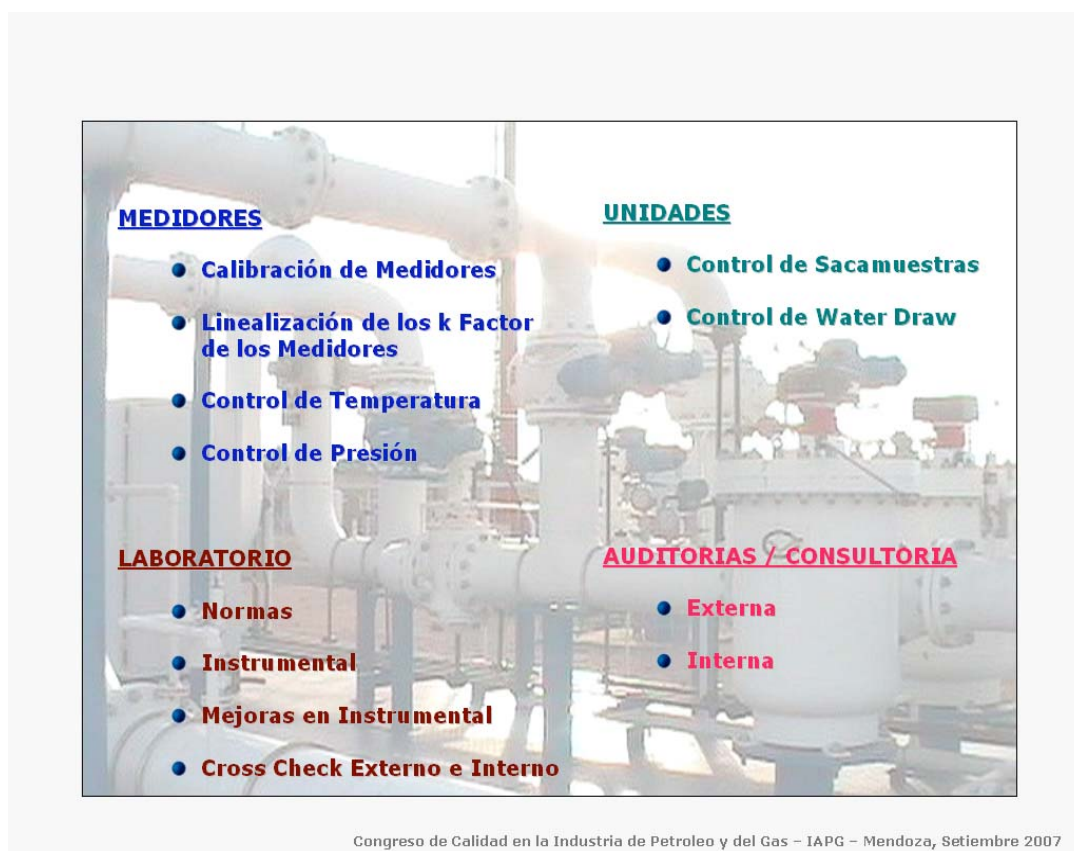


Figura 4

2.3.1 - Medidores

Como ya se ha expresado, no solo basta con tener la última tecnología, sino que hay que contrastarlo en forma periódica, y además se debe tener un seguimiento de su comportamiento a lo largo del tiempo y con diferentes variaciones como se muestra en la Figura 5.

Lo primero, y en un lapso de tiempo determinado, se debe conocer el funcionamiento del medidor por lo menos en cuatro puntos de su rango de trabajo, aconsejable en 25%, 50%, 75% y 100%. Este ensayo es de suma importancia ya que demuestra el comportamiento con una variable, que tiene mucha incidencia, que es el caudal.

Recordemos que la determinación del Factor del Medidor -MF- se realiza entre el volumen neto del probador y el volumen neto del medidor, y es necesario para realizar el ajuste para una correcta medición. La frecuencia de calibración establecida, en nuestro caso, es de por lo menos uno por mes dependiendo del análisis de las cartas de control. Las citadas cartas las explicaremos en la Figura 5.

Se debe hacer un seguimiento por cada medidor, aunque estén en una misma unidad y compartan probador, y debemos analizarlo en forma independiente ya que su performance es diferente.

Entre las partes se deben establecer los límites de control y acción para el correcto análisis y para la determinación de acciones a seguir, como así también, el valor de repetibilidad entre factores.

Estos valores acordados definen los parámetros de trabajo.

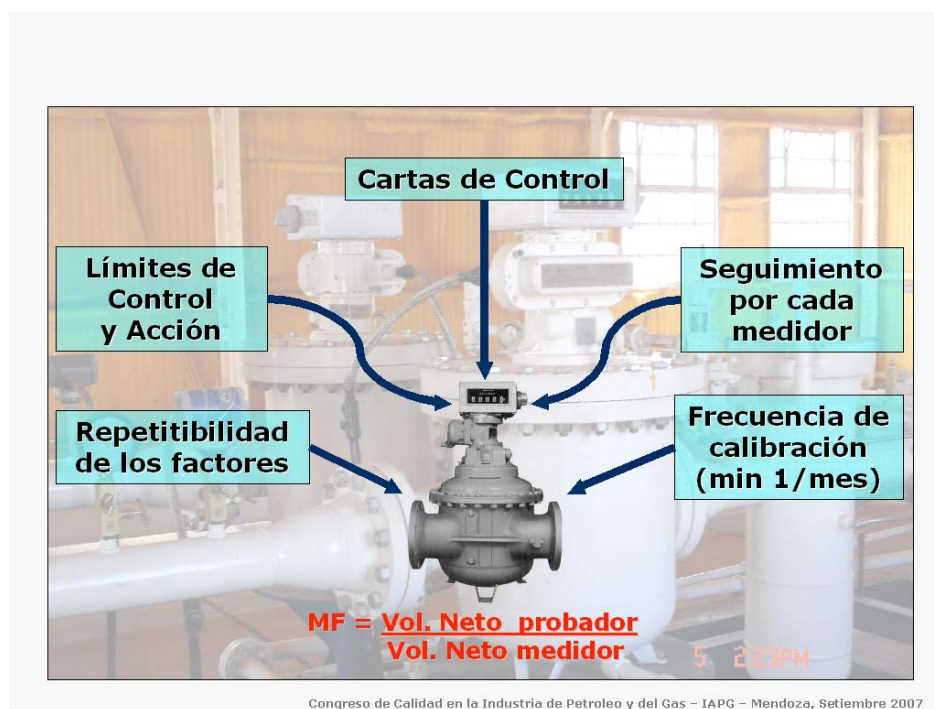


Figura 5

2.3.1.1 - Calibración de Medidores

Desde el comienzo de nuestra compañía acumulamos 16.800 calibraciones, por lo que esta experiencia nos sirvió para el ahorro de tiempo en problemáticas similares. Históricamente cada 12.870 m³ medidos realizamos una calibración

En la Figura 6 se muestra una “Carta de Control” típica, la misma se utiliza para monitorear el rendimiento del medidor, y sirve para determinar la frecuencia de calibración y la necesidad de un mantenimiento.

Existen diversas preferencias para establecer los límites de tolerancia. Al principio fueron determinados en forma arbitraria, y con el tiempo se llegaron a definir cuidadosamente por medio de ensayos. En la industria es habitual usar un margen de 95% de confianza.

Al principio solamente realizábamos un control de tres sigmas, que con el tiempo fuimos disminuyendo hasta la actualidad donde, si se supera cada límite, se toma una acción.

Está ya establecido en el momento que el medidor debe entrar en mantenimiento.

Las cartas tienen como mínimo 25 datos, no obstante se lleva uno histórico, que en algunos casos, llega a casi doscientos datos.

Este análisis es muy importante porque se comprende el funcionamiento del medidor a lo largo del tiempo. Recordemos que los medidores de desplazamiento positivo incluido en API MPMS Cap. 5.2 y turbina incluida en API MPMS Cap. 5.3, son elementos mecánicos que van teniendo un desgaste y que se deben realizar las correcciones pertinentes para una correcta medición.

También se analizan otros gráficos donde las variables son temperatura, presión y caudal. Estamos por comenzar con un seguimiento respecto a la viscosidad.

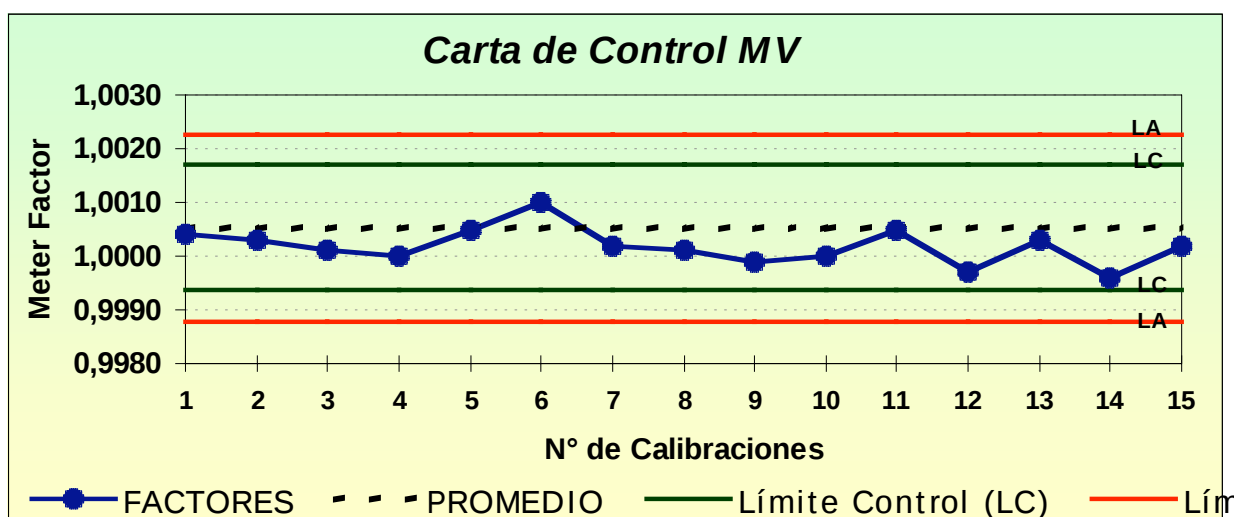


Figura 6

2.3.1.1.1 - Términos de Exactitud de Medición

Es oportuno realizar algunas aclaraciones respecto a la terminología en la medición.

- Exactitud volumétrica: es la exactitud absoluta del volumen que se ha medido.
- Exactitud del medidor: es simplemente la exactitud de un medidor relativo a su probador. Los términos “Linealidad” y “Repetibilidad” generalmente se utilizan para definir la exactitud del medidor.
- Repetibilidad: es la variación del rendimiento del medidor entre varios ensayos consecutivos de calibración bajo las mismas condiciones de operación, es decir caudal, temperatura, presión, etc..
- Linealidad: es la variación del rendimiento del medidor sobre un rango de flujo, estando constantes las demás condiciones de operación tales como temperatura, viscosidad, presión, etc.

En la Figura 7 se ve lo detallado anteriormente.

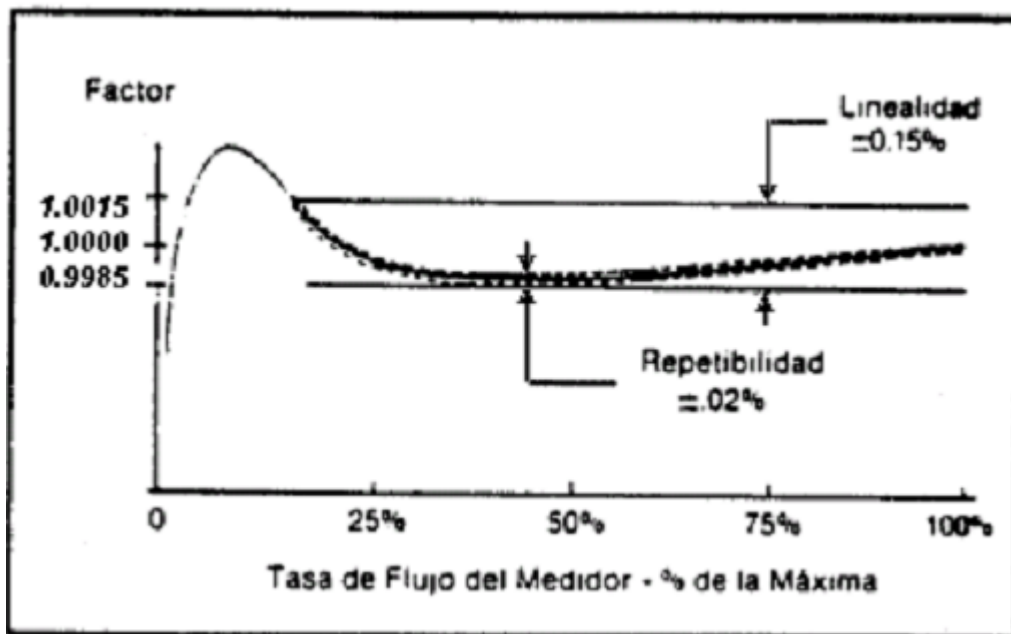


Figura 7

2.3.1.2 - Linealización de los K Factor

La exactitud de la medición puede ser defectuosa dependiendo del caudal de operación y del medidor de la Lact, donde los caudales varían perceptiblemente debido a la presión de la tubería, desgaste del medidor, restricción del filtro, o donde existen las condiciones de arranque/paro frecuentes, los factores de calibración cambiarán.

Usando el microprocesador con la linealización de la calibración del medidor, los errores de medición debido a la variación de caudales pueden ser virtualmente eliminados.

El microprocesador debe tener como mínimo una tecnología que lo permita; un ejemplo de la actualidad podría ser OMNI.

El K factor es la cantidad de pulsos por unidad de volumen (m³, decalitros, etc.) que contabiliza el medidor.

Este factor esta determinado por la salida de pulsos del transmisor por revolución del eje y por la relación de volumen del eje.

No es una tarea complicada, solamente se debe calibrar en cuatro puntos del caudal máximo establecido por el fabricante, aconsejable al 25%, 50%, 75% y 100%, tomando de los reportes el K Factor y la frecuencia. Se confecciona una carta de control tal como se muestra en la Figura 8.

Luego con estos datos se carga en el microprocesador, a partir de lo cual el instrumento comienza a linealizar después de la próxima calibración.

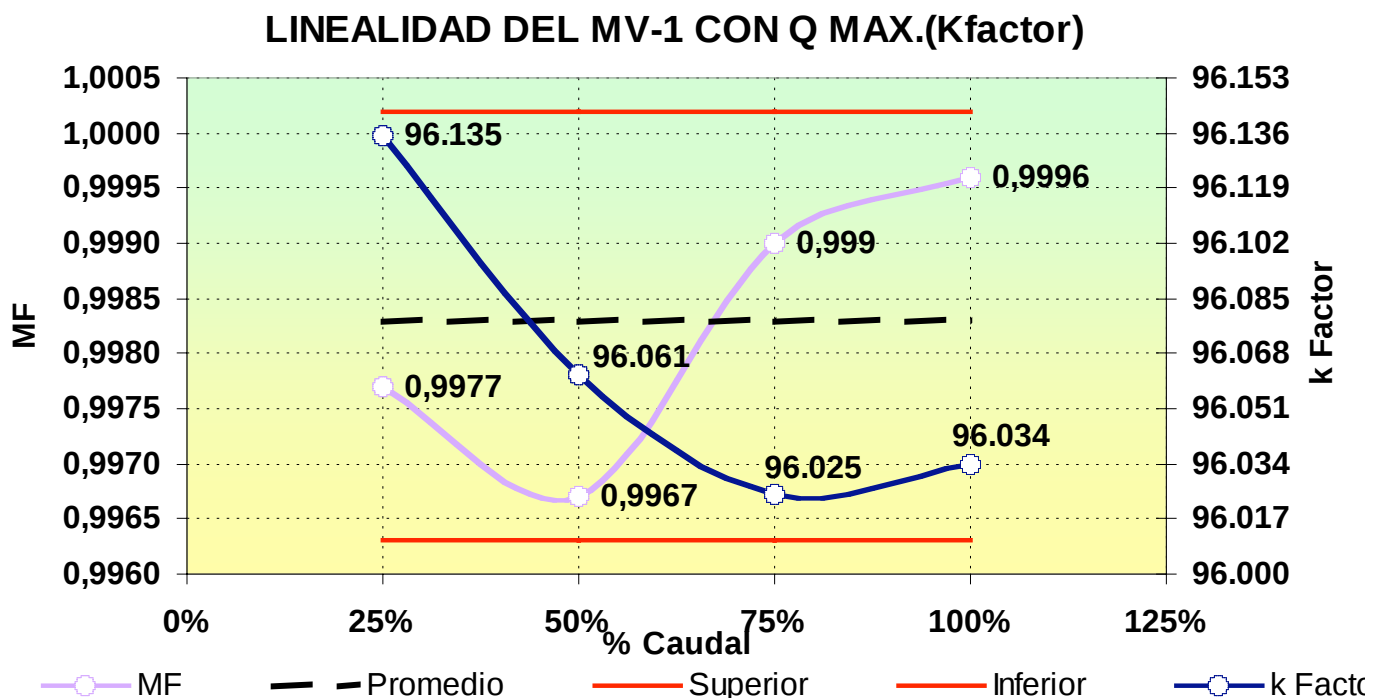


Figura 8

2.3.1.3 - Control de Temperatura

Una variable que tiene un gran impacto en la medición, quizás la de mayor incidencia, es la temperatura. Es muy importante hacer una aclaración: por cada 1°C de error es la determinación equivale a un 0.08% del volumen. Si bien pareciera que este valor es insignificante, al convertirlo en unidades de volumen, representa una cifra considerable.

Los elementos con los que se establece la temperatura fueron variando desde los famosos ATG que causaron varios inconvenientes, hasta los transmisores de temperaturas modernos de una exactitud muy diferente.

De acuerdo a un cronograma establecido, se realizan contrastes con patrones para saber el funcionamiento de los sensores. Los límites que hacemos referencia son los aconsejados por el fabricante para cada instrumento.

Durante estos contrastes descubrimos que algunos sensores de temperatura se encontraban fuera de los límites establecidos, con lo cual se procedió a su recalibración y posterior verificación.

En los controles, realizamos un seguimiento por todos los elementos que miden temperatura incluyendo los de cada medidor y los del probador.

En la Figura 9 se muestra la planilla que se confecciona, para después incorporarse en una base de datos, donde se analiza el comportamiento a lo largo del tiempo.

- **Cantidad de controles realizados: 385**
- **Diferencia entre Temp. de Lact y patrones: 0.09°C**
- **Límite aceptado por Oldelval: +/- 0.2°C**

<u>CHEQUEO SENSOR DE TEMPERATURA</u>		
<u>Fecha:</u>		
<u>Compañía:</u>		
<u>Ramal N°:</u>		
<u>Termómetro Patrón N°:</u>		
<u>Corrección por Certificado</u>		
<u>Rango de temperatura ingresado en LEATC:</u>		
Temp. Alta:		
Temp. Baja:		
Diferencia		
T° Patrón Old.	T° Patrón Cía.	T° LEATC / OMNI

* Referencia API MPMS Capítulo 7.3 / Procedimiento interno

Congreso de Calidad en la Industria de Petróleo y del Gas - IAPG - Mendoza, Setiembre 2007

Figura 9

2.3.1.4 - Control de Presión

Una variable que tiene un menor impacto en la medición, es la Presión.

Es muy importante hacer una aclaración: hasta hace pocos años casi ninguna unidad corregía por presión, solo lo hacían por temperatura.

Con la mejora implementada por todas las compañías, éstas migraron a una tecnología superior y se comenzó a tomar esta variable como importante.

De acuerdo a un cronograma establecido, se realizan contrastes con patrones para saber el funcionamiento de los transmisores. Los límites que hacemos referencia son los aconsejados por el fabricante para cada instrumento.

Durante estos contrastes descubrimos que muy pocos transmisores de presión se encontraban fuera de los límites establecidos, por lo que se procedió a su recalibración.

En la Figura 10 se muestra la planilla que se confecciona, para después incorporarse en una base de datos, donde se analiza el comportamiento a lo largo del tiempo.

- **Cantidad de controles realizados: 25**
- **Diferencia entre Presión de Lact y patrones: 0.15 Kg/cm2**
- **Límite aceptado por Oldelval: +/- 0.2 Kg/cm2**

<u>CHEQUEO TRANSMISOR DE PRESION</u>		
Fecha:		
Compañía:		
Ramal N°:		
Equipo Patrón N°:		
Corrección por Certificado		
Rango de presión ingresado en Omni:		
Pres. Máx.:		
Pres. Min.:		
Diferencia		
P° Patrón Old.	P° Patrón Cía.	P° OMNI

* Referencia Procedimiento Interno

Congreso de Calidad en la Industria de Petróleo y del Gas – IAPG – Mendoza, Setiembre 2007

Figura 10

2.3.2 - Unidades

2.3.2.1 - Control de Saca-muestras

Los saca-muestras cumplen la función de extraer la muestra representativa de la entrega durante la remesa (bach). De esta muestra determinamos la calidad de lo entregado y nos es de utilidad para realizar la devolución del crudo en los puntos de descarga definidos por el marco regulatorio.

Se comenzó a utilizar saca-muestras que determinaban la frecuencia por una unidad de tiempo, esta metodología no era la correcta ya que en mas de una oportunidad pudimos comprobar que la muestra obtenida no era representativa.

Con la mejora implementada por todas las compañías, éstas migraron a una tecnología superior y se comenzó a instalar saca-muestras con sonda extractoras y la frecuencia del muestreo es por caudal.

Lo que establecemos es el factor de funcionamiento de este instrumental aplicando las normas ASTM 4177 y API MPMS 8.2.

De acuerdo a un cronograma establecido, se realizan contrastes con patrones para saber el correcto funcionamiento. Los límites que hacemos referencia son los aconsejados en las normas detalladas anteriormente.

En la Figura 11 se muestra la planilla que se confecciona, para después incorporarse en una base de datos, donde se analiza el comportamiento a lo largo del tiempo.

- **Cantidad de controles realizados: 166**
- **Promedio de Factor de Comportamiento: 0.97**
- **Factor correcto de Comportamiento entre: 0.9 y 1.1**
- **10.000 extracciones, volumen de llenado de muestra del 80%**

CONTROL DE SACAMUESTRAS (Factor de Comportamiento)								
FECHA	Volúmen del Lote o Batch (m3)	Caudal de Operación (m3)	Frecuencia de Muestreo (m3)	Cantidad de Muestras Obtenidas	Volúmen de cada muestra (ml)	Volúmen de la muestra		Factor de Comportamiento
	V		B	M	b	por cálculo (V/Bxb/1000)	Obtenido (lts.)	(A/C)
						C	A	Fc

* Referencia ASTM 4177 / API MPMS 8.2 / Procedimiento interno

Congreso de Calidad en la Industria de Petróleo y del Gas - IAPG - Mendoza, Setiembre 2007

Figura 11

2.3.2.2 - Control de Water Draw

Para determinar el Factor del Medidor se realiza un contraste con el Proveer ó probador que tiene un volumen definido, el cual debe recalibrarse a través del ensayo de Water Draw.

El Water Draw -recalibración- es un ensayo con agua para establecer el volumen base de un probador.

Aunque API recomienda el recalibrado cada 5 años, en nuestro caso, y de acuerdo al Acta Acuerdo entre Clientes, también lo realizamos al superar las 250 hs de uso, para lo cual se van acumulando las horas de utilización del mismo.

Antes de realizarlo se debe establecer el estado de la pintura interna del probador. También es importante cambiar la esfera o pistón interna antes de comenzar con la operación.

En el historial participamos en 53 water draw, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 12.

- **Diferencia promedio de Volumen entre WD: 0.006%**
- **Límite aceptado por Oldelval: + / -0.02 %**
- **Diferencia prom de Tiempo entre WD: 5.02 años**
- **Diferencia promedio de Vol. entre WD: -0.041%**
(incluye Provers que fueron repintados)

<u>LACT - Historial de Water Draw</u>					
Probador	Fecha E/S	Fecha	Volumen WD	Desviación	Tiempo e/ WD
Bidireccional 12"	May-97	12-Jul-96	3.653,8318		
		14-Dic-00	3.654,6521	0,02%	4,43

* Referencia Procedimiento interno

Congreso de Calidad en la Industria de Petróleo y del Gas – IAPG – Mendoza, Setiembre 2007

Figura 12

2.3.3 – Laboratorio

2.3.3.1 – Normas

En el laboratorio determinaremos la calidad de la remesa.

El correcto análisis dependerá, como ya dijimos, del funcionamiento del saca-muestra, una adecuada homogeneización, y una buena aplicación del procedimiento de laboratorio, siendo éstos críticos para el resultado final.

Recordemos que el marco regulatorio define los límites con los cuales no debo recibir crudo en nuestras instalaciones, como lo citamos anteriormente.

Para la determinación de densidad utilizamos el densitómetro de laboratorio; hasta hace poco llegamos al resultado utilizando hidrómetro y termómetro.

Para obtener el resultado del porcentaje de agua utilizamos el Karl Fisher como método primario, mientras que el secundario es agua por destilación, y por último el no aconsejado método de centrifugación.

Para los sedimentos utilizamos el análisis por filtración, hasta hace poco usábamos centrifugación.

Para las sales estamos utilizando el análisis electrolítico, hasta hace poco usábamos el método UOP 22.

Para la Tensión de Vapor Reid estamos utilizando el análisis que fija la norma Iram IAP 6504.

Las metodologías anteriores dependían de la experiencia del operador para tener un resultado confiable.

En la Figura 13 se detallan las normas para cada uno de los análisis anteriormente citados.

	Metodología Anterior	Metodología Actual
Determinación de la Densidad	ASTM D 1298	ASTM 5002
Determinación de % de H2o	ASTM D 4006 ó 4928	ASTM 4377
Determinación de Sedimentos	ASTM D 4928	ASTM 4807
Determinación de Sales	UOP 22	ASTM D 3220
Determinación de Tensión de Vapor Reid	IRAM IAP 6504	IRAM IAP 6504

Figura 12

2.3.3.1.1 - Medición de Variables

La naturaleza de los errores de mediciones físicas hace que sea imposible medir una variable sin error. La precisión absoluta sólo es posible en el caso de contar objetos o eventos. Aún con los mejores equipos y personal, existen errores de medición. Minimizar los mismos, estimar el error cometido y conocer los límites de confiabilidad permite manejar adecuadamente dentro de las relaciones comerciales.

Existen dos expresiones habitualmente usadas como precisión y exactitud.

Exactitud: es el corrimiento del valor medio respecto del valor verdadero.

Precisión : corresponde a la dispersión estadística alrededor del valor medio.

Se ejemplifica en esta comparación que parece no influir mucho los diferentes métodos, pero al expresarlo en m3 representa un valor muy llamativo (Figura 14)

	Unidades	Metodología Anterior	Metodología Actual
Determinación de la Densidad	gr/cm3	0,0005	0,00003
Determinación de H2o	%	0,025	0,0001
Determinación de Sedimentos	%	0,025	0,0001

Figura 14

Queda claro que, al mejorar el valor mínimo de medición, aumenta el grado de precisión. Se realizaron análisis de sensibilidad para varias situaciones reales y nos encontramos con:

- Metodologías anteriores: variación máxima un **0,34%**
- Metodologías actuales: variación máxima un **0,05%**

La Metodología actual deja de lado el error humano tan habitual en los ensayos de laboratorios con material de vidrio como instrumento de medición, lo cual queda reflejado en los valores anteriormente mostrados.

2.3.3.2 - Instrumental

Un elemento importante en el aseguramiento de la calidad es contar con instrumentos confiables. Para esto, debe existir un programa de mantenimiento, calibración y verificación periódica para todos los equipos.

Todo el instrumental que se encuentra en el laboratorio esta certificado y con un seguimiento de las re-calibraciones y contraste que se realizan en nuestras instalaciones.

Disponemos de cinco laboratorios equipados con el mismo instrumental donde se analizan y determinan la calidad de los diferentes crudos ingresados.

Todo el instrumental esta catalogado en críticos, importantes y no importantes; para cada grupo existe una metodología a seguir.

Citamos un ejemplo del seguimiento de los densímetros y termómetros, donde a todos se los han re-calibrado en tres oportunidades por una firma especializada en este tipo de tareas. Todas nuestras re-calibraciones de todo el instrumental las realizan terceros especializados emitiendo el certificado correspondiente, con su trazabilidad de sus patrones. El periodo que debe haber entre calibraciones depende de la decisión de la compañía. Oldelval utiliza para estos casos el control estadístico que se le sigue a cada instrumento, no solo por el costo de la tarea, sino por las complicaciones que ello insume.

Si se define un tiempo determinado entre calibraciones, debemos asegurar que entre este lapso se realicen los contrastes pertinentes para que no nos llevemos sorpresas cuando se procede a su re-calibración.

En la Figura 15 se ejemplifica un seguimiento de contraste de un instrumento.

- En uso 123 densímetros y 48 termómetros patrones.
- Dif. Prom. entre Calibraciones de Densímetros: 0.00002 kg/m³
- Dif. Prom. entre Calibraciones de Termómetros: - 0.029°C

CONTROL DE RECALIBRACION DE TERMOMETROS											
# Interno	Lugar Físico	# de Serie	Rango		Corrección	Incertidumbre	%	Corrección	Incertidumbre	%	Dif
			De	Hasta	Indicación	Nuevo	Desv.	Indicación	1° Cal.	Desv.	Corrección

* Referencia ASTM E 100 / E 77 / Procedimiento Interno

Congreso de Calidad en la Industria de Petróleo y del Gas – IAPG – Mendoza, Setiembre 2007

Figura 15

2.3.3.3 – Mejoras en Instrumental

Como detallamos anteriormente, dentro de la determinación del porcentaje de agua, en la actualidad la metodología más precisa es a través del Karl Fischer. Anualmente personal calificado realiza un control exhaustivo de este instrumental.

Esto debe ir acompañado por contrastes habituales en el laboratorio, y de acuerdo a la necesidad.

Al utilizar equipos o instrumentos en los que se requieren soluciones de referencia (blancos, etc.) es necesario previamente sea valorada mediante su certificado con la trazabilidad correspondiente.

Todos los reactivos empleados deben ser cuidadosamente seleccionados determinando el grado de pureza requerida.

Existen blancos certificados que se disponen en cada laboratorio donde, a pedido de los diferentes clientes o por necesidad interna, se contrasta para saber si el instrumental se encuentra dentro de los límites aceptados.

En la Figura 16 se muestra el control del Karl Fisher y los resultados obtenidos.

- **Karl Fischer**

Cantidad de controles realizados: 165

Diferencia entre KF y patrones: -11.2 a 11.2 µg

Límite aceptado por Oldelval: +/- 20 µg

También llevamos control sobre:

- **Balanzas**
- **Equipo de Filtración**
- **Equipo electrolítico de sales**
- **Densitómetro**

Figura 16

2.3.3.4 - Cross Checking

Esta implementación permite establecer un método para identificar los desvíos en las mediciones efectuadas en cada laboratorio e implementar las correcciones necesarias. Esta metodología se realiza a través de los denominados Cross Checking que son controles entre laboratorios.

Un capítulo indispensable de este sistema es el control de calidad que incluye, además del control interno, la participación en programas de evaluación externa de la calidad. La participación en estos programas está recomendada en las normas de calidad para laboratorios de ensayo.

Participamos en forma trimestral en los Cross Checking externos, organizados por el Sub-Comité de Crudo Método de Evaluación del IRAM. En la misma participan 23 laboratorios de la industria petrolera donde todos analizan una misma muestra en sus respectivos laboratorios, que luego utilizarán una vez obtenidos los resultados del ensayo para poder compararse.

Efectuados los análisis, estos son enviados a un responsable quien debe ordenar, unificar y graficar la información, y se elabora un informe final con las acciones a tomar en caso que lo amerite.

Con el instrumental y reactivos disponibles en cada laboratorio, se procederá a efectuar el análisis de las muestras utilizando el mismo método de ensayo.

En la Figura 17 se muestra una carta de control de Cross Checking.

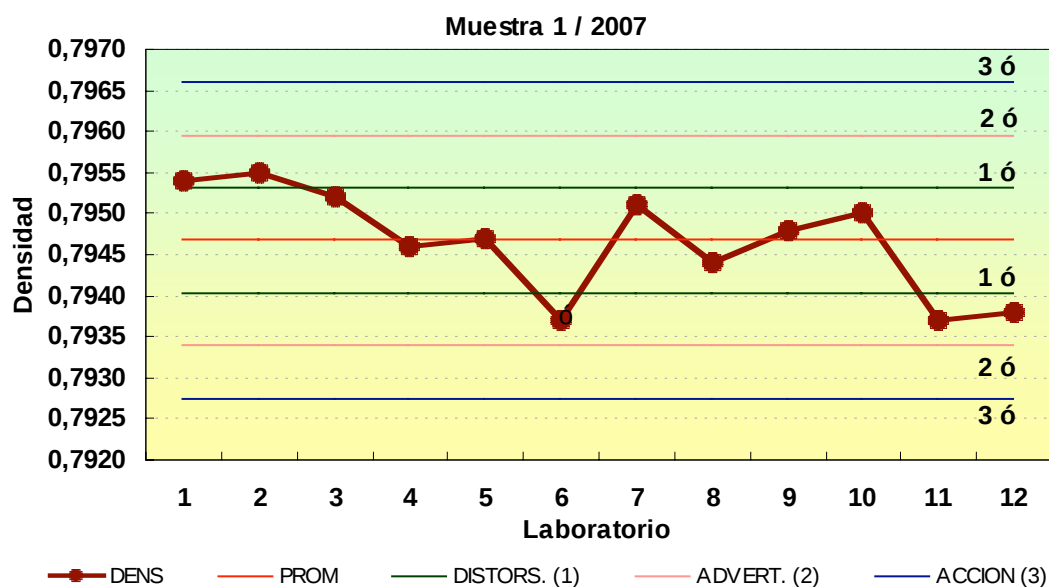


Figura 17

Desde el año 2003 pusimos en marcha un Cross Checking interno con una frecuencia mensual.

Otro análisis que utilizamos habitualmente en los Cross Checking interno es el que obtenemos a través del Sesgo, donde se estudia cada análisis y cada operador en forma individual.

En el Sesgo Relativo la gran diferencia es que se analizan varias muestras de un mismo laboratorista, y los límites los van fijando los resultados de éstos sobre la media del total de análisis.

Desde que comenzamos con este tipo de estudio diferenciado, se produjo un cambio en la metodología de capacitación, ya que antes se realizaba en forma masiva y a todos por igual, y hoy, se analizan las necesidades de cada laboratorista.

En los primeros años existía una gran dispersión de datos que se fueron solucionando con este tipo de análisis y las capacitaciones citadas.

En la Figura 18 se muestra el Sesgo Relativo durante el año 2007.



Figura 18

2.3.4 - Auditoria/Consultoría

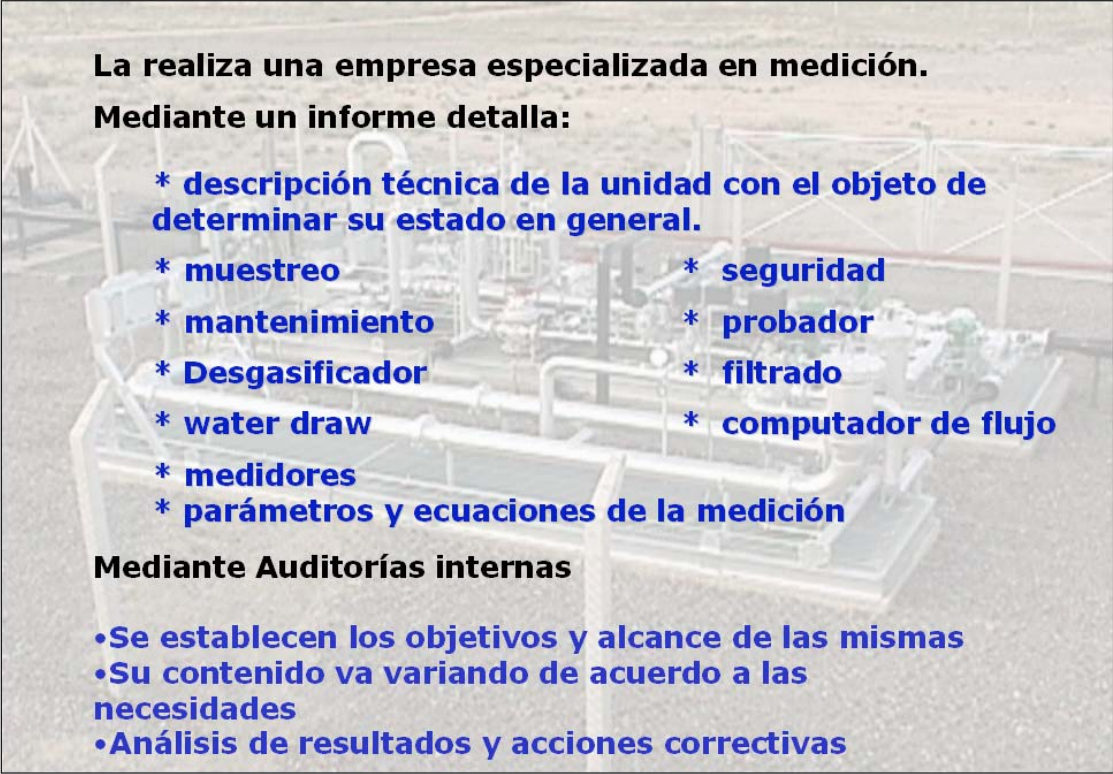
Otro punto que nos ayudo a observar muchas oportunidades de mejoras fueron las Auditorías y Consultarías realizadas a nuestro sistema.

Consideramos oportuno realizar auditorías internas con diferentes objetivos y alcance de las mismas, donde tendremos una muestra del desarrollo de la medición.

El alcance de las auditorías debe ir variando de acuerdo a las necesidades observadas.

Obviamente esto debe tener un informe y las acciones correctivas que nos lleven a la mejora continua.

En la Figura 19 detallamos el alcance de estas auditorías.



La realiza una empresa especializada en medición.

Mediante un informe detalla:

- * descripción técnica de la unidad con el objeto de determinar su estado en general.
- * muestreo
- * mantenimiento
- * Desgasificador
- * water draw
- * medidores
- * parámetros y ecuaciones de la medición
- * seguridad
- * probador
- * filtrado
- * computador de flujo

Mediante Auditorías internas

- Se establecen los objetivos y alcance de las mismas
- Su contenido va variando de acuerdo a las necesidades
- Análisis de resultados y acciones correctivas

Congreso de Calidad en la Industria de Petróleo y del Gas – IAPG – Mendoza, Setiembre 2007

Figura 19

3 - Conclusiones

- Es necesario entender que el aseguramiento de la calidad del proceso de la medición no es objetivo aislado. Para que podemos entender a que nos estamos refiriendo cuando hablamos del proceso, este engloba todas las actividades tales como esfuerzo del personal, equipos, instrumental y todo aquello que participe que hacen que sea un proceso completo. En caso que una de estas actividades falle, o no este debidamente controlada, el proceso de la medición no podrá tener la calidad esperada.
- Estudiando meticulosamente todas las actividades que hacen al proceso, es posible eliminar las causas que hacen que el sistema este fuera de control. Por ello, todos los gráficos de control nos sirven para monitorear este proceso controlando el funcionamiento y detectar rápidamente cualquier anomalía.
Varios de estos gráficos de control fueron diseñados por Oldelval acumulando experiencias a lo largo de los años, con el soporte de bibliografía específica sobre el tema.
- Pensar que diseñamos un control de calidad por compromiso es caer en un grave error. Siempre el objetivo a lograr es controlar la calidad de todo proceso de medición lo que exige un esfuerzo sistemático, no sólo para eliminar los errores, sino por nuestra responsabilidad de velar por el interés del cliente.
- Con la convicción desde el primer momento en trabajar con calidad en el proceso de medición, se comenzó con el análisis de cómo estamos midiendo y que mejoras posibles se podían aplicar. Debemos tener presente que la calidad de la medición es clave para correcto funcionamiento de nuestra compañía.
- Es menester comprender que la calidad del proceso de medición -Custody Transfer- es una responsabilidad de ambas partes, esto es cliente y transportadora. Por ello invertimos tiempo en inculcar a los clientes para que inviertan en tecnología y capacitación de sus recursos humanos con el fin de asegurar la calidad.
- En nuestro proceso de mejora continua seguiremos buscando la tecnología de punta, las auditorías técnicas, capacitación de recursos humanos, etc. con el fin de lograr establecer la menor desviación posible en las mediciones, que asegure a los clientes la devolución del petróleo lo mas justa posible.

4 - Bibliografía

- 1° Jornadas de Medición de Petróleo, Neuquén - Julio 94 IAP.
- Estadística para Administradores, William Mendenhall.
- Seminario Control de Mermas en la industria del Petróleo, Srinivasa Sivasubramanian, Agosto 2000.
- Técnicas de Laboratorio-parámetros de calidad, Softlab.
- Curso de Medición Fiscal de Gases y Líquidos, Río de Janeiro Junio 2004 IBP.
- Termodinámica para Químicos, Glasstone.
- Fenómenos de Transporte, Bird-Stewart –Lightfoot.
- Normas API, Manual of Petroleum Measurement Standards.
- Normas ASTM.
- Acta Acuerdo entre Oldelval y Clientes
- Decreto 44/91 de la Secretaria de Energía de la Nación.