

SELECCIÓN DE INSTRUMENTOS PARA SEPARADORES TRIFASICOS DE ENSAYO

María Laura Germanier
TECNA S.A.

Gisela Tovar
TECNA S.A.

Emilce Vilaboa
TECNA S.A.

ABSTRACT

Los ensayos de pozos de petróleo constituyen prácticas necesarias en los yacimientos para determinar caudales de agua, petróleo y gas que está produciendo el pozo. Se diseñan separadores de ensayo que facilitarán la operación del equipo de producción y se adaptarán de manera flexible tanto a los pozos a ensayar.

Desde el punto de vista de la producción, el conocimiento preciso de esta información permite determinar las necesidades y limitaciones de las estaciones y plantas de corte. Desde el punto de vista de la ingeniería de reservorios, es importante predecir el comportamiento del reservorio en el futuro, ya que esta constituirá el puntapié inicial de la ingeniería conceptual de todo el yacimiento en explotación. En este trabajo se muestra el proceso de selección de caudalímetros y analizadores para obtener en forma automática y on line los datos de cada pozo de petróleo. Se incluye una guía de instalación y montaje de los instrumentos seleccionados.

1. INTRODUCCIÓN

El monitoreo y ensayo de pozos es requerido con diferentes objetivos en las áreas de Producción y Reservorios.

Área de producción: el ensayo del pozo se requiere para el adecuado monitoreo de la producción del yacimiento, así como el cierre del balance de masa por zonas, la optimización del movimiento de fluidos, y la contrastación con las mediciones fiscales de los oleoductos.

Área de reservorios: el ensayo se realiza con el fin de obtener la información sobre las características de los pozos y su evolución en el tiempo. Esto es importante para conocer el estado del yacimiento en general, y predecir el comportamiento del reservorio en el futuro.

Considerando la importancia de la información que brindan los ensayos de pozos, resulta altamente deseable aumentar tanto la frecuencia como la precisión con que se llevan a cabo las mediciones.

Los objetivos que motivaron el desarrollo de estos proyectos fueron los siguientes:

- Mejorar la precisión de las mediciones.
- Aumentar la frecuencia de los ensayos.
- Automatizar la operación.

1.1 METODOS DE SEPARACION DE FASES EN ESTACIONES CONVENCIONALES

El crudo que viene de los pozos de petróleo, y llega a la estación a través del manifold de entrada, está generalmente compuesto por tres fases:

- Una emulsión de petróleo y agua
- Agua libre
- Gas

Toda la producción de los pozos que arriban al manifold, se envía al Separador General, donde se separan gas y líquido. El gas se envía a un sistema de deshidratación y endulzamiento si es necesario, para luego ser inyectado a la red de gasoducto, o ser utilizado en la misma estación como gas de servicio. El líquido (agua-petróleo) se almacena en tanques, y luego se inyecta en oleoductos mediante bombas y calentamiento.

En algunas estaciones se lleva a cabo el “corte” de agua. En ese caso los líquidos separados en el Separador General, se envía a un Tanque Cortador, donde se separan petróleo y agua. Cada fase líquida se almacena y bombea con su respectivo sistema.

Una solución más adecuada y moderna para el corte en estaciones, es utilizar un único equipo para las dos estaciones: un Free Water Knock Out (FWKO). Este es un separador horizontal diseñado a presión, en el cual se separan gas, agua y petróleo.

1.2 METODOS DE ENSAYO EN ESTACIONES CONVENCIONALES

Históricamente se ha realizado el testeado de pozos empleando separadores de control bifásicos, en los que se separa el gas por un lado y los líquidos por otro.

El gas se mide usualmente a través de placa orificio y el líquido (agua-petróleo) se colecta en una bota que opera en forma de batch mediante un switch de nivel. Una vez que la bota se llena hasta el nivel de set (el volumen equivale a 1 barril), se descarga el líquido contenido en ella y se cuentan los barriles de fluido total.

Por otro lado, se toman muestras de fluido en boca de pozo y mediante ensayos de laboratorio se calcula el contenido de agua y de petróleo de esa corriente de líquido.

1.3 POR QUE USAR UN SEPARADOR DE ENSAYOS TRIFASICO?

Con el objetivo de automatizar el control de pozos, se estudiaron los posibles medidores de caudal para cada corriente de salida del separador de prueba (gas y líquido).

El primer paso fue definir las condiciones de diseño, al encontrar los datos históricos de pozos se observó que los valores de corte de agua variaban desde 5% a 95%. El instrumento clave sería definitivamente el “analizador de corte de agua en línea”.

Las tres primeras premisas de diseño fueron:

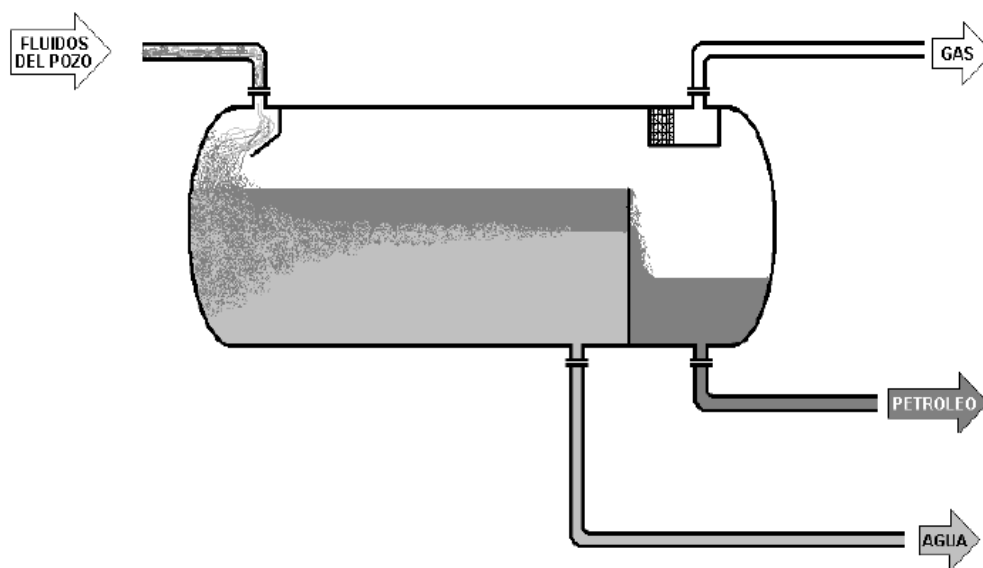
- El error en la medición tiene que ser lo más bajo posible.
- La medición más importante es el volumen de petróleo que contiene el pozo.
- Las mediciones no deben ser afectadas por cambios en las propiedades varían de un pozo a otro.

No se encontró en el mercado un instrumento que analizara corte de agua cumpliendo con estas hipótesis en el rango 0 – 100 %. Por tal motivo, el medidor de corte de agua fue el instrumento crítico que nos condujo al diseño trifásico del separador. Al separar en tres fases (gas, agua y petróleo) se logra llegar a una concentración de agua en la salida de crudo menor al 50% y ahora sí en ese rango se pueden alcanzar los niveles de error pretendidos.

2. DISEÑO DEL SEPARADOR

2.1 PROCESO DE SEPARACION DE FASES EN UN SEPARADO

El separador es un recipiente horizontal al cuál ingresa el fluido proveniente de los pozos. Este fluido está compuesto por gas, petróleo y agua, que se separan en el equipo por gravedad.



El agua es la fase más pesada, y es la que primero se retira, por el fondo del recipiente. El petróleo es más liviano que el agua y una vez separados rebalsa por encima del baffle, y se retira del recipiente por el fondo en el extremo opuesto a la entrada de fluido. El gas es la fase más liviana y la más fácil de separar en este caso, se retira del separador por la parte superior en el extremo del recipiente, haciéndolo pasar previamente por la caja de chicanas donde se desprende de las últimas gotas de líquido que pudieron haber quedado suspendidas en la fase gaseosa.

Para que la separación de las fases líquidas tenga lugar, deben formarse en primer lugar las gotas, luego crecer en tamaño, y luego desplazarse verticalmente. Las gotas de agua que se forman en el seno de la fase de petróleo descienden, y las de petróleo que se forman en la fase acuosa, ascienden.

2.2 FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA SEPARACION

La separación de las fases depende de diversos factores como:

- Tiempo de residencia en el equipo.
- Densidad y viscosidad de los fluidos, que a su vez dependen fuertemente de la:
- Temperatura de operación.
- Distribución de los tamaños de gotas de agua y petróleo en la entrada del equipo
- Velocidad del gas en el equipo.
- Presión de operación.

2.2.1. Tiempo de Residencia

Para garantizar un **tiempo de residencia adecuado** para cada una de las fases líquidas (petróleo y agua), se calcula el volumen necesario del separador, considerando los caudales de cada fase que se pretende separar. Quedan así determinados los niveles normales (NLL) de cada fase líquida dentro del recipiente. Estos niveles se controlan mediante válvulas de control de nivel. En el caso del nivel de petróleo, este se encuentra a la altura del baffle, ya que rebalsa por encima del mismo hacia el cajón de petróleo. En el caso del nivel de agua, por ser ésta la fase más pesada de las tres, se **debe controlar la altura de la interfase petróleo-agua**.

2.2.2. Temperatura

Para garantizar la **temperatura adecuada**, la corriente proveniente del pozo debe calentarse hasta 50°C como mínimo (para ello se calefaccionará previamente en calentadores).

2.2.3. Presión

Para garantizar una **presión de operación adecuada**, se establece un control de presión con una válvula de control en la línea de salida de gas. El Separador de Prueba debe operarse a la presión del Separador General.

En el caso de pozos sin gas, la presión se mantiene con un sistema de gas de blanketing. Se fijó como presión de diseño, una presión acorde a las disponibilidad de gas de las estaciones.

2.2.4. Velocidad de gas

Para garantizar una **velocidad de gas adecuada**, se dimensiona, considerando el flujo transversal de gas en el equipo, la sección que se requiere para lograr la separación gas-líquido. Esto determina, junto con otras consideraciones, el diámetro del separador.

2.2.5. Condiciones Externas

Los separadores de prueba así diseñados, satisfacen los requerimientos de separación que se pretenden, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

2.2.5.1. Inyección de desemulsionante

Ayuda a la coalescencia (formación y crecimiento) de las gotas, favoreciendo la separación de las fases de petróleo y agua. Sin desemulsionante, y para valores de caudal cercanos a los de diseño, el espesor de la interfase y la estabilidad de la emulsión petróleo-agua pueden interferir seriamente con la performance deseada para el separador.

2.2.5.2. Calentamiento previo

La separación de las fases depende, entre otras variables, de la temperatura. Si la temperatura es muy baja, la viscosidad del petróleo es muy alta y se dificulta notablemente la separación de fases, es decir, el ascenso del petróleo desde el seno de la fase acuosa, así como la formación y el descenso de las gotas de agua desde la fase de petróleo. Para garantizar la temperatura adecuada, la corriente proveniente del pozo debe calentarse hasta 50°C como mínimo.

2.2.5.3. Tracing & Aislamiento de líneas y equipos

Se considera recomendable la aislación y tracing en el separador, como caso ideal. Para lograr una operación estable del separador, es recomendable que la línea que va del calentador hacia el separador se encuentre aislada y traceada.

3. SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN

3.1. MEDICION DE CAUDAL

3.1.1. Gas

Cuando se comenzó el proyecto, se buscaba un separador de prueba que cubriera un amplio rango de caudales. El rango establecido fue de: 300 a 100000 Sm³/d.

A fin de poder medir con la menor incertidumbre posible el rango de caudales solicitados, se estudiaron los siguientes instrumentos:

- Placa orificio
- V – Cone
- Vórtex
- Coriolis
- Ultrasónico

En una primera etapa fueron descartadas las mediciones de presión diferencial como la **placa orificio** y el **V – Cone**, debido a su escasa rangeabilidad para cumplir con esta medición.

Posteriormente se estudió el **Vórtex**, cuya operación y rangeabilidad en estas condiciones adecuada, pero su incertidumbre resultó del 1.35% aproximadamente, valor superior al deseado en nuestras premisas básicas.

En el caso del medidor **Ultrasónico**, el inconveniente encontrado fue que para mantener una velocidad máxima de gas, de 25 a 30 m/s dentro del equipo, en el rango requerido, se necesitaba instalar un equipo de 6” en una línea de 4”. Podía utilizarse uno de 4” pero el caudal máximo estaría limitado al 90% del requerido.

Finalmente se obtuvo la mejor relación rango – incertidumbre en un caudalímetro de tipo Coriolis. Al ser un medidor de masa, nos independizamos de la temperatura y de la presión, dos variables a tener en cuenta.

3.1.2. Petróleo

Para la medición de caudal de petróleo (agua y petróleo) se estudiaron las siguientes alternativas:

- Placa Orificio
- V – Cone
- Vórtex
- Coriolis
- Ultrasónico
- Turbina
- P.D. Meter
- Magnético

En un principio, la **placa orificio** y el **V-Cone**, fueron descartados por su rangeabilidad y por su precisión.

Para realizar la medición con el **Vórtex** se necesita un fluido homogéneo, que no estaba garantizado en este caso.

Si se realizaba la medición con la **Turbina**, se ve afectada por la variación de la gravedad específica, y en este caso donde el corte de agua varía, sería imposible mantenerla en una precisión aceptable.

El **P.D. Meter** mide volumen, pero éste está afectado por la variación de la temperatura y las posibles burbujas de flasheo, además, es muy sensible a pequeñas impurezas.

La medición **Ultrasónica** queda descartada en este caso por el escaso diámetro del caño de salida, que lo deja fuera de los estándares de fabricación.

Finalmente, se adoptó el medidor **Coriolis**, que no se ve afectado por los cambios de temperatura ya que mide masa y se puede estandarizar la medición a una temperatura de referencia.

El caudal máximo está limitado, en este caso, por la pérdida de carga aceptable en el medidor y no por la capacidad en sí del caudalímetro.

Esta máxima caída de presión es aceptable, está determinada por la altura que debe tener el equipo para que no se produzca flasheo aguas arriba de la válvula de control, es decir asegurar que el fluido que pase por el másico y el analizador de corte de agua sea “todo líquido”.

3.1.3. Agua Libre

Para la medición de caudal de agua, se estudiaron las mismas alternativas que para la salida de petróleo.

En principio, el medidor **Magnético** resultó la opción técnico-económica mas adecuada, pero luego fue descartada por problemas de mantenimiento, dado que se requiere la limpieza regular de los electrodos que se ensucian fácilmente con el hidrocarburo que puede contener agua.

Finalmente, también se adoptó para esta medición la tecnología **Coriolis**.

A priori puede parecer contradictorio el hecho de haber seleccionado un medidor de caudal másico para medir caudal volumétrico, pero las siguientes características de esta tecnología nos resultan sumamente ventajosas:

- La medición de caudal volumétrico se ve afectada por cambios en la temperatura, presión, densidad, viscosidad y el perfil de velocidad del fluido de proceso.
- El medidor por efecto Coriolis mide directamente: caudal másico, densidad y temperatura.
- La medición de caudal másico por principio coriolis provee medición directa de masa, la cual no se ve afectada por cambios en las características del fluido. El caudal volumétrico es obtenido como una medición indirecta a través de las mediciones directas de masa y densidad en línea.

- Gran rangeability.
- Libre de mantenimiento.

3.2. MEDICION DE NIVEL

3.2.1. Nivel Total (Petróleo)

Para la medición de nivel de petróleo se eligió un transmisor de presión diferencial con sellos remotos, a fin de independizarnos de cualquier variable que no sea la columna de líquido.

Por otra parte, las experiencias de TECNA S.A. respecto a este tipo de medidor en aplicaciones semejantes resultó satisfactoria.

3.2.2. Control de interfase agua-petróleo

El nivel de interfase agua-petróleo es una variable difícil de controlar y resulta crítica para la operación del separador trifásico.

Se tiene que poder separar agua con la menor cantidad de hidrocarburos posible.

Dado que la interfase entre estos dos líquidos no resulta una superficie definida, sino que habrá un gradiente de concentración de hidrocarburos en agua que irá descendiendo hacia el fondo del separador, nos resultó ventajoso utilizar un medidor de concentración de agua en el fluido para controlar el nivel de interfase.

El instrumento está compuesto por una sonda con un transmisor en un extremo y una antena en el extremo opuesto.

El principio de medición del instrumento seleccionado es absorción de energía de microondas. El agua absorbe mucha más energía que el hidrocarburo. El transmisor envía a través de la sonda una señal electromagnética a la antena, la cantidad de energía electromagnética absorbida es directamente proporcional a la concentración de agua alrededor de la antena. Cuando la antena está rodeada por petróleo seco la absorción es mínima y la salida del transmisor es 4 mA. Por el contrario, si la antena está rodeada por agua, la absorción es máxima y la salida del transmisor es 20 mA.

La longitud de la antena es un factor a definir de acuerdo a la función deseada. Si sólo se desea una alarma se usará una antena puntual, pero si se quiere controlar una variable de proceso en un valor deseado a mayor longitud de antena más estable será el control.

En los separadores de prueba usaremos una antena de 14" de longitud para el modo de operación grande y una antena de 7" para el modo de operación chico en los Separadores de Prueba.

3.3. MEDICION DE CORTE DE AGUA EN LINEA

Es muy importante que recordemos las premisas para la selección del instrumento:

- Obtener el mínimo error posible en la determinación del **% de petróleo**.
- Independizarnos de las variaciones en las propiedades del fluido, fundamentalmente: **Densidad y Salinidad**.

3.3.1. Determinación del error en % de petróleo

De acuerdo a los datos de los distintos fabricantes se confeccionaron las siguientes tablas para poder comparar los errores de las diferentes marcas.

Consideraciones:

- En todos los casos se consideró un caudal de fluido de 100 m³/d para facilitar los cálculos.
- El rango del medidor es 0 – 100 % para todos los casos.
- Los datos que figuran en la columna ERROR DEL MEDIDOR fueron extraídos de los correspondiente catálogos de cada marca.
- La columna MEDICION DE AGUA corresponde al siguiente cálculo: % agua +/- error del medidor.
- La columna MEDICION DE PETROLEO corresponde al siguiente cálculo: 100 – medición de agua.
- La columna ERROR EN PETROLEO corresponde al siguiente cálculo: % petróleo – medición de petróleo.
- La columna ERRO RELATIVO ($\Delta x / x_0$) corresponde al siguiente cálculo: error en oil / % oil.
- La columna ERROR RELATIVO % corresponde al siguiente cálculo: error relativo ($\Delta x / x_0$) * 100.

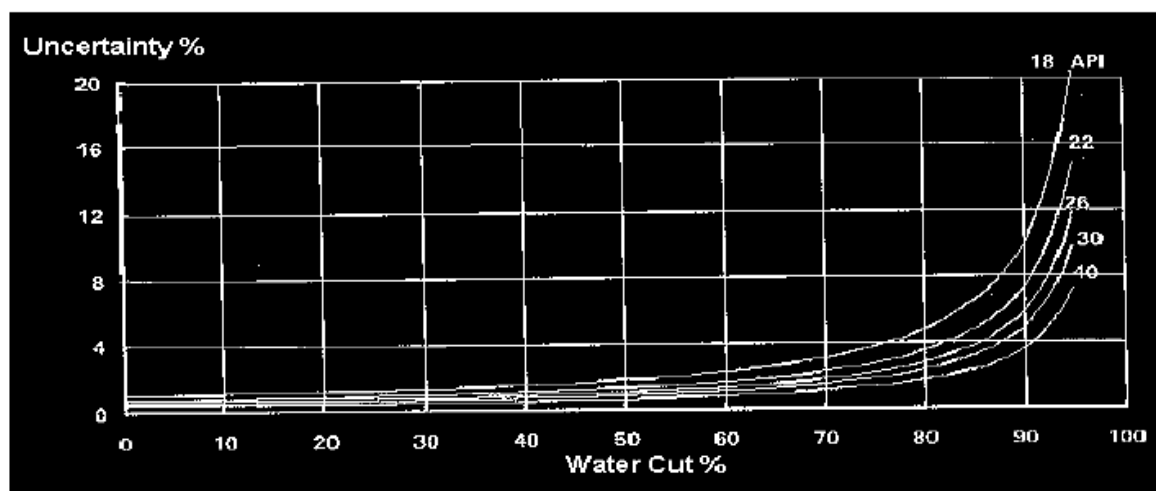
Medidor Marca A: TECNOLOGÍA MICROONDAS

% AGUA	% OIL	ERROR DEL MEDIDOR		MEDICION DE AGUA	MEDICION DE OIL	ERROR EN OIL	ERROR REL. ($\Delta x / x_0$)	ERROR REL. %
5	95	1	1% DEL RANGO	6.0	94	1.0000	0.01053	1.05263
				4.0	96	1.0000	0.01053	1.05263
10	90	1		11.0	89	1.0000	0.01111	1.11111
				9.0	91	1.0000	0.01111	1.11111
20	80	1		21.0	79	1.0000	0.01250	1.25000
				19.0	81	1.0000	0.01250	1.25000
30	70	1		31.0	69	1.0000	0.01429	1.42857
				29.0	71	1.0000	0.01429	1.42857
40	60	1		41.0	59	1.0000	0.01667	1.66667
				39.0	61	1.0000	0.01667	1.66667
50	50	1		51.0	49	1.0000	0.02000	2.00000
				49.0	51	1.0000	0.02000	2.00000
60	40	1		61.0	39	1.0000	0.02500	2.50000
				59.0	41	1.0000	0.02500	2.50000
70	30	1		71.0	29	1.0000	0.03333	3.33333
				69.0	31	1.0000	0.03333	3.33333
80	20	1		81.0	19	1.0000	0.05000	5.00000
				79.0	21	1.0000	0.05000	5.00000
90	10	1		91.0	9	1.0000	0.10000	10.00000
				89.0	11	1.0000	0.10000	10.00000
95	5	1		96.0	4	1.0000	0.20000	20.00000
				94.0	6	1.0000	0.20000	20.00000
96	4	1		97.0	3	1.0000	0.25000	25.00000
				95.0	5	1.0000	0.25000	25.00000
97	3	1		98.0	2	1.0000	0.33333	33.33333
				96.0	4	1.0000	0.33333	33.33333
98	2	1		99.0	1	1.0000	0.50000	50.00000
				97.0	3	1.0000	0.50000	50.00000
99	1	1		100.0	0	1.0000	1.00000	100.00000
				98.0	2	1.0000	1.00000	100.00000

Medidor Marca B: CALCULO BASADO EN MEDICION DE DENSIDAD

% AGUA	% OIL	ERROR DEL MEDIDOR(1)	MEDICION DE AGUA	MEDICION DE OIL	ERROR EN OIL (X)	ERROR REL. (X/X ₀)	ERROR REL. %
5	95	1 % VALOR MEDIDO	5.05 4.95	94.95 95.05	0.05 0.05	0.0005 0.0005	0.053 0.053
10	90	1 % VALOR MEDIDO	10.1 9.9	89.9 90.1	0.1 0.1	0.0011 0.0011	0.111 0.111
20	80	1.5 % VALOR MEDIDO	20.3 19.7	79.7 80.3	0.3 0.3	0.0037 0.0037	0.375 0.375
30	70	1.5 % VALOR MEDIDO	30.45 29.55	69.55 70.45	0.45 0.45	0.0064 0.0064	0.643 0.643
40	60	1.8 % VALOR MEDIDO	40.72 39.28	59.28 60.72	0.72 0.72	0.0120 0.0120	1.200 1.200
50	50	2 % VALOR MEDIDO	51 49	49 51	1 1	0.0200 0.0200	2.000 2.000
60	40	2.5 % VALOR MEDIDO	61.5 58.5	38.5 41.5	1.5 1.5	0.0375 0.0375	3.750 3.750
70	30	3 % VALOR MEDIDO	72.1 67.9	27.9 32.1	2.1 2.1	0.0700 0.0700	7.000 7.000
80	20	4 % VALOR MEDIDO	83.2 76.8	16.8 23.2	3.2 3.2	0.1600 0.1600	16.000 16.000
90	10	7.5 % VALOR MEDIDO	96.75 83.25	3.25 16.75	6.75 6.75	0.6750 0.6750	67.500 67.500

(1) Los valores de error fueron leídos de la curva que se muestra a continuación considerando la curva correspondiente a 22° API.



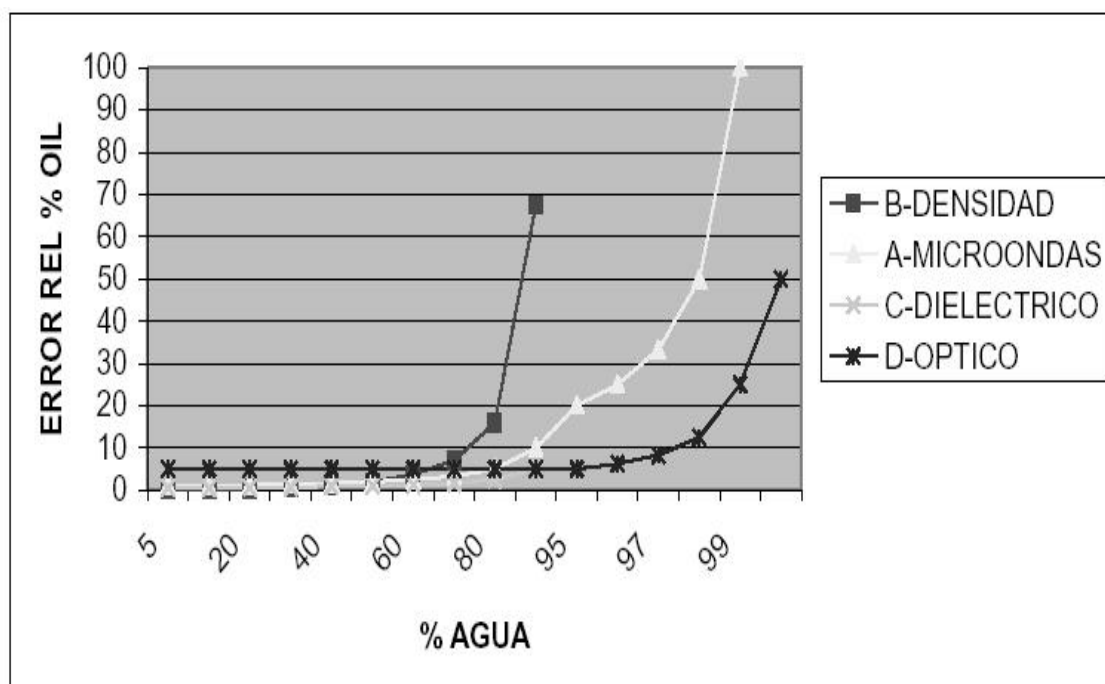
Medidor Marca C: TECNOLOGÍA BASADA EN PARÁMETROS DIELECTRICOS

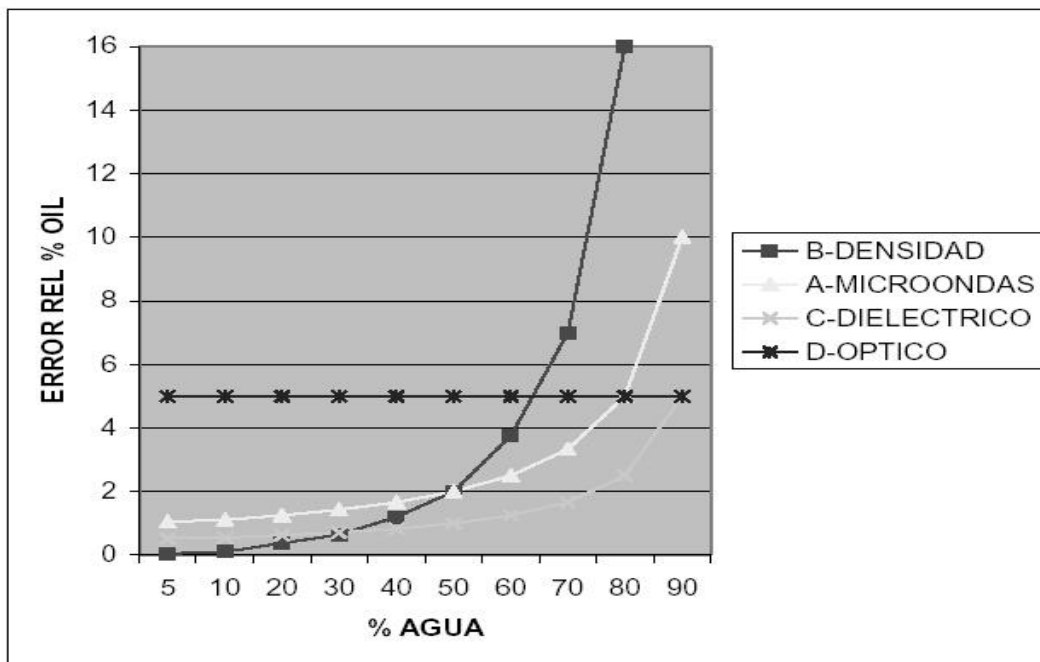
% AGUA	% OIL	ERROR DEL MEDIDOR(1)	MEDICION DE OIL	ERROR EN OIL (X)	ERROR REL. (X/X ₀)	ERROR REL. %
5	95	0.5	94.5 95.5	0.5000 0.5000	0.00526 0.00526	0.52632 0.52632
10	90	0.5	89.5 90.5	0.5000 0.5000	0.00556 0.00556	0.55556 0.55556
20	80	0.5	79.5 80.5	0.5000 0.5000	0.00625 0.00625	0.62500 0.62500
30	70	0.5	69.5 70.5	0.5000 0.5000	0.00714 0.00714	0.71429 0.71429
40	60	0.5	59.5 60.5	0.5000 0.5000	0.00833 0.00833	0.83333 0.83333
50	50	0.5	49.5 50.5	0.5000 0.5000	0.01000 0.01000	1.00000 1.00000
60	40	0.5	39.5 40.5	0.5000 0.5000	0.01250 0.01250	1.25000 1.25000
70	30	0.5	29.5 30.5	0.5000 0.5000	0.01667 0.01667	1.66667 1.66667
80	20	0.5	19.5 20.5	0.5000 0.5000	0.02500 0.02500	2.50000 2.50000
90	10	0.5	9.5 10.5	0.5000 0.5000	0.05000 0.05000	5.00000 5.00000

Medidor Marca D: PRINCIPIO DE MEDICION OPTICO

% AGUA	% OIL	ERROR DEL MEDIDOR(1)	MEDICION DE AGUA	MEDICION DE OIL	ERROR EN OIL (ΔX)	ERROR REL. ($\Delta X/X_0$)	ERROR REL. %
5	95	4.75	0.25	99.75	4.7500	0.05000	5.00000
			9.75	90.25	4.7500	0.05000	5.00000
10	90	4.5	5.50	94.50	4.5000	0.05000	5.00000
			14.50	85.50	4.5000	0.05000	5.00000
20	80	4	16.00	84.00	4.0000	0.05000	5.00000
			24.00	76.00	4.0000	0.05000	5.00000
30	70	3.5	26.50	73.50	3.5000	0.05000	5.00000
			33.50	66.50	3.5000	0.05000	5.00000
40	60	3	37.00	63.00	3.0000	0.05000	5.00000
			43.00	57.00	3.0000	0.05000	5.00000
50	50	2.5	47.50	52.50	2.5000	0.05000	5.00000
			52.50	47.50	2.5000	0.05000	5.00000
60	40	2	58.00	42.00	2.0000	0.05000	5.00000
			62.00	38.00	2.0000	0.05000	5.00000
70	30	1.5	68.50	31.50	1.5000	0.05000	5.00000
			71.50	28.50	1.5000	0.05000	5.00000
80	20	1	79.00	21.00	1.0000	0.05000	5.00000
			81.00	19.00	1.0000	0.05000	5.00000
90	10	0.5	89.50	10.50	0.5000	0.05000	5.00000
			90.50	9.50	0.5000	0.05000	5.00000
95	5	0.25	94.75	5.25	0.2500	0.05000	5.00000
			95.25	4.75	0.2500	0.05000	5.00000
96	4	0.25	95.75	4.25	0.2500	0.06250	6.25000
			96.25	3.75	0.2500	0.06250	6.25000
97	3	0.25	96.75	3.25	0.2500	0.08333	8.33333
			97.25	2.75	0.2500	0.08333	8.33333
98	2	0.25	97.75	2.25	0.2500	0.12500	12.50000
			98.25	1.75	0.2500	0.12500	12.50000
99	1	0.25	98.75	1.25	0.2500	0.25000	25.00000
			99.25	0.75	0.2500	0.25000	25.00000
99.5	0.5	0.25	99.25	0.75	0.2500	0.50000	50.00000
			99.75	0.25	0.2500	0.50000	50.00000

En los siguientes gráficos queda resumido el error relativo porcentual en la medición de petróleo para diferentes cortes de agua de la mezcla medida, para cada una de las marcas analizadas anteriormente.





Conclusiones del estudio de errores:

1. Para cortes de agua menores a 30%, el instrumento de la Marca B es el que tiene el error más bajo.
2. El error del instrumento de la Marca B comienza a “dispararse” para cortes de agua mayores al 50 %.
3. El medidor de la Marca A sería adecuado para cortes de agua menores al 80%.
4. El medidor de la Marca D comienza a destacarse del resto a partir del 80 – 90 % de agua.
5. El que tiene el error más estable en casi todo el rango es el instrumento de la Marca C.

3.3.2. Variaciones en las propiedades del fluido

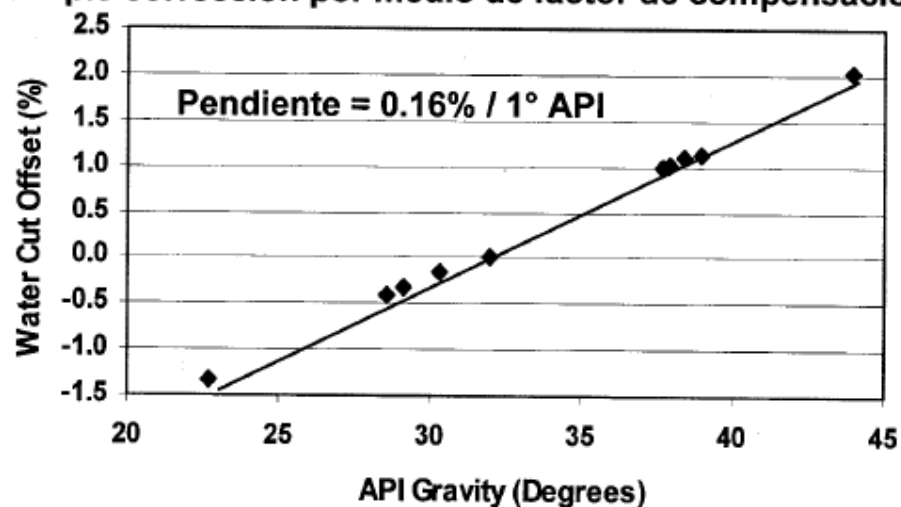
El medidor de Corte de Agua de la Marca A usa como principio de medición la absorción de energía de microondas de radar por parte del fluido. Trabaja a una frecuencia de 2.45 Gigahertz.

La medición de Corte de Agua no es afectada por los cambios de **densidad** del fluido según indicaciones del fabricante.

En cuanto a los cambios de **salinidad**, una vez elegido un rango amplio de trabajo, por ejemplo: 0 – 10 %, el equipo mide el contenido de sales del fluido y compensa con ello la medición de corte de agua. Como opcional puede pedirse que el instrumento informe la salinidad de la mezcla.

El medidor de corte de agua de la Marca C también usa la tecnología de medición por microondas. Es necesario ingresarle un factor de compensación por cambios en la **densidad** como se indica en la siguiente figura:

Simple corrección por medio de factor de compensación



En cuanto a las variaciones de *salinidad*, si el corte de agua es mayor al 65%, entonces es necesario también compensar por salinidad con un factor de corrección.

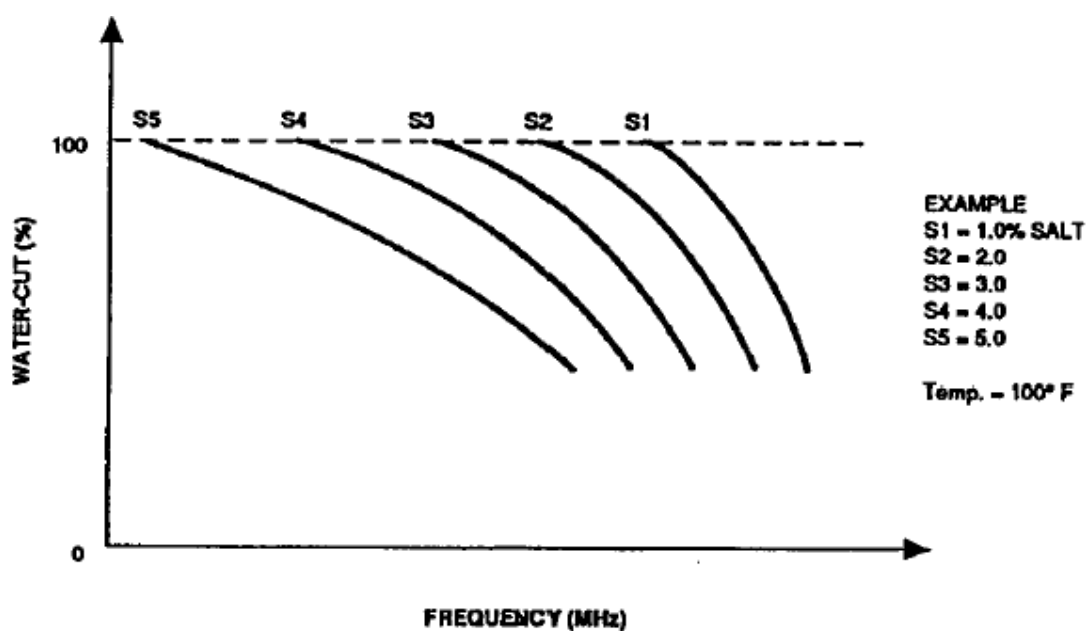


Figure 17: Factory Calibration,
Frequency Versus Water Content, Water Continuous

El instrumento de la Marca D es un medidor de petróleo neto y utiliza como principio de medición la importante diferencia de absorción de la radiación infrarroja cercana (NIR) entre el petróleo y el agua.

Esta medición es independiente de las variaciones de la *salinidad* y de la *densidad* de los líquidos según indicaciones del fabricante.

El medidor de la Marca B se basa en la siguiente ecuación para el cálculo del corte de agua:

$$\text{Corte de Agua} = \frac{\text{Densidad de la mezcla} - \text{Densidad del petróleo}}{\text{Densidad del agua} - \text{Densidad del petróleo}}$$

La densidad de la mezcla es medida por el caudalímetro de coriolis (másico), pero los valores de **densidad del agua** y del **petróleo** son cargados manualmente durante la configuración del mismo.

Conclusiones del estudio de sensibilidad a las variaciones de propiedades del fluido, considerando:

- Que si el separador opera según lo esperado, obtendríamos una corriente de salida del petróleo con un corte de agua aproximadamente del 30%. Y si la separación no es muy buena podría esperarse un 50% de corte de agua como valor máximo.
- Todo lo anteriormente expuesto para cumplir las premisas iniciales.

Entonces:

- Seleccionamos la Marca A como medidor de corte de agua en línea en la salida de petróleo del separador de prueba trifásico.

3.4. INSTRUMENTACIÓN SELECCIONADA

3.4.1. Medidores Másicos y Mediciones de Corte de Agua

En las tres líneas de salida de fluidos del Separador de Prueba se miden los caudales mediante a medidores másicos.

La fase de petróleo presenta una particularidad respecto de las otras dos: el petróleo forma emulsiones muy estables en presencia de agua. Esto último significa que es difícil separar el agua de la fase oleosa y trae como resultado la necesidad de una medición adicional en la línea de salida de petróleo: el corte de agua (porcentaje volumétrico). Una vez conocido el caudal total y el porcentaje de agua y petróleo, el sistema de medidores calcula el caudal neto de petróleo seco y agua que produce el pozo.

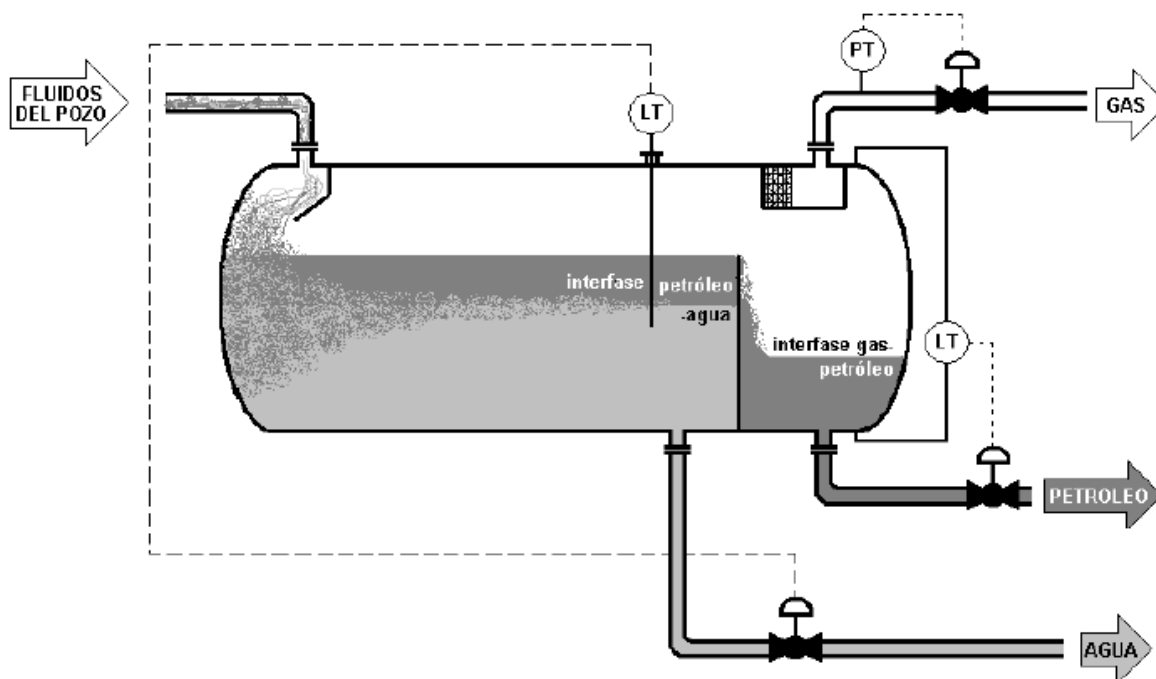
En la línea de agua esta medición adicional no será necesaria en la medida en que se respeten las condiciones de diseño y parámetros de operación del Separador.

Si por algún motivo disminuye la eficiencia en la separación (aumento de caudal, descenso de los niveles normales – NLL – de interfase, disminución del tiempo de residencia, descenso de la temperatura, etc.) puede hacerse necesaria la instalación de un medidor de corte en la línea de salida de agua. Dicha medición no está contemplada dentro del alcance de este proyecto por no ser necesaria actualmente, sin embargo se dejará previsto un carretel en la línea de agua para posibilitar la instalación del instrumento en caso de darse alguna de esas condiciones.

El medidor másico instalado en línea en el separador es del tipo coriolis. Este tipo de medidor mide, además del caudal másico, la densidad y la temperatura de la corriente de fluido que lo atraviesa. A partir de estas mediciones adicionales calcula el caudal volumétrico.

3.4.2. Medición de Interfase Agua – Petróleo

Un parámetro de operación importante es la altura de la interfase agua – petróleo. Esta altura está estrechamente vinculada con el tiempo de residencia del agua en el interior del separador, y por lo tanto con la buena separación, es decir, con la cantidad de hidrocarburo que queda en el agua. Esta interfase es una zona de transición entre el agua (con unas pocas ppm (partes por millón) de hidrocarburos) y el petróleo (emulsión de cierto porcentaje de agua). En la fase acuosa el porcentaje de agua es cercano a 100 %, mientras que en la emulsión de petróleo, el porcentaje de agua puede ir desde 0% hasta 50% según el caso.



Para conocer y controlar el nivel de esta interfase, se dispone de una sonda. El recipiente cuenta con dos conexiones disponibles para ubicar dicha sonda. La utilización de una u otra conexión dependerá del modo con el que esté operando el equipo. La sonda permite conocer el corte de agua a la altura del detector, situado en el extremo inferior de la misma. Si por ejemplo, la sonda indica valores de corte de agua cercanos a 100 %, entonces el nivel de interfase está por encima del extremo de la sonda, lo que indica que el separador por el fondo se encuentra “libre” de hidrocarburos. Por lo tanto, el lazo de control formado por la válvula de la línea de agua más la sonda, funciona según la siguiente tabla:

Tipo de variable en el lazo de control	Corte de agua en el extremo de la sonda	Altura de la interfase agua-petróleo	Caudal de agua en la línea de salida
	VARIABLE MEDIDA	VARIABLE CONTROLADA	VARIABLE MANIPULADA
<i>unidades</i>	% de agua	-	m ³ / h
<i>acción</i>	medición directa	-	actuación directa
<i>elemento</i>	sonda de medición por microondas	-	válvula de control

3.4.3. Instalación

3.4.3.1. Medidores Coriolis

La instalación de los medidores coriolis para el caso del agua y del gas siguen las recomendaciones del manual del fabricante:

- **Para el agua:** los tubos se colocan hacia abajo
- **Para el gas:** los tubos se colocan hacia arriba.

Para el caso del petróleo, se prefiere la instalación en bandera. Si bien en el manual del instrumento se recomienda para esta orientación que la dirección de flujo sea ascendente, como en nuestro Skid nos aseguraremos una columna de líquido en el medidor dada por el control de nivel del separador, nos resultó conveniente la instalación en bandera con flujo descendente.

La presencia de gas modifica sensiblemente el valor de la densidad de una corriente líquida, y por lo tanto el cálculo del caudal volumétrico presenta dificultades en caso de haber gas presente en el interior del másico. Por este motivo, y considerando que en el interior del separador los líquidos están en equilibrio con el gas, es aconsejable tomar una altura hidrostática tal que asegure la ausencia de gas y la formación de burbujas en la línea a medir.

3.4.3.2. Medidores de Corte de Agua

Para el correcto funcionamiento de estos medidores es necesario asegurar un flujo homogéneo, a fin de evitar estratificación. Para ello resulta conveniente seguir las recomendaciones de velocidad mínima de la API MPMS 8.1.

Table 1—General Guidelines for Minimum Velocities Versus Mixing Elements										
Mixing Element	Piping	Minimum Pipeline Velocity, meters per second								
		0	0.305	0.61	0.91	1.22	1.52	1.83	2.13	2.44
Power mixing	Horizontal or vertical	Adequate at any velocity								
Static mixing	Vertical	Stratified	Not predictable	Adequately dispersed						
Static mixing	Horizontal	Stratified		Not predictable		Adequately dispersed				
Piping elements	Vertical	Stratified		Not predictable			Adequately dispersed			
Piping elements	Horizontal	Stratified				Not predictable		Adequately dispersed		
None	Horizontal or vertical	Stratified or not predictable								
		0	1	2	3	4	5	6	7	8
Minimum Pipeline Velocity, feet per second										

Esta tabla, incluida en la norma API MPMS 8.1 (muestreo manual) y 8.2 (muestreo automático), brinda orientación sobre la conveniencia de las condiciones de proceso en cuanto a la posibilidad de extraer muestras representativas a los fines de seleccionar el punto de muestreo. Un estudio mas detallado puede ser realizado con mas información. Los valores indicados están fundamentados en la experiencia en campo, pero no son absolutas, pudiendo existir algunas variaciones dependiendo de la composición del fluido y de las condiciones de operación. Otro punto muy importante a tener en cuenta para el correcto funcionamiento del conjunto es la pérdida de carga del medidor, tratando de minimizar la misma.

Siempre hay que verificar que en la salida de petróleo del Separador de Prueba, el conjunto másico + analizador tenga una pérdida de carga menor a la pérdida de carga disponible dada por la altura del equipo para evitar la vaporización.

4. CONCLUSIONES

El Separador es adecuado para lograr la separación cuando se encuentra operando a 50°C o más, y con la correspondiente inyección de deselmulsionante al fluido que se está ensayando. En estas condiciones, el fluido de los pozos se separa en 3 fases claramente diferenciadas de gas / petróleo / agua, obteniéndose las siguientes concentraciones:

- Fase Acuosa: menos de 500 p.p.m de hidrocarburo en agua.
- Emulsión Petróleo: menos de 50% de agua en petróleo.

La necesidad de minimizar errores en la medición de la producción de petróleo conduce al diseño trifásico del separador.

Para **la medición de gas** se obtuvo que la mejor instrumentación para esta medición es la del caudalímetro tipo **Coriolis**, descartándose las Placa Orificio, V – Cone, Vórtex, Ultrasónicos por tener una escasa rangeabilidad o por la incertidumbre que provocaban en la medición, por su dependencia con la temperatura y la presión, etc. El caudalímetro tipo Coriolis es un medidor de masa, con el cual logramos independizarnos de la temperatura y de la presión que son dos variables que se deben tener en cuenta.

Para **la medición de petróleo** se adoptó el caudalímetro tipo **Coriolis**, que no se ve afectado por los cambios de temperatura ya que se mide masa y se puede estandarizar la medición a una temperatura de referencia. Descartándose las placas y V – Cone por su rangeabilidad y precisión, el Vórtex se utiliza para fluidos homogéneos y no está garantizado que sea así, la turbina, se ve afectada por la variación de la gravedad específica, en este caso varía y la precisión es imposible mantenerla, el PD Meter se descartó porque es afectado por la temperatura y por las burbujas y el ultrasónico por el diámetro de la cañería que lo deja fuera de los estándares de fabricación.

Para **la medición de agua** se adoptó, al igual que el gas y el petróleo, el caudalímetro tipo **Coriolis** que provee la medición directa de masa, la cual no se ve afectada por cambios en la características del fluido, por su gran rangeability, por el libre mantenimiento, etc.. Descartándose todas las otras tecnologías, como por ejemplo: Magnético por problemas de mantenimiento, dado que se requiere la limpieza regular de los electrodos que se ensucian fácilmente con el hidrocarburo que puede contener agua.

5. BIBLIOGRAFÍA

- Catálogos de proveedores varios de los instrumentos involucrados en este trabajo.
- A.P.I. M.P.M.S. 8.1.
- A.P.I. M.P.M.S. 8.2.
- “Flow measurement handbook” de Miller.
- Manuales de operación, instalación y mantenimiento de proveedores varios de instrumentos.