

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

“ METODOLOGIA PARA MEDICION DE
LÍQUIDOS EN POZOS ”

T E S I S
PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRÍA EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A:
FÉLIX ALVARADO ARELLANO

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Jorge A. Arévalo Villagrán



Ciudad Universitaria, México D.F. Febrero del 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi esposa y a mis hijos el apoyo incondicional brindado para la realización de esta meta.

Agradezco sinceramente al M. en C. Carlos A. Morales Gil Director de P.E.P. por todo el apoyo recibido durante la realización de este proyecto de vida.

Agradezco respetuosamente al M.en I. Teódulo Gutiérrez Acosta Subdirector P.E.P. Región Sur de Petróleos Mexicanos el apoyo proporcionado para la realización de este trabajo.

Agradezco al Dr. Jorge A. Arévalo Villagrán el apoyo proporcionado en la dirección y asesoría para la realización de esta tesis.

Agradezco a los maestros de la DEPFI, UNAM Sus conocimientos y su paciencia durante la realización de la maestría.

Así mismo agradezco el apoyo del M. en I. José Luis González Huerta y del M. en I. Constancio Cruz Villanueva por todo el apoyo recibido.

Finalmente agradezco a los sinodales el apoyo y asesoría proporcionada para la terminación de este trabajo.

CONTENIDO

	Página
RESUMEN.....	i
CONTENIDO.....	iii
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABLAS.....	x
INTRODUCCION.....	1
CAPITULOS	
I.- ANTECEDENTES Y GENERALIDADES.....	3
I.1.-Antecedentes de la medición de caudal.....	3
I.2.- Generalidades.....	6
1.2.1.- Conceptos.....	6
1.2.2.- Tipos de Fluidos.....	8
1.2.3.- Unidades de Medida.....	8
1.2.4.- Valor de Medición Exacta.....	9
1.2.5.- Propiedades físicas de los hidrocarburos.....	9
I.3.- Emulsiones: su formación y efecto.....	14
I.3.1.- Factores que afectan la estabilidad de la emulsión.....	20
1.3.1.1.- Otros factores que afectan la estabilidad de la emulsión.....	20
I.3.2.- Causas de la formación de emulsiones.....	22
II.- MARCO TEÓRICO.....	25
II. 1.- Generalidades de medición.....	25
II.1.1.- Medidores de presión diferencial.....	26
II.1.2.- Medidores de flujo de escala lineal.....	27
II.1.3.- Características de los medidores.....	28
II.1.3.1.- Exactitud.....	28

II.1.3.2.- Rangeabilidad.....	29
II.1.3.3.- Repetibilidad.....	29
II.1.3.4.- Linealidad.....	29
II.2.- Medición de líquidos.....	30
II.2.1.- Características de los medidores de líquidos.....	32
II.3.- Medición del tanque de almacenamiento.....	38
II.3.1.- Verificación de la altura de referencia en el tanque de Almacenamiento.....	39
II.3.2.- Determinación del nivel de líquido en el tanque de almacenamiento.....	41
II.3.2.1.- Método de medición húmeda.....	41
II.3.2.2.- Método de medición seca.....	42
II.3.2.3.- Determinación de la altura del agua libre en el tanque de almacenamiento.....	43
II.3.2.4.- Determinación de la temperatura del crudo en el tanque de almacenamiento.....	44
II.3.2.5.- Muestreo en el tanque de almacenamiento para determinar el grado API.....	45
II.3.2.6.- Determinación de los volúmenes de crudo y agua presentes en el intervalo de emulsión en el tanque de almacenamiento.....	47
III.- METODOLOGÍA DE MEDICIÓN PROPUESTA.....	50
III.1.- Medidor de flujo másico.....	50
III.1.1.- Medición directa del caudal – masa.....	51
III.2.- Medidor de corte de agua.....	54
III.2.1.- El efecto del gas libre.....	59
III.3.- Instalación de equipo para experimentación.....	65

III.4.- Desarrollo experimental.....	71
III.5.- Análisis y validación de resultados.....	76
IV.- MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO.....	79
IV.1.- Tecnologías de medición	80
IV.2.- Información específica de las tecnologías propuestas.....	82
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	90
NOMENCLATURA.....	93
BIBLIOGRAFIA.....	94
APENDICE A.- Selección de medidores de flujo.....	96
APENDICE B.- Determinación de niveles de líquidos en tanques de almacenamiento a condiciones atmosféricas.....	104
APENDICE C.- Resultados de la medición de líquidos por pozo, con medidor electrónico validados contra la medición en tanque de almacenamiento a condiciones atmosféricas.....	111

RESUMEN

La industria petrolera demanda la incorporación y el desarrollo de estrategias que permitan modernizar su planta productiva y la optimización de los procesos que en ella se realizan, para competir en calidad y precio en los mercados internacionales.

La automatización y optimización industrial constituyen una herramienta que permite incrementar la productividad de los procesos y la calidad de los productos, además de elevar los niveles de seguridad operacional y la protección al medio ambiente. El objetivo primordial de este trabajo es presentar una metodología factible de utilizar en la modernización del sistema de medición de hidrocarburos líquidos en la industria petrolera. En la actualidad, la producción de la fase líquida proveniente de los pozos generalmente se mide en tanques a condiciones atmosféricas, mientras que la fase gaseosa vapor se mide con placa de orificio.

Dada la variabilidad del comportamiento PVT de los fluidos en los pozos es necesario evaluar las principales variables como son las fases y volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos, así como el agua y su incremento en la corriente. La determinación de estas variables en la forma más precisa coadyuvará en el desarrollo y explotación óptimos de los yacimientos así como en la toma de decisiones para la intervención de pozos. Este trabajo plantea la utilización de un sistema de medición de aceite - agua, en línea y en tiempo real instalado en la descarga de los separadores bifásicos de prueba. De igual forma se muestran los resultados experimentales realizados en la batería de separación Samaria II con la metodología propuesta y se analiza su desviación con datos de medición obtenidos en tanque de almacenamiento atmosférico.

Las limitaciones de la medición como se plantea en este trabajo es la presencia de gas libre en la corriente de líquidos, lo anterior esta determinado por la eficiencia de separación, esto afecta en forma considerable al medidor electrónico de corte de agua. El gas también incrementa la formación de emulsiones en el tanque almacenamiento provocando incertidumbre en la definición y medición de las fases dentro del tanque.

Como parte complementaria del trabajo se debe considerar incrementar la eficiencia de separación de gas para no interferir en los resultados de medición de líquidos, así como implementar el proyecto desarrollado por la Región Sur para realizar la medición de pozos mediante la tecnología de medición multifásica en línea, la cual se seleccionó después de un análisis técnico detallado donde participaron metodologías como separación ciclónica gas líquido y separación convencional de alta eficiencia, la aplicación de la medición multifásica en línea tiene la finalidad de incrementar la frecuencia de medición y toma de información por pozo coadyuvando en la toma de decisiones en forma oportuna como se ha realizado en los campos de la Región Sur.

De igual forma es necesario implementar la metodología de medición electrónica tipo radar en tanques de almacenamiento lo anterior permitirá disminuir el factor de error humano durante la medición e incrementar las condiciones de seguridad debido a que el personal que realiza las mediciones no estará en contacto con los vapores emanados del tanque.

INTRODUCCION

La producción de hidrocarburos gaseosos y líquidos así como el agua implícita proveniente del pozo es transportada mediante línea de descarga hacia la batería de separación, con la finalidad de separar las fases líquida y gaseosa utilizando equipos de separación convencional, a partir de esta etapa las fases se manejan por separado el gas es rectificado, medido y enviado a proceso.

Por lo que respecta a la fase líquida esta es enviada al tanque de almacenamiento, posteriormente es bombeada al sistema de deshidratación para proporcionarle al crudo la calidad requerida para su de comercialización.

Tradicionalmente en el aforo de pozos la fase gaseosa es medida generalmente con un sistema que utiliza como elemento primario la placa de orificio. Por lo que respecta a la fase líquida esta es medida por un elemento similar y adicionalmente en el tanque de almacenamiento o de medición con la utilización de cinta y pasta identificadora de agua.

El objetivo de esta tesis es presentar una alternativa para la medición de flujo de fluidos en tanque para disminuir los errores ocasionados por las mediciones tradicionales, con un sistema cerrado sin emitir vapores a la atmósfera, en la fase, líquida esta metodología propone utilizar un medidor másico en línea complementado con un medidor de corte de agua. De igual forma se presenta la estrategia de la Región Sur para la selección de la tecnología alterna de medición multifásica en línea así como su aplicación en sus diferentes campos.

En términos generales este trabajo presenta los resultados de dos metodologías de medición de líquidos para aforos de pozos:

- a).- Medidor másico y medidor de corte de agua en línea.

- b).- Medición en tanque de almacenamiento atmosférico.

La importancia de visualizar y comprender estas dos formas de medición permite validar y corregir la desviación del medidor másico, para su utilización en forma confiable.

El capítulo I de esta tesis menciona los antecedentes y generalidades de la medición de caudal, así mismo describe las variables que afectan la medición tanto de líquido como de gas. El capítulo II muestra el marco teórico de los diferentes tipos de medición para flujo de gas y flujo de líquido. El capítulo III presenta la metodología de medición de líquidos propuesta tanto teórica como experimental así como el desarrollo de la fase experimental. De igual forma presenta la validación y discusión de los resultados obtenidos en la metodología propuesta. El capítulo IV muestra tecnologías de medición multifásica de hidrocarburos las cuales representan una opción para reducir la incertidumbre en los sistemas e incrementar la frecuencia de medición de pozos particularmente en la región sur, que ha permitido tomar decisiones oportunas para intervención de pozos, limpiezas, reparaciones, etc.

En las conclusiones se menciona principalmente la desviación entre la metodología de medición másica y la medición en tanque de almacenamiento a condiciones atmosféricas, así como los efectos de la formación de emulsiones y la presencia de gas libre en la corriente de líquidos durante la medición, de igual forma se menciona la estrategia de la Región Sur para el incremento de la medición multifásica en línea que permite tomar decisiones a nivel de pozo, conocer el comportamiento de su producción y tomar acciones para intervenir los pozos en tiempo y forma.

Las recomendaciones que se emiten principalmente son direccionadas a evitar la presencia de gas libre en el líquido así como evitar la formación de emulsiones lo anterior permitirá obtener mejores resultados en la metodología de medición propuesta. Referente al apéndice A, este presenta en forma generalizada los criterios de selección de los medidores de flujo, lo cual apoya en la determinación del medidor por utilizar dependiendo de los fluidos y de las condiciones de operación. El apéndice B presenta una secuencia de pasos en la determinación de niveles de líquido en tanques de almacenamiento atmosféricos y finalmente el apéndice C muestra las figuras de los resultados experimentales de las mediciones de líquidos con medidor ultrasónico y corte de agua validados contra las mediciones en tanque de almacenamiento a condiciones atmosféricas, así como resultados obtenidos aplicando el sistema de medición multifásica.

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y GENERALIDADES

I.1.-Antecedentes de la Medición de Caudal¹

La medición de caudal es utilizada desde la época de los romanos, para regular caudales de agua en sus redes de distribución doméstica. Cada conexión de servicio estaba dotada de una válvula de tapón rudimentaria para bloquear el flujo y una sección de tubería de diámetro restringido para regular el caudal del líquido servido a cada usuario. Se asume que el usuario pagaba una suma de dinero proporcional al volumen de agua que deseaba recibir, es decir, a mayor volumen requerido, mayor era el diámetro de la restricción en la línea.

En el año 1738, el físico suizo Daniel Bernouilli emitió su principio describiendo los efectos de presión en caudales de líquido. Este principio enunció que la caída de presión a través de una restricción era proporcional a la raíz cuadrada de la velocidad del fluido. Los tubos venturi, las placas de orificio y las toberas de flujo son los dispositivos más utilizados para crear artificialmente caídas de presión y así obtener información sobre caudales de flujo. A pesar que el uso de la placa de orificio es uno de los métodos más antiguos para la medición de caudales de fluidos emanados de recipientes, su uso en tuberías aparentemente no se desarrolló sino hasta principios del siglo XX.

El comienzo de las investigaciones que posteriormente dieron origen al desarrollo del “medidor de orificio” como se conoce hoy en día ocurrió en 1904 cuando Thomas Weymouth de Oil City, Pennsylvania, instaló una placa de orificio entre dos bridas en serie con un tubo pitot con la intención de estudiar su comportamiento y desarrollar un dispositivo simple para indicar “tasas de flujo” en tuberías de suministro de gas combustible a calderas. En 1924, la Natural Gas Association, que luego se convertiría en la actual American Gas Association o AGA, formó un comité con la intención de recopilar información técnica que pudiese ser empleada para optimizar la medición de gas natural utilizando medidores de orificio.

Este comité publicó en 1927 un reporte preliminar, luego revisado en 1929, que dio origen al Reporte No. 1 de la AGA publicado en 1930.

En 1931, este comité unió sus esfuerzos con los del comité de medidores de fluidos del ASME (American Society of Mechanical Engineers) con la finalidad de unificar criterios y asegurar que cualquier publicación emanada de cualquiera de las dos sociedades estuviera en concordancia. Posteriormente se le pidió oficialmente al Buró Nacional de Patrones (National Bureau of Standards) que revisara los datos obtenidos en las investigaciones y reportara sus conclusiones.

El reporte No. 2 del Comité de Medición de Gas fue publicado en 1935 y un 3ro. Publicado en 1955 para suplementar al Reporte No. 2. En el año 1969 se llevó a cabo una revisión para incorporar material desarrollado desde la última publicación. En 1975, el Comité de Mediciones de Hidrocarburos del Instituto Americano del Petróleo (API) adoptó el Reporte No. 3 del AGA y lo aprobó para publicación como el capítulo 14.3 del “Manual of Petroleum Measurement Standard”.

Un comité de investigación fue organizado en 1916 por la Sociedad Norteamericana de Ingenieros Mecánicos (ASME) con el propósito de elaborar un texto didáctico sobre las teorías y usos de medidores de caudal que sirviese de referencia para la industria. La primera edición de la 1ra. Parte del libro fue publicada en 1924 bajo el título “Teoría y Aplicación “. Fue seguido por el capítulo 2: “Descripción de medidores” y por el No. 3: “Instalación”. Debido a sus excelentes resultados, fue seguido por una segunda edición en 1927 y por una tercera en 1930.

La 2da. Parte del texto dedicada a la descripción de los medidores en detalle fue publicada en 1931, pero debido a que el material se hacía obsoleto tan rápidamente, se decidió omitirlo y declarar que todo aquel interesado en este tipo de material debería obtenerlo directamente de los fabricantes de equipos.

La parte 3 del libro dedicada a describir los métodos correctos de instalación de medidores de caudal fue publicada en 1933. Sin embargo, también fue abandonado al criterio de que este debería formar parte integral del reporte completo emitido por el Comité. Así, cuando se preparó para publicar la cuarta edición de la 1ra. parte del texto en 1937, está terminó siendo una versión totalmente diferente a la original. La quinta edición fue publicada en 1959 e incorporó material acumulado desde el año de la edición anterior. La sexta edición fue publicada en 1971.

Los medidores de desplazamiento positivo fueron desarrollados en el siglo XX. Durante la segunda mitad de la década de los 30, muchas estaciones vendedoras de gasolina al público medían el combustible llenando primero un recipiente de cristal y luego dejándolo caer por gravedad al tanque de combustible del vehículo. Los medidores de desplazamiento positivo encontraron su primer uso industrial en esta aplicación, sin embargo no fueron aceptados para la transferencia de crudo y derivados del petróleo sino hasta la década de los 50.

Los medidores de turbinas fueron desarrollados a principios de los años 50, primordialmente para la industria de la aviación. A mediados de los 60 fueron aceptados por la industria petrolera y hoy en día son muy utilizados.

En el año 2000 el API, aprobó una publicación sobre medidores de coriolis para medición de hidrocarburos líquidos en puntos de transferencia de custodia.

En resumen, la mayoría de la información relacionada con la medición de caudales data a partir de comienzos del siglo XX. Por ello se dice que es una ciencia joven que ha visto avances considerables en los últimos 30 años.

I.2.- Generalidades

Como parte esencial de este capítulo se mencionan los principales conceptos que se relacionan con la medición de fluidos de los pozos.

1.2.1.- Conceptos²

Fase. – Es la parte de un sistema que difiere en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

Aceite Estabilizado. – Aceite que ha sido sometido a un proceso de separación con el objeto de ajustar su presión de vapor y reducir su vaporización al quedar expuesto a las condiciones atmosféricas.

Condiciones Estándar: - Las condiciones estándar son definidas por los reglamentos de los estados o países. Aquí en México se consideran de $p = 14.69 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ y $T = 60^\circ\text{F}$

Aceite en el Tanque de Almacenamiento. - Es el aceite estabilizado que cuya composición depende de las condiciones de separación empleadas como son: número de etapas de separación, presiones y temperaturas. El aceite en el tanque se reporta a condiciones estándar.

Factor de Volumen de un Líquido - Es la relación del volumen de un líquido, medido a condiciones de yacimiento o de escurrimiento, con el volumen de dicho líquido medido en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, después de pasar por los separadores.

Mole. - Es el peso molecular de cualquier sustancia. Por ejemplo 16.04 lb de metano es una mole-lb. De igual forma una mole-gramo de metano son 16.04 gramos del mismo gas. Una mole-lb de un gas ocupa 379 pies³ a condiciones estándar.

Encogimiento. - Es la disminución de volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen o de formación.

Densidad Relativa de un Gas. - Es el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire. Ejemplo para el metano, con un peso molecular de 16.04 lb, tiene una densidad relativa de $16.04/28.97 = 0.55$.

Factor de Compresibilidad. - Se denomina también factor de desviación o factor de supercompresibilidad. Es un factor que se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal, es decir $pV = z n R (T + 460)$, donde z es el factor de compresibilidad.

Factor de Volumen del Gas. - Se define como el volumen de una masa de gas medido a presión y temperatura del yacimiento o de escurrimiento, dividido por el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar.

Gas Disuelto. - Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo.

Relación Gas-Aceite. - Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como número de etapas, presión y temperatura afectan el valor de dicha relación.

Relación de Solubilidad. - Son los pies cúbicos de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

1.2.2.- Tipos de Fluidos

Los fluidos en la industria del petróleo se dividen básicamente en dos tipos: líquidos y gases. En el campo de la medición de caudal, al vapor de agua se le considera como un tercer tipo de fluido por ello con frecuencia referimos a la medición de líquidos, gases y vapor.

Este trabajo está direccionado principalmente a la medición de hidrocarburos gas y aceite así como el agua congénita asociada a la producción. El gas natural consiste principalmente de metano, la molécula más liviana de todos los hidrocarburos. Dependiendo del origen del gas y del grado de procesamiento los hidrocarburos más pesados, tales como el etano, propano, butano e impurezas como, dióxido de carbono, nitrógeno y H_2S se encuentran en cantidades variables. No existe un gas natural convencional. Cada gas natural tiene su composición particular es necesario conocerla para realizar una medición exacta.

Referente a los líquidos, estos están constituidos por aceite y agua de diferentes características físico-químicas, viscosidad, gravedad API, densidad, salinidad, etc. Las cuales son necesarias conocer para diseñar el manejo, procesamiento y medición desde su producción hasta su comercialización o disposición.

1.2.3.- Unidades de Medida

En el sistema inglés de unidades, los volúmenes de gas se miden en pies cúbicos “estándar” y para las unidades de masa se utiliza la libra. En el sistema métrico se emplea la unidad volumétrica del metro cúbico “estándar” y para la unidades de masa se emplea el kilogramo. Todas las mediciones volumétricas de hidrocarburos se definen con base a una temperatura y una presión convencional, de allí el término “estándar”

1.2.4.- Valor de Medición Exacta

Las exactitudes en la medición de caudal se expresan como un porcentaje por encima y por debajo del valor real. El grado de exactitud obtenible con un medidor de orificio oscila entre $\pm 0.5\%$ y $\pm 1\%$ de la escala total. Desde el punto de vista técnico, estos grados de exactitud solo pueden obtenerse observando rigurosamente las recomendaciones de instalación y operación enunciadas en las normas AGA y API. En función de la cuantiosa inversión de dinero que significa la medición de caudal, es importe que todo el personal involucrado en esta actividad esté consciente de utilizar los cuidados necesarios en la instalación, mantenimiento y operación diaria de los equipos para asegurar el mejor grado de exactitud posible en la medición de caudal.

1.2.5.- Propiedades Físicas de los Hidrocarburos

La materia puede presentarse en 3 estados: el sólido, el líquido y el gaseoso. Un sólido es un material capaz de mantener su forma sin necesidad de un recipiente que lo contenga (hielo). Un líquido por la naturaleza de sus partículas toma la forma del espacio que lo contiene. Un gas se difunde en la atmósfera y para contenerlo es necesario un recipiente cerrado (vapor). Cuando se trabaja con gas natural existen varios tipos de gases que deben ser considerados.

- a) AIRE es un gas muy común y consiste primordialmente en una mezcla de oxígeno y nitrógeno. El aire es la fuente más común de oxígeno para sostener la vida y la combustión, también se emplea como referencia para otros gases cuando se habla de sus propiedades físicas.

- b) HIDROCARBUROS son moléculas formadas por mezclas de átomos de hidrógeno y carbón. La molécula más sencilla de hidrocarburos es el metano que consiste de 1 átomo de carbono y 4 de hidrógeno. El siguiente es el etano con 2 átomos de carbono y 6 de hidrógeno. A medida que las moléculas se hacen más pesadas se le agregan átomos de carbono y una porción aún mayor de hidrógenos para continuar con la progresión, propano, butano,

pentano, hexano, etc. El gas natural está compuesto principalmente de metano con pequeñas cantidades de otros gases. El etano se emplea como materia prima en la elaboración de moléculas más complejas que pueden culminar con la elaboración de plásticos, el propano y el butano se emplean como combustible doméstico y es común manejarlos en forma licuada, los más pesados existen en estado líquido y los conocemos en forma de gasolinas y aceites.

- c) INERTES son aquellos gases que químicamente no reaccionan con el aire para sostener oxidación (helio y nitrógeno). El nitrógeno se emplea con frecuencia para desplazar gases de hidrocarburos de recipientes antes de realizar labores. El helio se emplea como gas de transporte en análisis cromatográficos de gases de hidrocarburos.

- d) DILUENTES son gases presentes en el gas natural que no aportan ningún valor calorífico de importancia y que pueden contribuir a la corrosividad del gas. Los diluentes más comunes en el gas natural son el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico y el nitrógeno. Cuando se determinan volúmenes de gas natural, es necesario conocer el contenido de estos diluentes para obtener una medición exacta.

Volumen

Los volúmenes de gas se miden en pies cúbicos o metros cúbicos.

- 1) Volumen real, es el espacio ocupado por una cantidad determinada de gas bajo las condiciones existentes de presión y temperatura en la tubería.

- 2) Volumen “estándar” , es el espacio ocupado por una cantidad determinada de gas bajo condiciones “estándar” de presión y temperatura. En la industria del gas natural, la condición “estándar” de temperatura y presión son 60º F y 14.696 psia.

- 3) Volúmenes a condiciones base, se establecen en el contrato de compra venta.

Presión

Presión se define como la fuerza ejercida sobre un área específica. En el sistema Inglés, la unidad de presión es la libra por pulgada cuadrada o psi. En el sistema internacional de Unidades, la unidad de presión es el Pascal definido como Newton por metro cuadrado. En vista de que el Pascal es en realidad una magnitud muy pequeña, el Kilopascal se ha convertido en la unidad más utilizada (1000 pascals o pa). 1 psi es igual a 6.9 Kpa.

- 1) Presión absoluta es la presión medida con respecto a vacío total. Si no existe absolutamente ninguna fuerza ejercida sobre un área, se dice entonces que dicha área esta expuesta a “cero” presión absoluta.

- 2) Presión atmosférica o barométrica es la presión ejercida por la atmósfera terrestre. Esta presión varía de acuerdo al punto donde se mida sobre el globo terráqueo. A nivel del mar esta presión es de 14.7 psia y disminuye con respecto a la altura sobre el nivel del mar, ejemplo en la Cd. de México es de 11.3 psia.

- 3) Presión manométrica es la presión positiva medida con respecto a la presión atmosférica. Se puede decir que es la presión existente en un recipiente por encima de la presión atmosférica. La suma de las presiones manométrica y atmosférica es igual a la presión absoluta.

$$p \text{ absoluta} = p \text{ atmosférica} + p \text{ manométrica} \dots\dots\dots(1.1)$$

- 4) Vacío es la presión por debajo de la presión atmosférica. A medida que disminuye la presión absoluta por abajo de la presión atmosférica la presión de vacío se incrementa.
- 5) Presión de cabezal es la presión ejercida por una columna de fluido. Los fluidos pueden ser líquidos o gases, la presión de cabezal se emplea con líquidos. En medición de caudal, la presión diferencial es común darse en pulgadas de agua ("H₂O"), la presión ejercida por una columna de agua de cierta altura. Otra unidad comúnmente utilizada para presión de cabezal son pulgadas de mercurio ("Hg").
- 6) Presión diferencial es la diferencia entre las presiones existentes en dos puntos distintos de una tubería. Usos comunes de esta magnitud son, por ejemplo la caída de presión a través de orificios para medición de caudal, la caída de presión a través de filtros para determinar la necesidad de limpieza, o con la caída de presión a través de bombas y compresores para calcular su eficiencia, etc.
- 7) La presión base es acordada por los usuarios en un contrato de compra venta.
- 8) Presión de Vapor. – Es la presión en la cual las moléculas de gas y vapor están en equilibrio. El equilibrio se establece cuando el ritmo de evaporación de una sustancia es igual al ritmo de condensación de su vapor y que corresponde a determinadas condiciones de presión y temperatura.
- 9) Presión de Vapor Reid. - Presión que ejerce el vapor en una celda especial, a 100°F, al seguir la norma de evaluación así denominada.

Temperatura

Temperatura es el grado de calor o frío de un objeto o de un ambiente. La energía calorífica fluye de mayor a menor hasta que se logre el equilibrio. En física, la temperatura se explica como la actividad relativa de moléculas. Todos los objetos están compuestos de moléculas, estas se encuentran en continuo movimiento y mientras más rápido se mueva, más caliente aparenta estar el objeto. Utilizando este concepto, a medida que se reduce la actividad molecular, la temperatura disminuye. Teóricamente, cuando la actividad molecular se detiene totalmente, la temperatura no puede ascender más. A esta temperatura se le denomina “Temperatura absoluta”.

Como temperatura es algo relativo, varios puntos de calibración se han definido como los puntos de congelamiento o ebullición de varios líquidos para desarrollar las escalas de medición de temperatura. El fluido más utilizado para este propósito es el agua. El agua posee un punto de referencia denominado el “punto triple”. En el punto donde el agua pasa del estado sólido al líquido, también está presente vapor de agua. Este punto es donde el agua existe simultáneamente en sus 3 estados físicos: sólidos, líquidos y gas. El otro punto de referencia en escalas de temperatura es el punto de ebullición del agua a presión atmosférica al nivel del mar.

La escala Fahrenheit de temperatura es la más comúnmente utilizada en el Sistema Inglés de Unidades. En esta escala, el valor 32 fue dado al punto donde el hielo comienza a derretirse. El valor 212 fue asignado al punto donde el agua comienza a hervir. Estos valores están referenciados para condiciones de una atmósfera de presión. Entre ambos puntos existen 180 divisiones en la escala.

La escala empleada en el Sistema Métrico es Centígrados. En esta escala se le asigna el valor de 0 al punto de congelamiento del agua y 100 al de ebullición con 100 divisiones en la escala entre ambos puntos.

Recientemente se le renombró Escala Celsius en honor al científico que la desarrolló.

Para medición de caudal, es necesario que las temperaturas hagan referencia al “cero absoluto”. En la escala Fahrenheit, el cero absoluto es -460°F mientras que en la Celsius el cero absoluto es -273°C . Existen dos escalas de temperatura absoluta que asignan el valor de 0 al cero absoluto, la Rankine y la Kelvin. La escala Rankine se emplea conjuntamente con la escala Fahrenheit ($^{\circ}\text{R} = ^{\circ}\text{F} + 460$). La escala Kelvin se usa con la escala Celsius ($^{\circ}\text{K} = ^{\circ}\text{C} + 273$).

En función de que los gases se expanden y contraen con cambios de temperatura, es necesario definir la temperatura base cuando se calculan volúmenes de gases para propósitos de contabilidad. La industria del gas natural ha asignado el valor de 60°F como la temperatura base en EEUU y para México es 68°F .

I.3.- Emulsiones, su formación y efecto³

La formación de emulsiones es un factor determinante en la medición de la fase líquida debido a que el emulsificante impide la coalescencia de las partículas dispersas.

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos y el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas pero varían drásticamente, desde 0.0022 ppm para el tetradecano hasta 1760 ppm del benceno en el agua. La presencia de dobles enlaces carbono-carbono (por ejemplo alkenos, dialkenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua.

El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y la solubilidad del agua decrece con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Una emulsión es una suspensión coloidal cuasi-estable de finas gotas de un líquido dispersos en otro líquido, como se muestra en la figura I.1. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. Las emulsiones algunas veces son clasificadas de acuerdo al tamaño de las gotas dispersas; considerándose como macroemulsión cuando el rango de las gotas es de 10 a 150 micras y como microemulsión o micela cuando el tamaño de gotas varía de 0.5 a 10 micras.

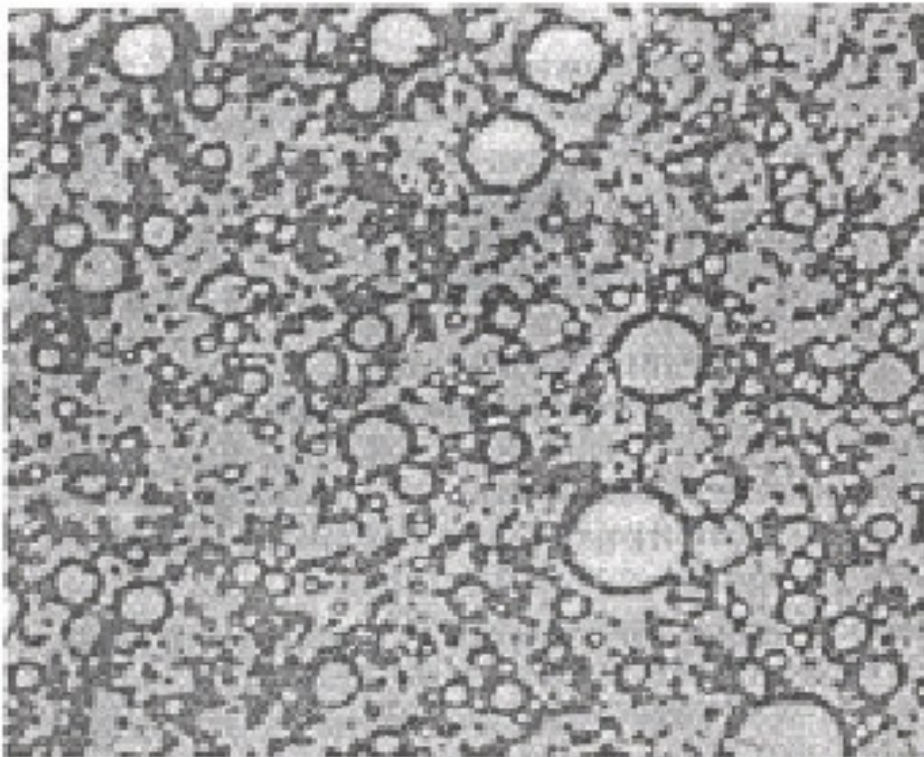


Figura I.1.- Microfotografía de una emulsión agua en aceite³

Existen tres requisitos para formar una emulsión:

- ~ Dos líquidos inmiscibles.
- ~ Suficiente agitación para dispersar un líquido en pequeñas gotas.
- ~ Un emulsificador para estabilizar las gotas dispersas.

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación ya que el golpeteo dispersa una de las fases en muchas gotas pequeñas. La tensión interfacial o superficial tiende a la coalescencia de las gotas. Muchas gotas dispersas en una fase continua tienen una gran área colectiva interfacial, sin embargo, como las partículas coalescen, el área total interfacial disminuye. La tensión superficial representa energía potencial disponible para producir un área interfacial más pequeña. Luego, la tendencia natural es que la coalescencia ocurra. Una tensión interfacial baja, disminuye la coalescencia de las gotas de la emulsión.

Dos líquidos puros inmiscibles no pueden formar una emulsión estable, sin la presencia de fuerzas estabilizadoras de la emulsión, pequeñas gotas se unirán nuevamente y decrecerá el área interfacial. Una tercera sustancia o agente emulsificante debe estar presente para estabilizar la emulsión.

El típico emulsificador es un agente activo de superficie o surfactante, las moléculas del surfactante son anfipáticas, es decir, una parte de su molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite.

Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas. Las moléculas de surfactantes se alinean ellas mismas en la interfase polar hidrofílica en la fase acuosa y en la no polar hidrofóbica en la fase aceite. Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

_ Reduce las fuerzas de tensión superficial que se requiere para la coalescencia de las gotas. Este decremento en la tensión superficial puede ser drástico. Añadiendo menos de 1 % de un surfactante puede reducir la tensión superficial de las gotas de aceite en agua.

_ Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada como una envoltura plástica.

_ Si el surfactante es polar, alineado en la superficie de las gotas de agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsificadores son partículas o sedimentos sólidos muy finos. Para ser agentes emulsificantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser humedecidos por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsificadores son el sulfuro de fierro y la arcilla.

Los dos tipos de emulsiones agua-aceite son conocidas como aceite-en- agua (o/w) y agua-en-aceite (w/o). Las emulsiones o/w se refieren a aceite disperso en el agua y las emulsiones w/o se refieren a agua dispersa en el aceite. El tipo de emulsión formada depende fundamentalmente del tipo de agentes emulsificantes. Una regla empírica predice que surfactantes predominantemente solubles en aceite forman emulsiones w/o y surfactantes solubles en agua producen emulsiones o/w.

En los campos petroleros las emulsiones agua-en aceite (w/o) son llamadas emulsiones regulares, mientras que las emulsiones aceite en el agua (o/w) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/w/o ó w/o/w) pueden también ocurrir. Emulsiones del tipo o/w/o se refieren a emulsiones consistentes en gotas de aceite dentro de gotas de agua que están dispersas en fase continua de aceite.

Las emulsiones w/o/w tienen gotas de agua dispersas en gotas de aceite que a su vez están dispersas en fase continua de agua. Las emulsiones agua en aceite son las más comunes en el manejo de crudo.

En las emulsiones regulares, la fase acuosa dispersa es usualmente llamada agua y sedimento (A&S) y la fase continua es aceite crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, arcilla, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamado agua y sedimento básico (A&SB).

Los agentes emulsificadores son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

_ Compuestos naturales de superficie activa tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de sulfuro, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.

_ Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, compuestos de corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos son notablemente efectivos para formar emulsiones muy estables.

_ Químicos añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Las emulsiones regulares producidas pueden ser clasificadas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre.

La cantidad de agua remanente emulsificada varía de 1 a 60 % volumen. En los crudos ligeros (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua, tal como puede observarse en la figura I.2. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro.

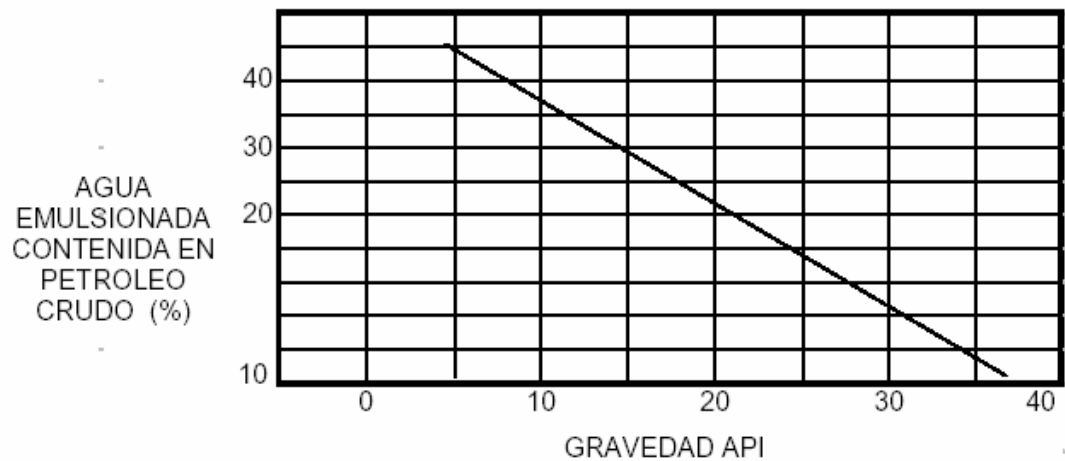


Figura I.2.- Estimación de agua emulsionada contenida en crudo³

La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos, son factores que promueven la formación de emulsiones.

En resumen los problemas de emulsiones en los campos petroleros llegan a ser más severos que los métodos para incrementar la recuperación de aceite.

1.3.1.- Factores que afectan la estabilidad de la emulsión³

El agua de los yacimientos de petróleo es altamente salobre, y en ocasiones está saturada de sustancias corrosivas. Uno de los factores que incrementa la concentración de sal disuelta se debe a la evaporación del agua.

Las emulsiones estables contienen un porcentaje constante de agua. Por otro lado, las emulsiones que contienen un alto porcentaje de agua tienden a sedimentarla. En general, los crudos nafténicos (pesados), producen emulsiones muy dispersas, mientras que los parafínicos (ligeros), tienden poco a emulsionar, La tendencia de los crudos nafténicos a emulsionar aumenta con la viscosidad. Por esto, los crudos más ligeros difícilmente se emulsionan. Otras investigaciones indican que las emulsiones se forman más fácilmente cuando el gas natural está íntimamente mezclado con el aceite y el agua. En una serie de experimentos, donde el petróleo crudo y el agua se forzaron a cruzar una columna de arena, se determinó que es difícil formar más de 1 o 2 % de emulsión en ausencia de gas. Por otro lado, con la inyección simultánea de gas natural en el aceite, se formó de 10 a 50 % en volumen de emulsión. Es probable que el porcentaje más alto de agua emulsionada, formada en presencia de un gas, se debe a la turbulencia del fluido que ejerce un mezclado mas pronunciado.

1.3.1.1.- Otros factores que afectan la estabilidad de la emulsión

Viscosidad de la fase continúa. Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continúa y estabiliza la emulsión.

Tamaño de la gota. Gotas muy pequeñas producen emulsiones más estables porque las gotas más grandes tienden a atraer a gotas más pequeñas. Una gran distribución de tamaños de partículas produce una emulsión menos estable que una distribución uniforme de tamaño de gota.

Relación de volumen de fase. Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota, el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación también se reduce y esto incrementa la colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

Temperatura. Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se incrementa la difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios decrementan la estabilidad de la emulsión.

pH. La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la estabilidad de la película que estabiliza la emulsión e incrementa la tensión superficial.

El efecto del tiempo en la emulsión estabilizada, permite que los surfactantes migren a la interfase de la gota. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. La cantidad de agentes emulsificantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

Salinidad de la salmuera. La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones.

Por el contrario, altas concentraciones de sal provocan pérdida en la estabilidad de las emulsiones.

Tipo de aceite. Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.

Diferencia de densidad. La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua.

1.3.2.- Causas de la formación de emulsiones

El entendimiento del mecanismo de emulsificación es útil en la selección del método de separación por esto, a continuación se exponen las causas principales de su origen en el petróleo.

Una de las causas de la emulsificación del petróleo, se debe a la turbulencia provocada durante el flujo a través de las rocas del yacimiento, el cual se genera en la vecindad de las paredes del pozo productor. La magnitud de la turbulencia depende del tamaño del yacimiento, el cual condiciona el tiempo de transporte. Sin embargo, se incrementa cuando el fluido entra en las variaciones de diámetro de la tubería de producción del pozo. El aumento de la turbulencia se debe a que en los incrementos de diámetro del pozo se produce un descenso de la velocidad del flujo.

El transporte del aceite a alta presión, a través de las tuberías de recolección desde los pozos hasta los tanques de almacenamiento, es también una causa de la formación de emulsiones del petróleo. Esto se debe a que las tuberías frecuentemente tienen incrustaciones en las paredes, el cual causa turbulencia en el fluido, particularmente si está presente gas o si la velocidad del flujo es alta.

Las válvulas y accesorios producen resultados similares. En estas se producen cambios repentinos en la dirección del flujo, provocando emulsificación.

Anteriormente se mencionó que la sal está presente en el agua emulsionada en el petróleo crudo, por lo que es necesario aplicarse un proceso de desalado. Este proceso requiere de los mecanismos de emulsificación mencionados. Para desalar el crudo es necesario emulsionar el agua dulce para “diluir” la sal. Esta nueva emulsión se somete a deshidratación electrostática. Generalmente, la emulsificación se lleva a cabo pasando la mezcla de agua y aceite a través de una restricción, como puede ser una válvula.

Prevención de la emulsión

Existen opiniones divididas referente a si las emulsiones están presentes o no desde la formación. Lo que no se discute es que las emulsiones se forman en el aparejo de producción del pozo y en las instalaciones superficiales, debido a la turbulencia y a la presencia del agua, por lo que es recomendable eliminar la turbulencia y remover el agua del aceite lo más cercano posible al pozo productor.

En pozos fluyentes, una agitación considerable es generalmente causada por el gas saliendo de solución, conforme decrece la presión. Este gas también causa turbulencia cuando fluye a través de accesorios y restricciones en la tubería de producción.

En los pozos de bombeo neumático, la emulsificación es causada principalmente en dos lugares:

- . En la válvula de inyección de gas.
- . En la cabeza del pozo.

Cuando se utiliza el bombeo neumático intermitente, la emulsión generalmente se forma en la cabeza del pozo y o en el equipo superficial.

De lo descrito en esta última parte, la formación de emulsiones durante el transporte de hidrocarburos, especialmente en el transporte de la fase líquida, indudablemente juega un papel importante en la medición de líquidos debido a que interfieren en la transmisión del pulso eléctrico en los medidores electrónicos de corte de agua. De igual forma la definición de la interfase en los tanques de almacenamiento se dificulta ocasionando variaciones en la medición.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

II.1.- Generalidades de medición⁴

Las mediciones de los procesos se clasifican generalmente en dos categorías:

1. Mediciones continuas son aquellas donde se utilizan dispositivos que determinan la variable de proceso en forma constante o continua, por ejemplo la medición continua de nivel de un tanque (en metros) por medio de un dispositivo de medición de nivel.
2. Mediciones Discretas, son aquellas mediciones que indican la presencia o ausencia de una variable de proceso, por ejemplo un interruptor de nivel que indica la presencia o ausencia de líquido en una localización en el cual el interruptor este instalado.

Muchas de las aplicaciones de control de procesos utilizan tanto mediciones discretas como mediciones continuas. Las mediciones continuas son más ambiciosas que las discretas. Básicamente la medición discreta involucra decisión si/no, mientras que las mediciones continuas pueden vincular considerablemente el procesamiento de las señales.

Los componentes de un dispositivo para la medición continua son los siguientes:

- Sensor
- Procesamiento de señal
- Transmisor

El sensor produce una señal que esta relacionada en el conocimiento de la variable de proceso de interés. Los sensores usados son de una variedad analógica eléctrica, y la señal es de forma de voltaje, una resistencia, una capacitancia, o alguna otra cantidad eléctrica medible directamente.

A mediados de los 70's, los instrumentos utilizaban sensores analógicos cuya señal fue mecánica, compatible con la tecnología neumática. Hoy en día se utilizan los sensores digitales eliminando la necesidad de conversión de analógica a digital.

Procesamiento de señal. Las señales de muchos procesos están relacionadas en forma no lineal a las variables de proceso de interés. Es común que la salida del dispositivo de medición sea lineal con respecto a las variables de proceso de interés. La señal a partir del sensor puede ser afectada por otras variables, las cuales censan la compensación.

Transmisor. El dispositivo de medición de salida, puede ser una señal que es transmitida a distancia, donde la transmisión es analógica electrónica, el transmisor basado en microprocesador es usualmente capaz de transmitir la variable digital en unidades de ingeniería.

Definidas las generalidades de la medición, ahora en forma más específica la medición de un flujo gas o líquido se define como el volumen por unidad de tiempo a condiciones de presión y temperatura establecidas. Las principales clases de instrumentos de medición de flujo utilizados en la industria son:

II.1.1.- Medidores de presión diferencial:

- Placa de orificio
- "V" Cone
- Venturi
- Tobera de flujo
- Tubo Pitot
- Tubo promediador multipuertos (Annubar)

II.1.2.- Medidores de flujo de escala lineal:

- Magnéticos
- Másico coriolis
- Desplazamiento positivo
- Masico térmico
- Turbinas
- Ultrasónico (tiempo transiente, efecto Doppler)
- Rotamétros (área variable)
- Vortex.

Los medidores de flujo también se agrupan de acuerdo al principio de medición que se utiliza como:

- Tipo A.- Volumétricos
- Tipo B.- Velocidad
- Tipo C.- Inferenciales
- Tipo D.- Másicos

Los medidores del tipo A volumétricos, como el medidor de desplazamiento positivo, mide el flujo determinando directamente el volumen; los aparatos volumétricos de medición de flujo usualmente tienen partes maquinadas de alta tolerancia que físicamente entrapan una cantidad precisa y conocida de fluido mientras giran.

Los medidores del tipo B velocidad, estos miden la velocidad de flujo que al ser multiplicada por el área permite determinar el flujo total. Se pueden utilizar varios principios para medir la velocidad, como lo muestra la gran variedad de medidores de este tipo, entre los que se incluyen turbina, vórtice y medidores ultrasónicos.

Los medidores del tipo C, como el medidor inferencial, que mide el flujo a través de una tubería por inferencia de algunos fenómenos físicos; un ejemplo de esto, es inferir el flujo a partir de una diferencial de presión a través de una restricción de la tubería, como es el caso del medidor de placa de orificio. Estos medidores no miden volumen, ni velocidad, pero el gasto del fluido se infiere de la diferencial de presión medida y de correlaciones experimentales aceptadas.

Los medidores del tipo D, miden directamente masa, un ejemplo es el medidor de flujo másico de Coriolis, el cual mide directamente la masa en función de la fuerza que ésta produce cuando se acelera en una tubería. En el apéndice A se menciona la selección de medidores de flujo en función de planteamientos, cuestionamientos y criterios de selección.

II.1.3.- Características de los medidores

El desarrollo del medidor es un criterio muy importante para la selección de éste, por tanto se deben examinar las características de diseño, instalación y operación de cada uno de los medidores ya que no sólo depende de la tecnología propia del medidor sino de los criterios que se consideran;

- Exactitud
- Rangeabilidad
- Repetibilidad
- Linealidad

II.1.3.1.- Exactitud

Es la característica que presenta un medidor para reproducir la información dentro de un intervalo de incertidumbre, es un indicador de la confiabilidad del medidor para cuantificar el gasto. Representa una medida en la desviación del gasto medido con respecto al gasto real y se define como:

$$\text{Exactitud} = \frac{|\text{Gasto real} - \text{Gasto medido}|}{\text{Gasto real}} (100) \dots\dots\dots (\text{II.1})$$

La exactitud es reportada de dos formas: como un porcentaje respecto a una escala o a una lectura. Este último resulta mejor (para fines de evaluación del medidor), ya que el error que se obtiene en un proceso de medición generalmente es proporcional a la magnitud del gasto.

II.1.3.2.- Rangeabilidad

Esta característica es conocida como la relación entre los gastos máximo y el mínimo de flujo, para ciertas especificaciones de exactitud, a través de la cual la precisión es mantenida.

$$\text{Rangeabilidad} = \frac{\text{Máximo gasto que se puede medir}}{\text{Mínimo gasto que se puede medir}} \dots\dots\dots (\text{II.2})$$

II.1.3.3.- Repetibilidad

Es la característica de un medidor para producir lecturas de medición iguales en condiciones de flujo de fluido idénticas durante un periodo de tiempo determinado. Esto es evaluado como la máxima diferencia entre la lectura de medición y se expresa como un porcentaje dentro de una escala total, este concepto no es sinónimo de exactitud, es decir, podría existir una muy buena repetibilidad pero una mala exactitud, un proceso de medición será excelente cuando se obtenga una buena exactitud acompañada de una buena repetibilidad.

II.1.3.4.- Linealidad

Es la característica que representa una desviación en las condiciones de operación respecto a las curvas de calibración de un medidor. Las líneas de calibración deberán ser tomadas en cuenta, ya que son los puntos de referencia proporcionados por el fabricante acerca del comportamiento y de las condiciones de operación del medidor para lograr una buena exactitud.

II.2. - Medición de Líquidos⁵

De forma similar como se analizó la medición de gas, se analizan algunos de los equipos de medida de volumen utilizados en la medición de los hidrocarburos líquidos.

Durante las etapas que componen el proceso de extracción, almacenamiento y distribución de los derivados del petróleo, es preciso realizar mediciones de volumen con requerimientos de exactitud. Además de la medición con exactitud, se requiere que los datos se conozcan en tiempo real y que la operación de medición pueda ser ejecutada por personal con menor especialización y que el riesgo de error sea cada vez mas bajo.

Ahora bien los medidores másicos del tipo D con sistema electrónico utilizado para medición de líquidos se componen de los siguientes dispositivos. Figura. II.1

Dispositivo Primario.- Este elemento convierte el flujo del fluido a una señal que se puede medir, tal como un pulso eléctrico generado.

Dispositivo Secundario.- Los dispositivos secundarios con sistema electrónico, responden a entradas de presión, temperatura, densidad y otras variables, con cambios correspondientes en los valores de salida. Estos dispositivos son llamados transmisores cuando han sido diseñados específicamente para transmitir información de un emplazamiento a otro, agregando circuitos electrónicos que convierten la salida del dispositivo en una señal estándar, esta señal puede ser analógica, digital o de frecuencia.

Dispositivos Terciarios.- Estos dispositivos son denominados dispositivos de cálculo de flujo o computador de flujo. Recibe información de los dispositivos primarios, secundarios y usando instrucciones programadas calcula la cantidad de transferencia de custodia del líquido que fluye a través del dispositivo primario.

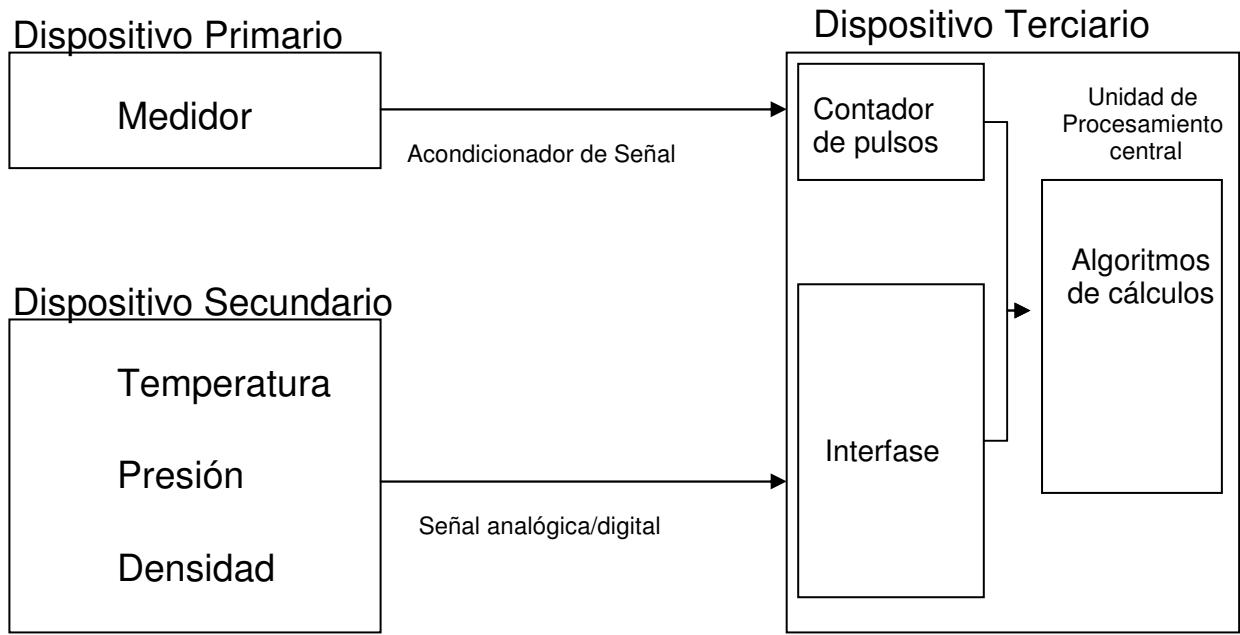


Figura. II.1.- Dispositivos de medición

La medición exacta del volumen del hidrocarburo líquido es compleja e implica incertidumbre debido a las variaciones propias de los equipos y a las características propias del producto medido.

Los productos líquidos derivados del petróleo, no tienen características fijas, son mezclas en proporciones variables que, para una identificación comercial se agrupan de acuerdo con especificaciones en: petróleo crudo, gasolinas, etc. A su vez, el volumen de estos líquidos cambia con la temperatura a la que se encuentran. Por este motivo, la medición de grandes cantidades suele determinarse a condiciones de temperatura estándar (15.6 ° C). Es frecuente que los contadores de volumen se asocien a instrumentos que permiten medir con mayor operatividad, sensibilidad y garantía.

Los sistemas han evolucionado desde los tiempos en que toda la medición se realizaba manualmente y con elementos mecánicos, hasta los actualmente utilizados en instalaciones modernas, donde se mide de forma automática, en algunos casos, enviando la señal procedente del medidor de volumen junto con señales de variables de temperatura, presión, densidad etc., a computadores electrónicos.

II.2.1.- Características de los medidores de líquidos.

Sensibilidad.-Es la razón entre el incremento de la lectura y el incremento de la variable que lo ocasiona, después de haberse alcanzado el estado de reposo.

Incertidumbre.- Es la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al verdadero valor de la magnitud medida, para su determinación debe considerarse la distribución estadística de los resultados de series de mediciones así como las características de los equipos.

Trazabilidad.- Para las verificaciones de los contadores y sistemas, es necesario la comparación con otros equipos denominados patrón, que aseguran la trazabilidad con los patrones establecidos, de forma que haga posible la comparación de todas las medidas realizadas en el sector.

Patrones de los contadores de volumen.- Generalmente, este tipo de equipos, no tiene desarrolladas las fases del control metrológico, pero si esta sometido a condiciones establecidas para cada caso.

Un laboratorio, “de competencia reconocida”, debe certificar tanto su exactitud como la incertidumbre con que ha sido determinada. Las vasijas patrón son un elemento determinante para calibrar y verificar tanto recipientes como medidores dinámicos, la capacidad de las mismas se recomienda que sea la necesaria para contener el volumen de producto descargado en al menos un minuto.

Los sistemas de medida de líquidos. No funcionan nunca de manera independiente, siempre se encuentran integrados en lo que se denominan “sistemas de líquidos” y que comprenden, además del contador, los dispositivos complementarios para asegurar una correcta medida.

Es decir, es muy importante garantizar que el líquido que llega al medidor está exento de burbujas de gas, que las condiciones de medida sean las adecuadas (presión del líquido y gasto del mismo, entre otros).

La medición de líquidos en tanques de almacenamiento Figura. II.2. Es de gran importancia desde el punto de vista balance de materia en el proceso y el control de existencias de los líquidos producidos por los pozos.

Las variables que afectan los medidores de nivel de líquidos en tanques son principalmente; La existencia de espumas, oleaje en la superficie del líquido, emulsiones en la interfase de líquidos de diferente densidad.

Los medidores de nivel de líquidos se utilizan para medir directamente la altura de líquido sobre una línea de referencia o bien para medir las características eléctricas del líquido.

Los instrumentos para medida directa se dividen en; sonda, cinta y plomada, nivel de cristal, estos consisten de una varilla, cinta o regla graduada, en el momento de la medición, el tanque de almacenamiento debe estar a presión atmosférica.

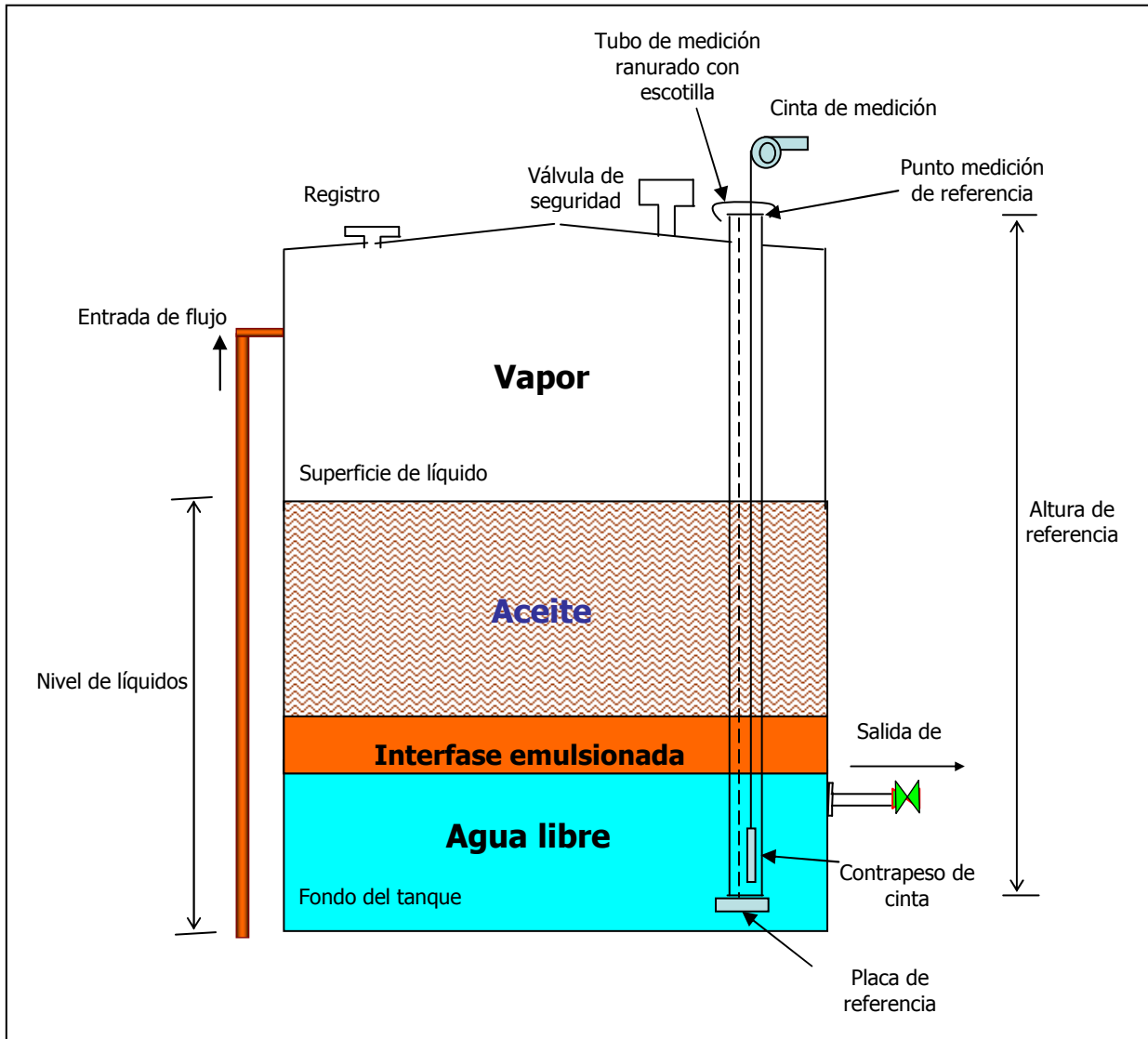


Figura. II.2.- Tanque atmosférico de almacenamiento.

Por lo que respecta a los medidores que responden a características eléctricas del líquido estos se clasifican en medidores que detectan el nivel conductivo o resistivo del líquido, estos consisten de uno o varios electrodos y un sistema eléctrico que es excitado cuando el líquido moja a dichos electrodos, el líquido debe ser lo suficientemente conductor como para excitar el circuito eléctrico y de este modo el aparato pueda identificar la interfase líquido - vapor existente en el tanque.

Otro medidor de líquido que depende de las características eléctricas es el medidor ultrasónico el cual se basa en la emisión de un impulso ultrasónico a una superficie reflectante y la recepción del eco del mismo, el retardo en la captación del eco depende del nivel del tanque.

Ahora bien el sistema de medición de líquidos empleado en la fase experimental de este trabajo se configuró principalmente por un tanque atmosférico de medición y accesorios componentes de este sistema.

Antes de iniciar la medición de un tanque de almacenamiento con cúpula fija, debe contarse con el equipo necesario para llevarla a cabo. Enseguida, se describe el equipo básico para la medición de un tanque de almacenamiento con cúpula fija.

Cinta metálica estándar de medición manual con contrapeso graduado.-

utilizada para medir el nivel del líquido en el tanque de almacenamiento. La cinta de medición debe ser de acero resistente a la corrosión, con un coeficiente de expansión térmica similar al del acero del tanque, con longitud suficiente para determinar la altura del tanque (generalmente 20 m.), con un ancho de 12 milímetros.

La cinta debe ser de tipo carrete con manivela, con contrapeso de bronce adjunto en el extremo opuesto al carrete de la cinta, unidos entre sí mediante un arreglo de eslabón tipo gancho. La cinta y contrapeso deben estar graduados con fracciones de metros o pies, donde la marca de cero es la punta del contrapeso.

Para medir adecuadamente el nivel de líquido en el tanque se debe usar una cinta de medición limpia, seca, libre de corrosión, nudos o empalmes.

Regla para medición de agua libre.-

Utilizada como auxiliar para determinar la altura del agua libre en el tanque cuando no es posible leer directamente la medición en la graduación de la cinta.

La regla de medición debe ser de acero resistente a la corrosión, con la propiedad de no producir chispas eléctricas, graduada con fracciones en centímetros o pulgadas, con aditamentos para sujetarse a la cinta de medición.

Pasta indicadora de agua.-

Utilizada para medir el agua libre y definir la interfase agua - aceite en un tanque de almacenamiento. La pasta debe ser de fácil aplicación en el contrapeso y cinta de medición, permanecer en el lugar de aplicación, no reaccionar con el petróleo y cambiar de color al contacto con el agua.

Termómetro electrónico digital.-

Utilizado para determinar la temperatura representativa del petróleo crudo en el tanque de almacenamiento. El termómetro electrónico digital debe tener una precisión de 0.1 °C y contar con sonda de longitud suficiente (generalmente 20 m.), para mediciones en el fondo del tanque.

Termómetro de copa abierta.-

Equipo usado para medir la temperatura del crudo en tanques de almacenamiento. Consiste normalmente de un cuerpo de madera con sujetador de 16 pulgadas de longitud y 1 pulgada de ancho aproximadamente, con un termómetro de mercurio integrado. En su parte inferior tiene atornillada una copa, fabricada en metal que no produce chispas eléctricas de 100 mililitros de capacidad, donde se aloja el bulbo del termómetro Figura. II.3

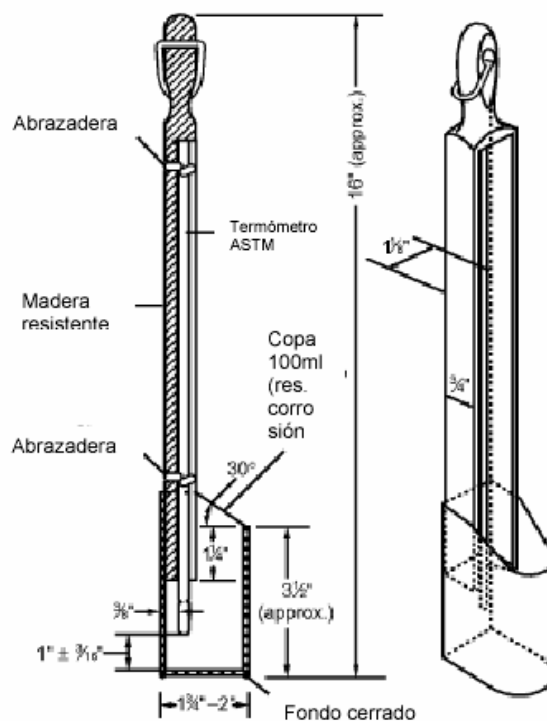


Figura. II.3.- Termómetro de copa abierta⁷

Botella de muestreo.-

Utilizada para tomar muestras representativas del petróleo crudo en el tanque de almacenamiento. La botella de muestreo está hecha de metal no corrosivo, con la propiedad de no producir chispas eléctricas, con capacidad de 500 mililitros o 1000 mililitros, con plomo en la base, además cuenta con un sujetador de cobre o alambre galvanizado y una cuerda suficientemente larga hecha de fibras vegetales adjunta al sujetador Figura. II. 4

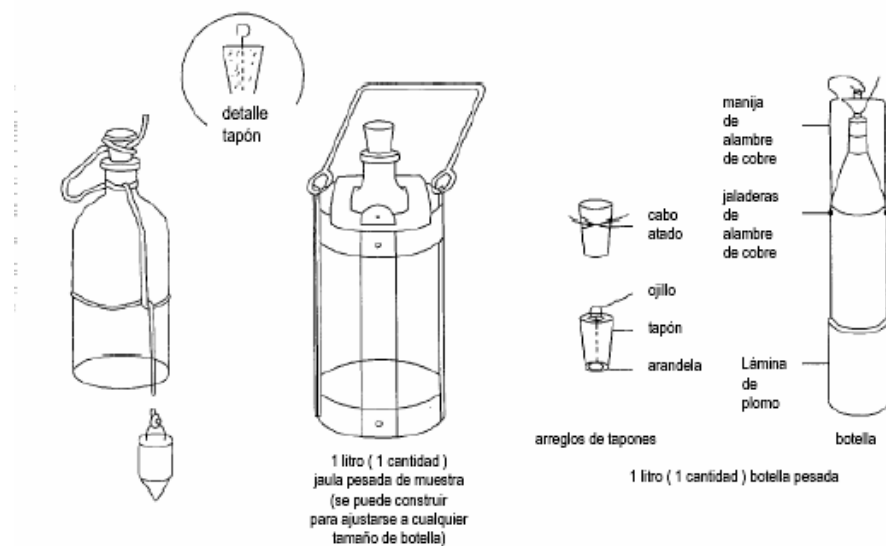


Figura. II.4.- Botella de muestreo⁷

Trampa de muestreo.-

Utilizada para tomar muestras representativas del petróleo crudo en el tanque de almacenamiento. La Trampa de muestreo está hecha de vidrio con protectores de metal no corrosivo, con propiedad para no producir chispas eléctricas, con capacidad de 500 mililitros o 1000 mililitros. Cuenta además, con un sujetador de cobre o alambre galvanizado, y una cuerda suficientemente larga hecha de fibras vegetales adjunta al sujetador.

Recipiente de muestreo.- vasija dentro de la que se recolecta inicialmente toda la muestra.

Equipo de seguridad, accesorios necesarios para la protección personal como la ropa de trabajo y el equipo de respiración autónoma para la medición del nivel de líquido en el tanque de almacenamiento.

Material de limpieza.- elementos usados para limpiar el equipo de medición y las superficies manchadas por el crudo. Debe ser de fibras vegetales absorbentes como la estopa.

II.3.- Medición del tanque de almacenamiento.

Antes de realizar la medición en los tanques de almacenamiento es conveniente consultar con anticipación algunas características importantes del mismo, esto se logra examinando su tabla de calibración, en donde se encuentra la información específica: número del tanque, altura total del tanque, altura de referencia de medición y la altura máxima segura de llenado.

Otra actividad relevante previa a la medición del tanque es consultar la bitácora o reportes de movimientos del tanque, donde se indican los niveles anteriores del petróleo crudo, el cual puede sentar un buen precedente para determinar los niveles aproximados de petróleo crudo y agua que se esperan en el tanque de almacenamiento. Además, se debe conocer con anticipación la ubicación de la escotilla de medición y considerar cualquier movimiento de crudo que pueda influir directamente en la determinación del volumen en el tanque de almacenamiento a medir.

Antes de dirigirse al tanque de almacenamiento para medir su nivel de líquido se debe disponer del equipo de seguridad y de medición necesario.

Identificación manual del nivel de líquido en el tanque de almacenamiento.

Se debe conocer con anticipación el programa de actividades donde se especifique por escrito en forma clara y precisa la fecha, hora, número de tanque de almacenamiento y las actividades previas para la medición del tanque.

Portar el equipo de seguridad adecuado para realizar la medición de tanques de almacenamiento. También se debe asegurar que se tiene preparado el equipo de medición necesario.

Dirigirse al tanque de almacenamiento identificándolo por su número. Se debe aislar el tanque mediante el cierre de las válvulas de carga y descarga, proporcionando el tiempo necesario para la estabilización del nivel del crudo en el interior del tanque (generalmente de 30 minutos a 1 hora). Si el tanque cuenta con sistema de agitación, debe detenerse con la suficiente anterioridad para no interferir con la estabilización del nivel para su medición.

Revisar que se aisló correctamente el tanque de almacenamiento y que el nivel de líquido se estabilizó, si el tanque cuenta con un medidor de nivel automático se debe consultar el nivel de líquido, antes de subir al tanque y realizar la medición manual para después comparar ambas lecturas.

Subir las escaleras del tanque sin precipitación adecuadamente equipado y al llegar a la plataforma de la escalera, se debe examinar visualmente la cúpula del tanque, para asegurar que puede pisar o caminar encima de la cúpula con seguridad.

Dirigirse a la escotilla de medición, colocándose en un lugar donde el viento favorezca la ventilación de los vapores emitidos por la apertura de la escotilla de medición. Iniciar el procedimiento operacional para la cuantificación del volumen de petróleo crudo en el tanque de almacenamiento con la apertura de la tapa en la escotilla de medición, identificando en ésta la parte específica de referencia para la medición.

II.3.1.- Verificación de la altura de referencia en el tanque de almacenamiento.

Introducir el contrapeso a través de la escotilla por la parte específica de referencia para la medición, asegurando que en todo momento se mantenga un buen contacto de la cinta con la escotilla. La cinta debe desenrollarse hasta que la plomada llegue a la placa de referencia en el fondo, cuidando que cuando se esté cerca de la medición esperada, se deslice lentamente para garantizar que la cinta de medición está vertical y tensa.

Determinar la altura de referencia observada desde la placa de referencia de medición hasta el punto de referencia, con la lectura de la cinta de medición coincidente con el punto de referencia de la escotilla de medición Figura. II.5 Repetir la medición del nivel de referencia hasta determinar la altura de referencia observada, por la repetición de las lecturas. Finalmente, se debe retirar la cinta para su limpieza.

Comparar la altura de referencia observada con la altura de calibración indicada en la tabla del tanque, la diferencia entre las dos cifras debe ser pequeña según la práctica. Si la diferencia es mayor de 10 milímetros y si la cifra observada es menor que la cifra indicada en tablas, esto indica la presencia de alguna obstrucción en el interior de la escotilla de medición. Las lecturas de medición no deben tomarse sin revisar la altura de referencia al mismo tiempo.

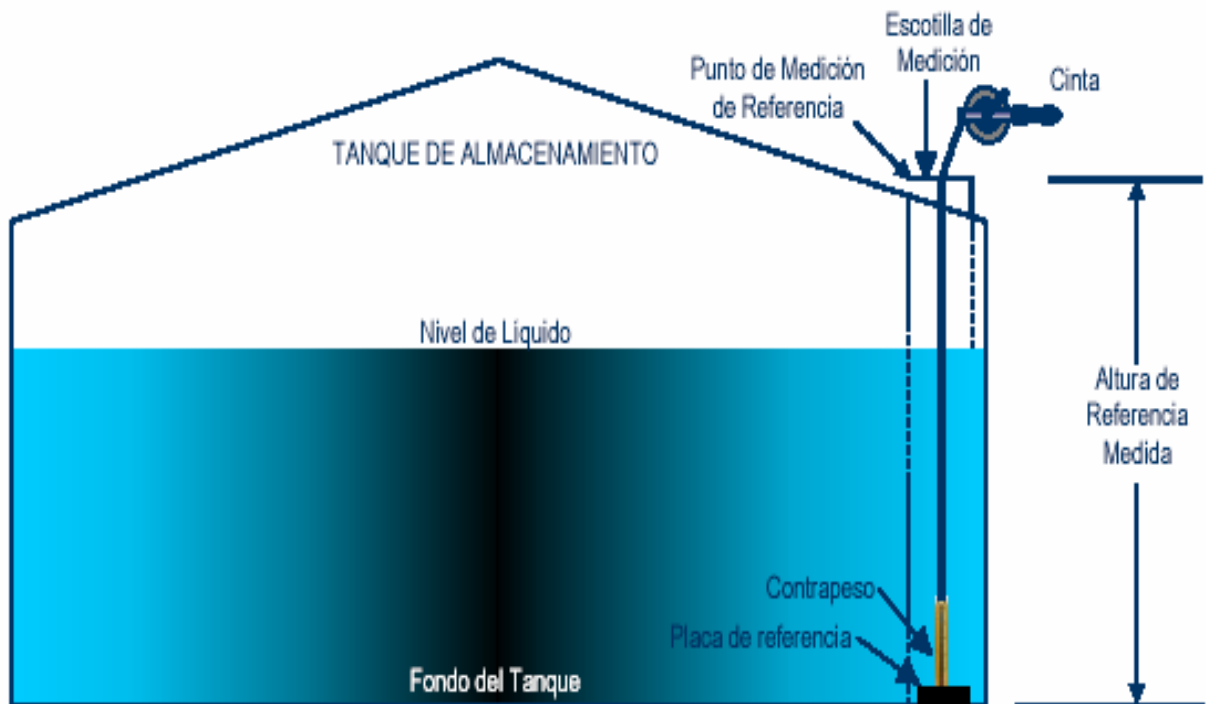


Figura. II.5. Altura de referencia⁷

II.3.2.- Determinación del nivel de líquido en el tanque de almacenamiento

Tipos de métodos. Para determinar manualmente el nivel del líquido en tanques de almacenamiento cilíndricos verticales existen dos métodos: medición húmeda y medición seca. El primero no es adecuado cuando se presenta sedimento impenetrable o alguna obstrucción que impide llegar al plato de medición en el fondo de la escotilla de medición.

II.3.2.1.- Método de medición húmeda⁷.

La Medición de nivel del crudo en el tanque de almacenamiento por el método de medición húmeda, consiste en medir la altura del líquido desde la placa de referencia de medición hasta la superficie del líquido; cuidando que al bajar la cinta a través de la escotilla de medición se tenga contacto con la escotilla todo el tiempo y cuando se esté cerca de la placa de referencia de medición, se deslice lentamente para garantizar que la cinta de medición está vertical y tensa, minimizando el riesgo de cualquier ondulación que pudiera producir una medición errónea Figura. II.6

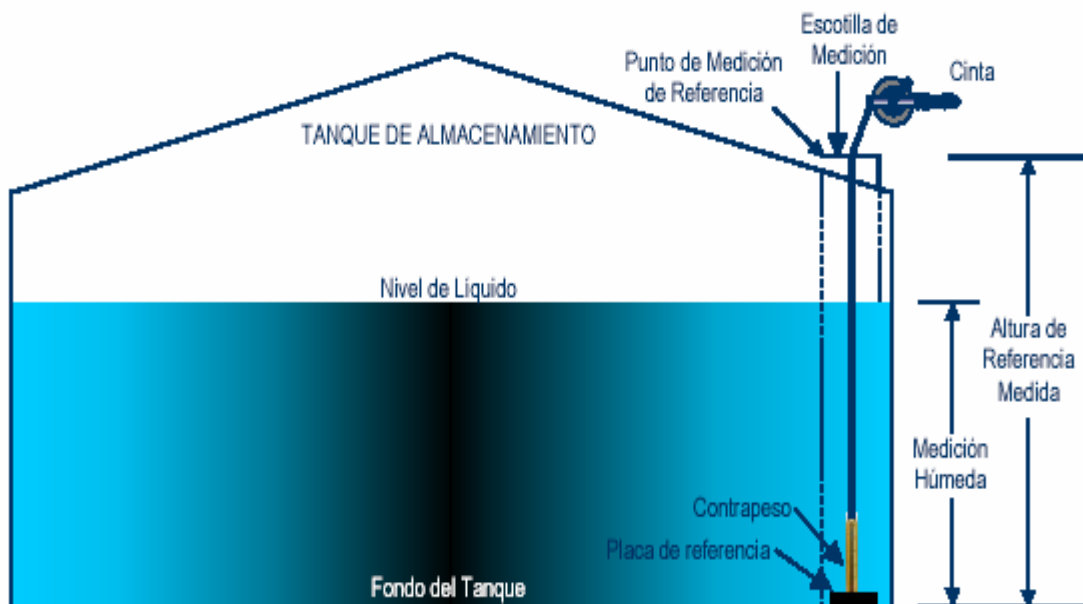


Figura. II.6.- Medición húmeda⁷

Retirar la cinta de medición y leer el corte del crudo en la graduación de la cinta de medición, con esto se determina la altura del petróleo crudo en el tanque. Limpiar la cinta antes de realizar otra medición de nivel del líquido.

II.3.2.2.- Método de medición seca⁷.

La medición del nivel del crudo en el tanque de almacenamiento por el método de medición seca, consiste en medir la distancia entre el punto de referencia y la superficie del líquido, cuidando que al bajar la cinta a través de la escotilla de medición se tenga contacto con la escotilla todo el tiempo y cuando se esté cerca de la medición esperada se deslice lentamente, para garantizar que la cinta de medición esté vertical y tensa, minimizando el riesgo de cualquier ondulación que pudiera producir una medición errónea. La cinta debe introducirse lo suficiente para asegurar que el nivel de crudo tenga un corte dentro de la graduación Figura. II.7

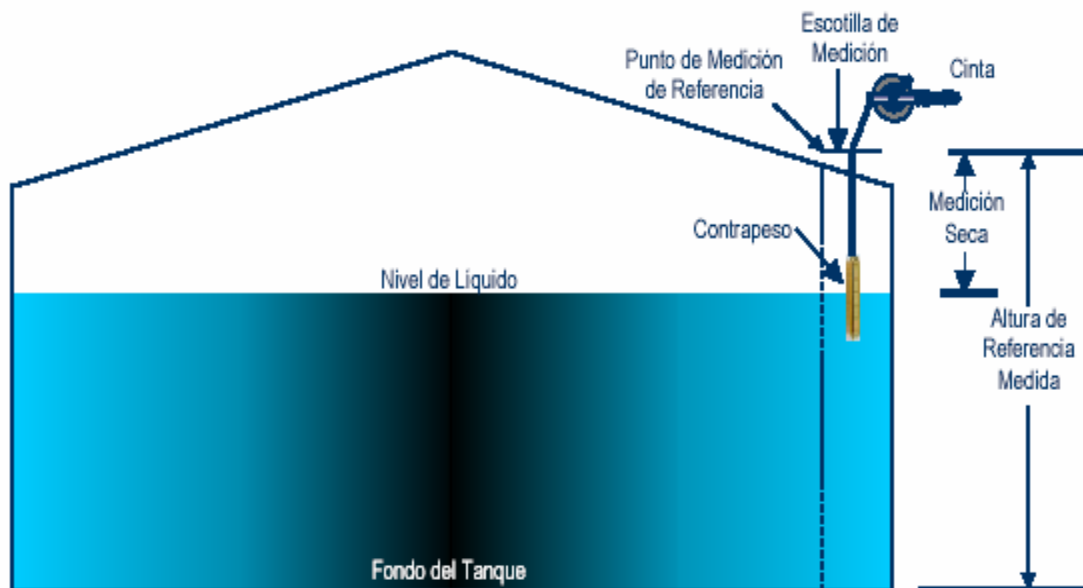


Figura. II.7.- Medición seca⁷

Retirar la cinta y leer el corte de crudo en la graduación de la cinta, la medición seca se determina por la diferencia de la altura de referencia y la distancia desde el punto de referencia hasta el nivel del líquido.

Para calcular la altura del petróleo crudo equivalente se tiene que restar la medición seca de la medida de referencia del tanque. Limpiar la cinta de medición antes de realizar otra medición de nivel del líquido.

Determinación del nivel de líquido por múltiples mediciones. Realizar múltiples determinaciones por el método de medición húmeda o por el método de medición seca para determinar el nivel exacto de líquido en el tanque de almacenamiento; en el caso de que tres lecturas consecutivas de medición, dos de éstas sean idénticas y la tercera no varía más de un milímetro, el valor de las lecturas repetidas debe reportarse como la cifra medida, en caso contrario la determinación debe repetirse por lo menos cinco veces para confirmar la cifra exacta. En la determinación múltiple del nivel de líquido cuando las lecturas determinadas no se repiten, se toman las lecturas centrales para realizar un promedio aritmético, reportando la cifra calculada al valor más cercano a 1 milímetro. Para mayor exactitud en la medición del nivel de líquido se debe usar la misma cinta.

Reportar los cálculos, determinaciones y resultados obtenidos en los pasos anteriores. Para evitar el deterioro de la cinta de medición, se debe limpiar y enrollar en su carrete en cada medición realizada o para su traslado.

II.3.2.3.- Determinación de la altura del agua libre en el tanque de almacenamiento.

Existen varios métodos que pueden usarse para determinar la altura de agua libre como son los detectores electrónicos de interfase, cintas galvánicas y pastas indicadoras. No obstante el método más confiable es medir manualmente la altura del agua libre en el tanque de almacenamiento con la misma cinta limpia y seca que se utilizó para medir el nivel del crudo. Aplicar una capa delgada y uniforme de pasta química detectora de agua cerca de la graduación en el contrapeso y/o en la sección de la cinta donde se estime que se encuentra la interfase agua - aceite, asegurando que se pueda leer fácilmente. Introducir la cinta con la pasta química a través de la escotilla de medición vigilando que se tenga todo el tiempo contacto con la escotilla y cuando se esté cerca de la medición esperada se deslice lentamente, para garantizar que la cinta de medición está vertical y tensa, minimizando el riesgo de cualquier ondulación que

podiera producir una medición errónea. Se debe proporcionar el tiempo suficiente para que la pasta detectora reaccione con el agua libre. Retirar la cinta de medición para leer el corte definido donde cambia el color de la pasta indicadora en la graduación. Así, se determina la altura correcta del agua libre en el tanque de almacenamiento. La presencia de emulsión puede dificultar la determinación de la altura correcta del agua libre. En el caso que el corte de agua no se pueda leer en la escala del contrapeso o la cinta (parte del arreglo de eslabón tipo gancho), se debe adherir a la cinta de medición la regla para medir el agua libre, aplicando a ésta una capa delgada y uniforme de la pasta química cerca de la graduación y repetir la determinación como se indica en los pasos anteriores, Reportar el resultado obtenido de la medición.

Para evitar el deterioro de la cinta de medición, se debe limpiar y enrollar en su carrete en cada medición realizada o para su traslado. Asimismo, si se usó la regla para medir el agua libre, también debe limpiarse.

II.3.2.4.- Determinación de la temperatura del crudo en el tanque de almacenamiento.

Antes de medir la temperatura promedio del petróleo crudo en el interior del tanque de almacenamiento, es necesario conocer su nivel de líquido. Por otra parte, es conveniente mencionar que el termómetro electrónico es un equipo de precisión que debe transportarse y manejarse con cuidado.

La temperatura del crudo en cualquier nivel debe medirse inmediatamente antes o después de la medición del nivel de líquido en el tanque de almacenamiento con una precisión de 0.1 °C. En cada registro de temperatura se debe proporcionar el tiempo necesario para la estabilización de la temperatura (la lectura no varía más de 0.1 °C ó 0.2 °F durante 30 segundos).

Para un nivel de líquido mayor a 4.57 metros, se deben tomar como mínimo tres registros con el termómetro electrónico, introduciendo la sonda detectora a través de la escotilla de medición. El primer registro se toma a 0.90 metros debajo de la superficie del líquido, el segundo en el nivel medio de la columna del líquido y el tercer registro se determina a 0.90 metros por arriba del fondo del tanque. La temperatura promedio del crudo es la media aritmética de las tres mediciones realizadas.

En tanques verticales cilíndricos con un nivel de líquido entre 3.05 y 4.57 metros, se deben tomar dos registros con el termómetro electrónico, introduciendo la sonda detectora a través de la escotilla de medición. El primer registro se toma a 0.90 metros debajo de la superficie del líquido y el segundo se determina a 0.90 metros por arriba del fondo del tanque. La temperatura promedio del crudo es la media aritmética de las dos mediciones realizadas.

En tanques verticales cilíndricos con un nivel de líquido menor a 3.05 metros, se debe tomar una lectura al nivel medio de la columna del líquido, siendo ésta la temperatura promedio del crudo.

Cuando el porcentaje de agua asociado al crudo es alto, puede existir una considerable franja de agua libre en el fondo del tanque, con diferente temperatura que el crudo. En esa situación, los registros se deben realizar con respecto a la columna efectiva de crudo en el tanque de almacenamiento para el cálculo de la temperatura promedio del crudo.

Si la temperatura del registro de la parte media no difiere por más de 0.5 °C (0.9 °F) con el promedio aritmético de los registros de temperatura tomados, se puede reportar el valor promedio como la temperatura representativa del petróleo crudo en el interior del tanque. Si este no es el caso, deben tomarse otros registros de temperatura intermedios adicionales a los niveles anteriormente registrados y calcular el nuevo promedio de los registros para compararlo con el registro de temperatura de mitad.

II.3.2.5.- Muestreo en el tanque de almacenamiento para determinar el grado API.

Limpia y revisa el correcto funcionamiento de la trampa de muestreo o la botella de muestreo (generalmente más usada), antes de iniciar el muestreo de nivel o muestreo corrido en el interior del tanque de almacenamiento. Es recomendable enjuagar el recipiente con el mismo producto previo al muestreo.

Definir el tipo de muestreo que debe realizarse para asegurar una toma de crudo representativa, de acuerdo con las características del petróleo crudo en el tanque de almacenamiento y el análisis de laboratorio a realizar: para un crudo homogéneo con poco contenido de agua se debe tomar una muestra corrida o muestra de todo nivel.

Cuando el crudo no es homogéneo y se tiene un alto contenido de agua se deben tomar muestras de nivel a intervalos regulares que combinadas resulten una muestra representativa del líquido en el tanque. Cuando se preparen muestras compuestas asegurar su representatividad y homogeneización.

Para evitar la contaminación de la columna de crudo con la operación del muestreo en el tanque de almacenamiento, el orden adecuado para el muestreo es de arriba hacia abajo.

Para la toma del muestreo de nivel, primeramente es necesario que se inserte el tapón en la boca de la botella limpia y seca asegurándose de que permanezca en su lugar figura II.4. La botella se introduce a través de la escotilla de medición descendiendo hasta el nivel de interés, entonces el tapón debe ser removido de la boca por medio de un tirón en la cuerda, proporcionando el tiempo necesario para el llenado de la botella para subirla a la superficie. Es necesario que el recipiente colector donde se reciba el crudo disponga de un pequeño volumen vacío para agitar la muestra antes de tapar el recipiente.

Verificar que la botella de muestreo esté adecuadamente llena, en caso contrario repetir la actividad. Si se requiere tomar muestras de nivel en más de un nivel, se debe trasegar la muestra tomada a un recipiente colector para continuar con la operación. Para la toma de muestras corridas o de todo el nivel la botella de muestreo limpia, seca y destapada o restringida con un tapón perforado se introduce a una velocidad constante a través de la escotilla de medición descendiendo ésta, cerca del fondo del tanque para inmediatamente ascender la botella a la superficie, asegurando que no se muestree agua libre y el llenado en la botella es de 75 % de su capacidad. Repetir la operación si el llenado es distinto o para recolectar el suficiente volumen para el análisis de laboratorio.

En tanques de almacenamiento con capacidad mayor o igual a 1000 barriles, cuyo contenido excede de 4.5 metros de altura del líquido, se deben tomar muestras de nivel de igual volumen en la parte superior centro e inferior en el orden mencionado.

En tanques de almacenamiento con capacidad menor a 1000 barriles, cuyo contenido está entre 3.0 metros y 4.5 metros de altura del líquido, tomar muestras de nivel de igual volumen en la parte superior e inferior en el orden mencionado.

Reportar el muestreo de crudo.

El operador debe almacenar y manejar la muestra recolectada asegurando el uso de recipientes con cierre hermético apropiados para el petróleo crudo, de tal forma, que la muestra no sufra degradación antes de ser analizada en el laboratorio. Etiquetar el recipiente para su identificación.

Para evitar el deterioro de la botella de muestreo, se debe limpiar al final de la determinación realizada o para su traslado. Asimismo, si fue usada debe limpiarse la trampa de muestreo.

Entregar los recipientes al laboratorio. En el caso de no contar con un laboratorio explícito de análisis para las muestras de crudo, se debe aplicar el método estándar de campo para la gravedad API del petróleo.

II.3.2.6.- Determinación de los volúmenes de crudo y agua presentes en el intervalo de emulsión en el tanque de almacenamiento.

La situación de emulsiones del petróleo crudo con agua en forma de estratos en el interior del tanque de almacenamiento, es un inconveniente importante debido a que puede dificultar la medición correcta del agua libre con pasta indicadora, además de imposibilitar la medición de la altura específica de aceite y agua en la franja de emulsión con este método, ya que ésta puede tener diferentes características de mezclado y significantes espesores sobre el nivel de agua libre.

Se pueden usar distintos métodos para aproximar la altura de la emulsión presente en el tanque de almacenamiento, como son los detectores electrónicos de interfase, cintas galvánicas y pastas indicadoras. Sin embargo se debe aceptar que los métodos son inadecuados para determinar los volúmenes específicos del crudo y agua presentes en la franja de emulsión.

En la actualidad no se cuenta con un procedimiento estándar para la determinación de los volúmenes de crudo y agua presentes en la emulsión de un intervalo del tanque de almacenamiento. En la práctica de campo el procedimiento más confiable para aproximar los volúmenes específicos de crudo y agua presentes en la franja de emulsión en el tanque, es el combinar la medición de la altura de la emulsión, el muestreo representativo de intervalos regulares de la capa de emulsión y el análisis del contenido de agua-sedimento de este muestreo.

Para determinar la altura de la emulsión presente en el tanque de almacenamiento se debe repetir el procedimiento indicado en el método de medición húmeda.

Los muestreos del intervalo de emulsión deben tomarse con múltiples muestreos de nivel a intervalos moderados suficientes para asegurar que combinados resulten una muestra representativa del intervalo emulsión en el tanque de almacenamiento. Repetir el procedimiento de muestreo tantas veces como intervalos sean seleccionados, cuidando que las muestras no se mezclen o contaminen.

Almacenar y manejar las muestras tomadas independientemente, asegurando el uso de recipientes con cierre hermético apropiados para el petróleo crudo, de tal forma, que las muestras no sufran degradación antes de ser analizadas en el laboratorio. Etiquetar los recipientes para su identificación.

Entregar los recipientes al laboratorio. En el caso de no contar con un laboratorio explícito de análisis para las muestras de crudo, se debe aplicar el método estándar de campo para la centrifugación de agua y sedimento en crudo.

Para determinar el contenido específico de agua y sedimento de cada intervalo muestreado, deben analizarse individualmente bajo el mismo método de prueba de centrifugación.

Con base en la medición de la altura total de la capa de emulsión y los intervalos determinados para el muestreo representativo, debe definirse la longitud de cada intervalo, para el cálculo del volumen bruto observado de los mismos con la tabla de calibración del tanque.

Aplicar los porcentajes particulares de agua y sedimento establecidos en el análisis de laboratorio o campo, a cada uno de los intervalos correspondientes y aproximar los respectivos volúmenes de crudo y agua en cada intervalo de la capa de emulsión total muestreada en el tanque de almacenamiento.

El volumen observado total de crudo presente en el intervalo de la emulsión en el tanque de almacenamiento, es la suma de los volúmenes de crudo determinados en cada intervalo muestreado. De la misma manera se calcula el volumen observado total de agua presente en el intervalo de emulsión.

Finalización de las operaciones para determinar el nivel de líquido en el tanque de almacenamiento.

Cerrar la tapa en la escotilla de medición con cuidado, limpiar las superficies manchadas de crudo y bajar las escaleras del tanque sin precipitación con la muestra y el equipo de medición. Una vez abajo se debe alinear el tanque a descarga o recibo según corresponda el caso mediante la apertura de las válvulas de descarga o carga del tanque. Reanudar la operación del sistema de agitación.

Entregar las muestras de crudo tomadas al laboratorio para su análisis. En el caso de no contar de un laboratorio explícito de análisis para las muestras de crudo, se debe aplicar el método estándar de campo para el análisis de las muestras.

Limpiar y guardar el equipo de medición en el lugar asignado para éste.

Preparar el reporte de medición y recoger o elaborar el análisis de laboratorio para las muestras de la correspondiente medición del tanque de almacenamiento. Archivar los reportes para un adecuado registro y control.

Ver detalles de la determinación de niveles de líquidos en tanques de almacenamiento a condiciones atmosféricas, Apéndice B

CAPITULO III

METODOLOGÍA DE MEDICIÓN PROPUESTA

A medida que la industria petrolera se reorganiza mediante adecuaciones a las fusiones, resulta muy evidente la normalización en la selección de productos y en la contratación externa de elementos de ingeniería, operaciones y mantenimiento. Esto no releva al usuario de su responsabilidad de conocer sus propios procesos y las tecnologías subyacentes empleadas. También existe una consolidación de proveedores y especialistas en medición con el compromiso de mantener la excelencia y la integridad del producto, esto implica que continuarán presentándose cambios en los métodos y equipos de medición como es el caso de los computadores de flujo denominados del tipo terciario, la innovación de tecnologías tendrá un efecto profundo en el futuro de los sistemas de medición, control y adquisición de datos.

Por lo antes expuesto no se puede desarrollar un computador de flujo sin considerar la creación de software y la arquitectura del hardware.

III.1. - Medidor de flujo másico⁸

Los procesos que incluyen reacciones químicas y transferencia de calor generalmente requieren información de flujo másico, los medidores másicos proveen una señal de flujo que es directamente proporcional a la velocidad de la masa del flujo en cualquiera de las fases líquido o gas.

La determinación del flujo másico puede efectuarse a partir de una medida volumétrica compensándola por las variaciones de densidad del fluido, o bien determinar directamente el caudal masa aprovechando las características medibles de la masa del fluido.

En el primer caso se compensa directamente la densidad o bien las variables de presión y temperatura.

Compensación de variaciones de densidad del fluido en medidores volumétricos.

En los líquidos, como son incomprensibles, la densidad tiene variación por los cambios en la temperatura del fluido. Si se instala un transmisor de densidad que mide está en condiciones de operación, bastará aplicar su salida directamente a la salida del transmisor de caudal para determinar así el caudal corregido.

III.1.1.- Medición directa del caudal-masa

Si bien en la industria se utilizan normalmente medidores volumétricos de caudal, con el caudal determinado en las condiciones de servicio, o bien compensado según la presión, la temperatura o la densidad tal como se ha mencionado anteriormente, en ocasiones es conveniente aprovechar las características medibles de la masa. En este caso existen cuatro sistemas básicos, los instrumentos térmicos, los de momento angular, los de coriolis y los de presión diferencial.

La realización de este trabajo se basa en la aplicación de la metodología del medidor de flujo ultrasónico “krohne” modelo ufm-500.

Los medidores de flujo ultrasónicos producidos por Krohne se encuentran certificados bajo las normas AGA 3, API 14.3 y de calidad ISO 9001, fabricados para trabajar bajo condiciones extremas de operación, tales como ambientes contaminados, lluviosos, altas y bajas temperaturas, con flujo laminar o turbulento, interferencias en las frecuencias, vibración y altas temperaturas de proceso.

Una amplia gama en los rangos de los medidores permiten elegir distintas versiones en función de;

- La dimensión de sus bridas
- Electrónica integrada al tubo de medición o separada del mismo
- Materiales de construcción del medidor a prueba de explosiones.

El principio de medición es el siguiente:

El medidor de flujo ultrasónico marca Krohne opera bajo el método diferencial de tiempo transitorio, la medición diferencial de tiempo transitorio está basado en un simple hecho físico.

Una onda de sonido viajando en la dirección del flujo del producto es propagada a una velocidad mayor que una onda que viaja en contra del flujo ($v_{ab} > v_{ba}$).

Los tiempos transitorios t_{ab} y t_{ba} son medidos y la diferencia ($t_{ba}-t_{ab}$) en tiempo de viaje por las dos ondas ultrasónicas es directamente proporcional a la velocidad media del flujo del producto (v_m).

La velocidad de flujo volumétrico por unidad de tiempo es la velocidad media del flujo del producto (v_m) multiplicada por la sección transversal de la tubería.

Un producto líquido es identificado por mediciones directas del tiempo transitorio de las ondas ultrasónicas. Suponiendo que hay una misma longitud (l).

Para las ondas, el tiempo transitorio en el agua es menor que en el aceite crudo.

Las especificaciones del equipo utilizado en la medición experimental fue:

- Medidor de 3" de diámetro.
- Operación a base de ondas ultrasónicas.
- Sin partes móviles.
- Sin obstrucciones en el diámetro interior.
- Display local presentando gasto instantáneo, volumen acumulado, mensaje de error.
- Cuerpo de aluminio a prueba de explosión.

Con las siguientes características:

- Exactitud: +/- 0.5% del valor medido
- Temperatura: -50 a 140 °C
- Material de construcción: acero inoxidable 316l
- Suministro eléctrico: 24 vdc o 110 vac
- Salida de pulsos: bls/d y m³/d
- Salida de corriente: 4 a 20 ma

Ahora bien la parte complementaria del medidor Krohne es el densitometro "solartron" integrado al medidor el cual permite corregir el flujo.

Los densitometros "solartrón" han sido diseñados para cumplir con las demandas más exigentes de aplicaciones en plantas modernas de proceso, los cuales han sido ampliamente probados y utilizados a nivel mundial en diversos sectores de producción, a continuación se describen los tres modelos de unidades disponibles para distintas aplicaciones:

- Equipo de acero inoxidable 7845 para aplicaciones generales de proceso
- Equipo de hastelloy c22 tipo 7846 diseñado para aplicaciones en medios corrosivos.
- Equipo 7847 diseñado para aplicaciones de laboratorio.

Con las siguientes características:

- Equipo: Modelo 7845/7846/7847
- Exactitud: 0.00035 gr/cc
- Rango de densidad: 0-3 gr/cc
- Repetibilidad: 0.00005 gr/cc
- Efecto de temperatura (corregido): +/-0.00005 gr/cc/°c
- Efecto de presión: +/-0.000006 gr/cc/atmósfera
- Presión máxima de operación: Modelo 7845 (100 atmósferas)
- Presión de prueba: 1.5 x presión de operación
- Rango de temperatura: -50 a + 110° c

Elementos mecánicos

- Partes mojadas: acero inoxidable 316l
- Cubiertas: acero inoxidable 316
- Bridas: acero inoxidable 316l
- Peso: 22 kilogramos

Elementos eléctricos

- Alimentación eléctrica: 16 a 28 vdc
- Señal de salida: modulación de corriente en línea de alimentación eléctrica

El densitometro solartron 7845 puede ser utilizado con convertidores de señal, los cuales convierten la señal análoga de 0/4-20 ma a cálculos de densidad en grados API,

III.2. - Medidor de corte de agua⁹

La tecnología para medir agua y aceite con amplios rangos de cortes de agua desde 0% a 100 %. ha sido investigado por muchos años por una multitud de instituciones, las cuales han tenido poco éxito en la transferencia de tecnología a uso práctico.

Aun así continúa desarrollándose la tecnología para determinar con exactitud la presencia de agua en un rango (0-100% del corte de agua) con la finalidad de facilitar la medición de producción o prueba de pozos, obteniendo de esta forma el contenido de las fases agua aceite en tiempo real. Esta técnica llamada oscilador de carga (oscillator load pull), el cual se basa en la detección de la permitividad de los fluidos, salinidad, temperatura, arrastre de gas y tipos de emulsión que afectan la inversión de fases y parámetros de medición.

La exactitud en la medición del contenido de agua en el aceite crudo ha sido un problema tanto en bajos porcentajes de agua (0-4%) como en altos porcentajes de agua (90-100%). La sensibilidad en las mediciones se ve afectada principalmente por la conductividad del agua salada.

De igual forma como se ha mencionado las emulsiones afectan la determinación del corte de agua. Una emulsión es una dispersión de un líquido en otro donde la fase continua o externa esta definida como la matriz en la cual las gotas son suspendidas. Las gotas que están alrededor de la fase continua son llamadas discontinuas o fase interna. Los dos tipos de emulsión serán abreviados como o/w para emulsión aceite en agua (agua continua) y w/o para el caso agua en aceite (aceite continuo).

El porcentaje de agua y su salinidad afectan en la inversión de fases, Si la mezcla es conductiva, entonces la emulsión es considerada o/w, pero si es resistiva la emulsión es del tipo w/o.

Debido a que las características eléctricas del fluido cambian dependiendo de la fase más alta, esta fase debe ser conocida antes de aplicar la medida del corte de agua. Ambos puntos de inversión de las fases w/o y o/w son dependientes del tipo de aceite, temperatura y salinidad. Cada uno de los parámetros debe ser considerado y compensado para alcanzar la exactitud en la medida del corte de agua.

Parámetros eléctricos en la medida del corte de agua.

Permitividad es un parámetro físico el cual define la propiedad eléctrica de una sustancia. Este parámetro consiste de una parte real y una imaginaria, las cuales son una constante dieléctrica y coeficiente de absorción, respectivamente. El valor de estos parámetros para una sustancia es dependiente de la estructura molecular y de su momento polar. En frecuencias por abajo de 20 MHz, la constante dieléctrica puede ser representado esencialmente por una capacitancia paralela. Instrumentaciones anteriores han utilizado este parámetro simple (capacitancia) para medidas w/o por arriba del 30 % de contenido de agua.

A frecuencias aproximadamente de 20 MHz la porción de la constante dieléctrica de la permitividad debe ser considerada como una línea de transmisión distribuida. A alta frecuencia el vector de una alta constante dieléctrica determina la velocidad de propagación de la energía electromagnética.

La constante dieléctrica del crudo incrementa con el aumento en el porcentaje de agua y en función de la temperatura. El aceite no es iónico o absorbente a altas frecuencias, pero el agua con contenido de sal es muy iónica y por lo tanto conductora.

Así la porción dieléctrica de la permitividad es funcionalmente proporcional al corte de agua: El coeficiente de absorción es indicativo de la fase continua de los fluidos. Por lo cual, la constante dieléctrica contiene toda la información requerida para hacer una medición del corte de agua y la fase de los fluidos.

Descripción de la tecnología.

Un instrumento fue desarrollado para la medición del contenido de agua desde 0 a 100% para cada fase. Este medidor de microondas para el corte de agua esta basado en una medición de la aparente permitividad de los fluidos en una sección tubular de 3 pg. y 2 ft. de longitud. Un oscilador operando aproximadamente a 120 MHz envía energía hacia la mezcla fluyente, un paquete electrónico recibe las señales y las registra. La figura III.1. Muestra estos componentes, el diseño no permite la acumulación de fluido que pudiera provocar incertidumbre. La sección de medición esta configurada como una línea coaxial actuando como el centro del conductor. Un oscilador de microonda esta conectado a una terminal y al centro del conductor. La distribución de los internos de la sección de medición así como los elementos de transmisión de la microonda dentro del fluido se muestra en la figura III.2.

Esta técnica es llamada oscilador de carga. Aunque este instrumento esta basado en una medición de microonda, el oscilador de carga es una nueva técnica la cual no presenta confusión como los métodos anteriores de resonancia y cavidades, esta técnica puede manejar la medición de la conductividad del material tales como las emulsiones del agua continua. A demás la sensibilidad de la fase a la microonda emitida es considerablemente mejor en comparación con los métodos anteriores.

Configuración del equipo

El sistema presentado en este trabajo para la de medición de corte de agua a base de microondas comprende tres partes principales:

- Un oscilador de microondas con la capacidad de operación selectiva en diferentes frecuencias.
- Una sección de medición para la cual el oscilador es conectado y a través de la cual la mezcla fluye.
- Un microcomputador para el control de salida, calculo de la fase y corte de agua.

El modulo oscilador contiene dos osciladores separados, cada uno esta diseñado para bajas frecuencias, para cambiar el corte de agua, para una fase continua dada, aceite o agua. El oscilador para aceite es calibrado alrededor de 100 MHz en frecuencia y proporciona aproximadamente 200 MHz de cambio de frecuencias para un cambio en porcentaje de corte de agua, manteniendo el aceite en fase continua. El oscilador para agua es calibrado alrededor de 130 MHz y tiene una sensibilidad de 50-150 KHz para un cambio en porcentaje en corte de agua, manteniendo el agua en fase continua, dependiendo del valor de salinidad del agua. El oscilador es seleccionado con base en el nivel de potencia reflejado, Para niveles altos de potencia reflejados (perdida baja), la emulsión es aceite continuo. Para niveles bajos de potencia reflejados (perdida alta), la emulsión es agua continua.

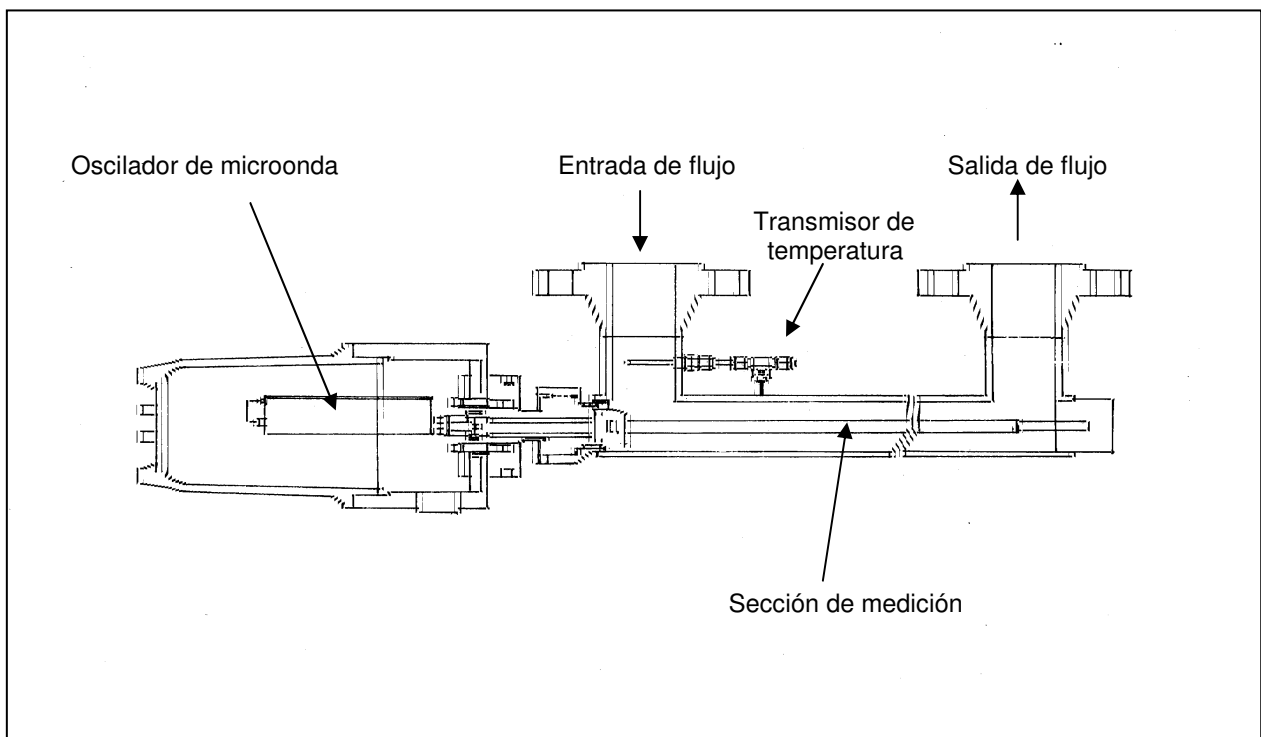


Figura. III.1 Medidor de corte de agua¹⁰

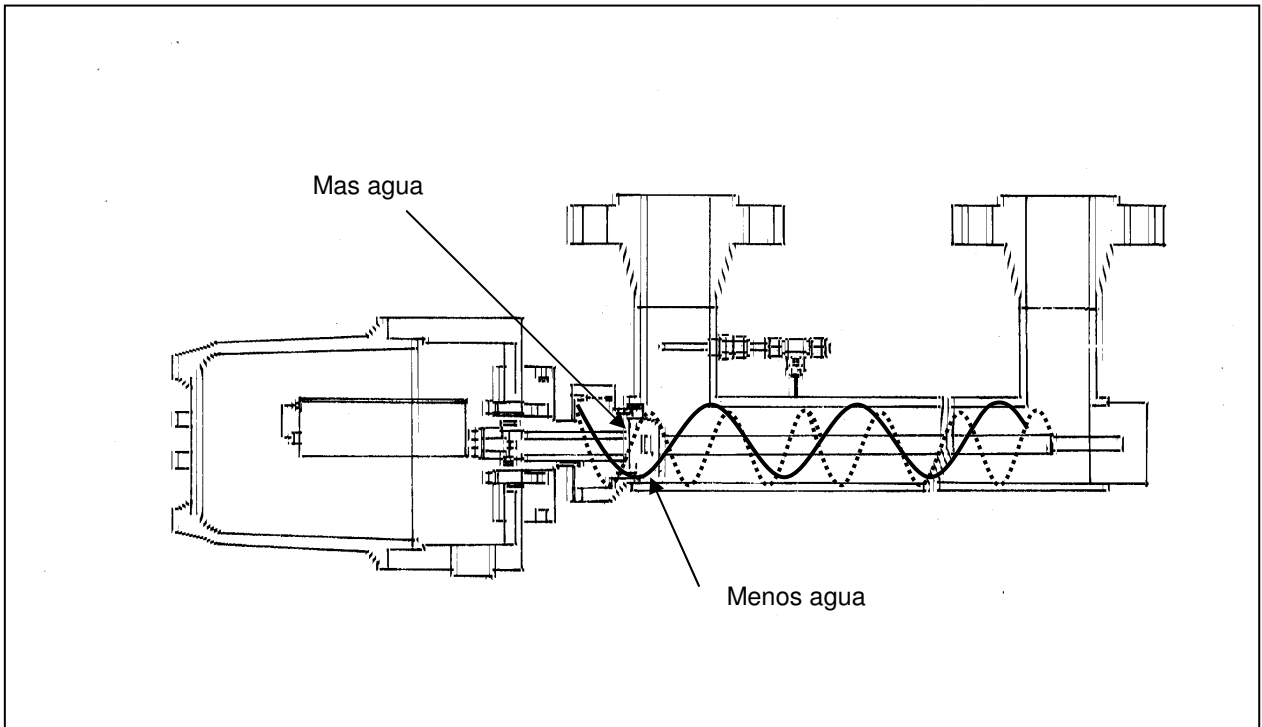


Figura. III.2.- Diferencia de frecuencia en función del corte de agua¹⁰

Cada oscilador es caracterizado para frecuencias y niveles de potencia reflejados en todos los cortes de agua, temperaturas y salinidades para ambas fases continuas.

El sistema de medición en operación detecta el nivel de potencia reflejado del oscilador arriba del límite, el agua es la fase dispersa y el aceite la fase continua. Similarmente, para niveles de potencia bajos el agua es la fase continua y el aceite la fase dispersa.

El equipo está configurado con entrada y salida en forma perpendicular, la caída de presión en este sistema para un aceite de 20 cp. Es menor a 0.2 psi para gastos de 50 GPM (1714 BPD) y menor que 1.4 psi para gastos de 160 GPM (5486 BPD).

Otro elemento es el computador el cual está configurado para llevar a cabo las funciones básicas de medición de frecuencia y oscilador de control, así como la determinación del corte de agua; presenta los datos a través de una pantalla visual, interfases digitales, y análogas. El computador provee la corrección de la medición al compensar las fases con la temperatura y salinidad de los fluidos.

Cabe indicar que estos sistemas deben ser previamente calibrados, donde la calibración es realizada utilizando aceite crudo a varias temperaturas, la frecuencia del oscilador es medida a cada 1 % de incremento de corte de agua desde 0 hasta 85 % de corte de agua. Esta calibración de fase de aceite establece la corrección de temperatura y la relación de frecuencia para el corte de agua requerido.

Las calibraciones son realizadas utilizando cloruro de sodio (NaCl) debido a su excelente solubilidad del agua y alto contenido iónico. En el ambiente petrolero, la disolución de las sales iónicas, incluye sales de bicarbonatos, calcio, carbonato, fierro, magnesio y otros. El parámetro importante que afecta la precisión en la medición es la conductividad total de las sales disueltas. Un campo de corrección para varias sales es hecha a través de un equipo de referencia llamado refractómetro de salinidad incluido con cada uno de los sistemas.

III.2.1.- El efecto del gas libre.

El efecto del gas libre es determinante en la desviación de las medidas de corte de agua realizadas en tanque de almacenamiento y las realizadas por este sistema. Esta influencia está ilustrada en la tabla III.1

El efecto puede estar influenciado por la eficiencia de separación, que permite el arrastre de gas en la corriente de líquidos propiciando turbulencia en el flujo y coadyuvando en la formación de emulsiones las cuales afectan en la determinación de fases y por consiguiente error de la medición.

% Real de agua	% Volumen de gas	% Agua indicado Phase Dynamics	% Error
20	2	19.8	0.2
20	5	19.5	0.5
20	10	19.0	1.0
20	20	18.0	2.0
50	2	49.5	0.5
50	5	49.0	1.0
50	10	48.0	2.0
50	20	47.0	3.0
90	2	88.0	2.0
90	5	85.0	5.0
90	10	80.0	10.0
90	20	70.0	20.0

Tabla III.1.Efectos del gas libre en el medidor.

La familia de medidores Phase Dynamics⁸, presenta esta alternativa de medición de corte de agua, la cual complementa el sistema de medición másico ambos instalados en línea. Cabe indicar que estos medidores de corte de agua tienen las siguientes características.

- Rango completo
 - Medición de 0-100% en emulsiones de aceite y agua
 - Corrección por efectos de salinidad
 - Insensibilidad a velocidades de flujo
 - velocidad necesaria por encima de 1 pie/seg.
 - para bajas velocidades de flujo requiere montaje especial ciclo de pruebas de autodiagnóstico cada 15 minutos

- Rango bajo
 - Rangos de medición de 0-4%, 0-10% y 0-20%
 - Alta estabilidad y repetibilidad
 - Corrección por temperatura en forma automática
 - Temperatura de fluido de 40° a 160° F
 - Exactitud: +/- 1%

Los medidores de corte de agua marca Phase Dynamics operan utilizando el oscilador de microonda, donde la emisión de microondas y la permitividad de los fluidos determinan los datos de salida.

La sección de medición es una pequeña barra sólida montada dentro de un tubo de diámetro más grande uno de los extremos de la barra está conectado a un oscilador sin amortiguador y el otro extremo se conecta al centro de un tapón de cortocircuito soldado.

La barra central está cubierta por un material plástico para evitar el contacto directo entre la barra de metal y las emulsiones conductoras de agua-aceite.

Eléctricamente esta combinación de tubería, barra y cubierta es una línea de transmisión coaxial, que termina en un cortocircuito, la señal de microonda se desplaza a lo largo del tubo dos veces; saliendo primero por el oscilador que posteriormente se refleja en el tapón de cortocircuito y regresa al módulo del oscilador.

La permitividad de la emulsión cambia conforme cambia el porcentaje de agua en el fluido.

La permitividad de la emulsión tiene dos partes, la constante dieléctrica y la pérdida. la constante dieléctrica del aceite es de 2.2 y la del agua es de alrededor de 70. la pérdida se determina primeramente por el contenido de sal en el agua.

Para una mayor exactitud del medidor de corte de agua de rango completo Phase Dynamics, es esencial conocer la salinidad del agua con la finalidad de introducir este parámetro en la unidad electrónica.

En resumen, la permitividad de la emulsión de aceite-agua en la sección del tubo de medición proporciona una impedancia compleja, o carga. La carga actúa directamente en el oscilador sin amortiguador para forzar un cambio predecible, repetible y preciso en frecuencia. Esta frecuencia es proporcional al porcentaje de agua de la emulsión.

La temperatura y la pérdida también afectan a la frecuencia; ambas se usan para la compensación con el fin de calcular el porcentaje de agua correcto.

El microprocesador utiliza la frecuencia medida para determinar el porcentaje de agua en cada segundo.

La tracción de la carga de un oscilador es un parámetro el cual es una medida del cambio de frecuencia del oscilador, cuando la carga que está conectada a él se modifica. Este es un parámetro usualmente diseñado para prevenir que el oscilador pueda ver la carga cambiante a través del uso de medios de aislamiento. Típicamente se utilizan amplificadores después del oscilador para aislar al oscilador de la carga.

Las ventajas de la tracción de la carga son su sencillez, la fuente de la frecuencia y energía de microondas es al mismo tiempo el transmisor y el receptor, además el uso de la tracción de la carga del oscilador aumenta la sensibilidad de los parámetros de medición de 100 a 1000 veces, sobre técnicas convencionales de medición con microondas. Este aumento de sensibilidad conlleva la capacidad de medir fluidos altamente absorbentes de energía, tales como agua salada con 28% de concentración de sal.

Por su sencillez, el sistema completo es fácil de reparar, es estable y confiable.

Los métodos anteriores no tenían la sensibilidad en los rangos de 60 a 90% de corte de agua, este mismo método proporciona reproductibilidad y estabilidad de las mediciones por la simplicidad y estabilidad de sus circuitos.

Características básicas:

- Analizadores con flujo a través de la sección de medición en diámetros de 1" a 4" de diámetro.
- Analizadores de inserción para instalación en tuberías de 3" de diámetro como mínimo.
- Tres configuraciones de sección de medición certificados.
- Termocople incluido.
- Fuente de corriente de auto calibración.
- Fuente de corriente configurable y salidas de alarma.
- Cálculo de aceite neto y agua neta, cuando se le conecta los pulsos de un medidor de flujo.
- Alimentación de 24 vdc, 120 vac y 140 vac.
- Acceso digital total a la información.

Todas las funciones del analizador son accedadas a través de cuatro interruptores de botón en el panel frontal del computador de campo, el desplegado de cristal líquido muestra los valores de la medición de porcentaje de agua, así como la temperatura, aceite neto, agua neta y la densidad del aceite.

parámetro	bajo rango		rango medio	rango total	rango alto
rango	0-4% 0-10%	0-20%	0%- inversión	0-100%	80-100%
exactitud	+/- 0.04% +/-0.1%	+/-0.2%	+/-0.5% fase aceite	aceite +/-0.5% agua +/-1.0%	+/-0.60% agua
repetibilidad	+/- 0.02%	+/-0.1%	+/-0.1%	aceite +/-0.1% agua +/-0.5%	+/-0.3% agua
resolución	0.01%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%
temperatura	60- 160°F	60- 160°F	60-160°F	60-160°F	60-160°F
salinidad	no aplica	no aplica	no aplica	0.5%-8.0%	0.5%-8.0%
versión alta temperatura	60- 220°F	60- 220°F	60-180°F	60-180°F	60-280°F

Tabla III.2.- Especificaciones operacionales de analizadores.

III .3. – Instalación de equipo para experimentación

El equipo para la medición de líquidos fue configurado como se muestra en la Figura III.3

- Pozos
- Cabezal de recolección
- Separador bifásico
- Medición de gas
- Medición de líquidos
 - Medidor másico
 - Medidor de densidad
 - Medidor de corte de agua
- Medición de presión y temperatura
- Tanque de medición

El equipo mencionado se ilustra a continuación:

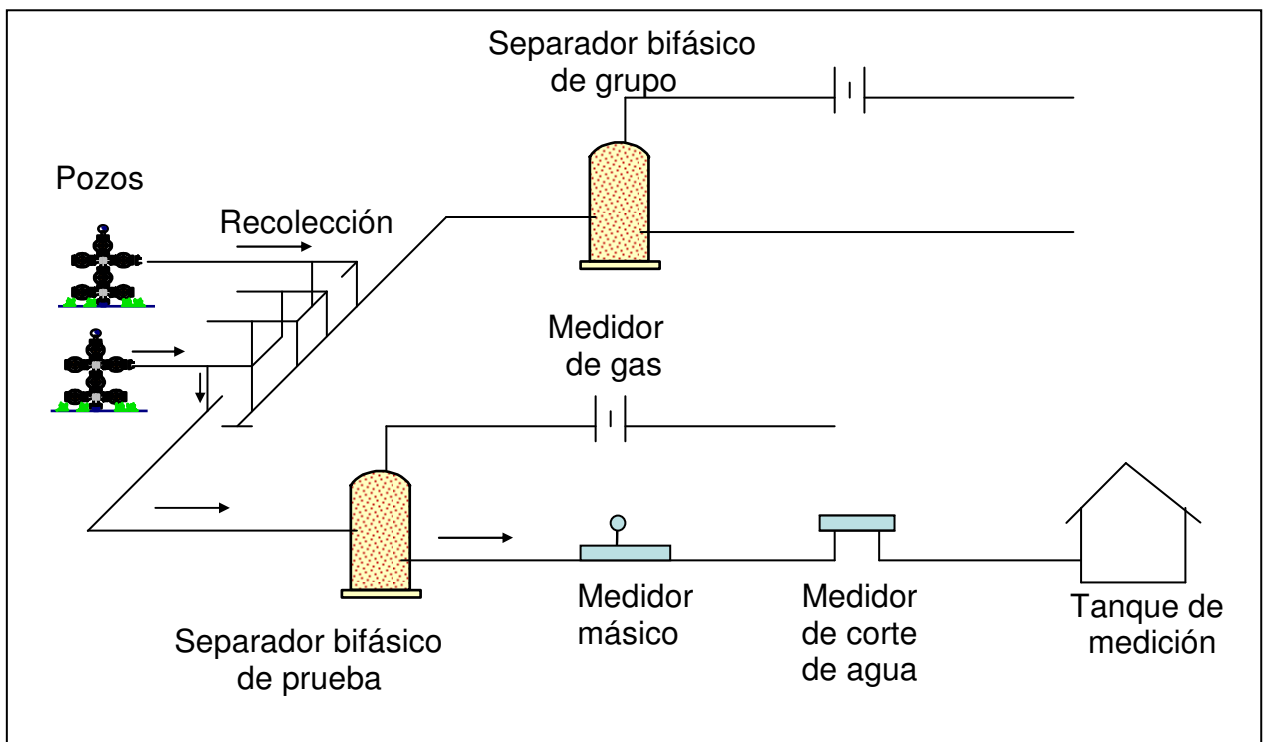


Figura III.3.- Distribución del equipo de experimentación.

Pozos.-Los pozos productores que fueron medidos en las pruebas referidas son:

Campo Samaria: 81, 82, 83, 84A, 85, 87, 91A, 92, 96A, 97, 99, 101, 102A, 103,
104A, 105A, 107, 109, 112B, 121A, 1109, 1119, 1175, 1187

Campo Iride: 118, 126, 128D, 130, 141, 1118

El equipo de separación, se integró con un separador vertical bifásico como se muestra en la figura III.4.



Figura III.4.- Separador bifásico de prueba en la batería 2 del campo Samaria en la Región Sur.

Por lo que respecta a la medición del gas separado se realizó con un medidor tipo porta placa, marca Daniels, Line bore de 6.065 “, con placa de orificio variable (2”, 2.5”, 3”) figura III.5, el aparato registrador utilizado fue de rango bourdòn 300 lb y rango hidráulico 100 “ de H₂O.

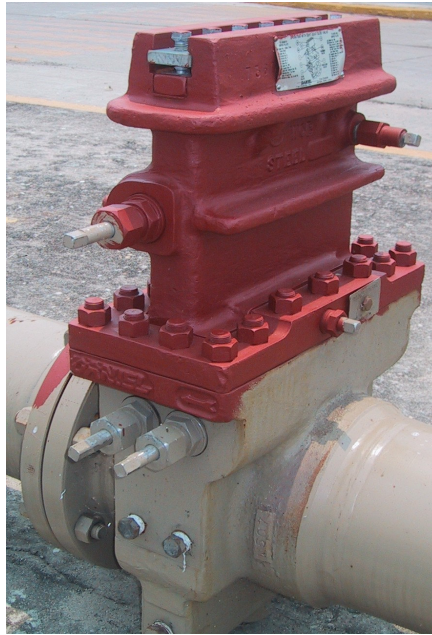


Figura III.5.- Medidor de gas en el separador bifásico de prueba en la batería 2 del campo Samaria en la Región Sur.

Medición de líquidos, durante esta etapa el líquido proveniente del separador bifásico fue medido por un sistema en serie constituido por un medidor másico figura III.6 y un medidor de corte de agua figura III.7, posteriormente se incorporó al tanque de almacenamiento a condiciones atmosféricas figura III.8 para su validación. Las características del equipo medidor másico fueron;

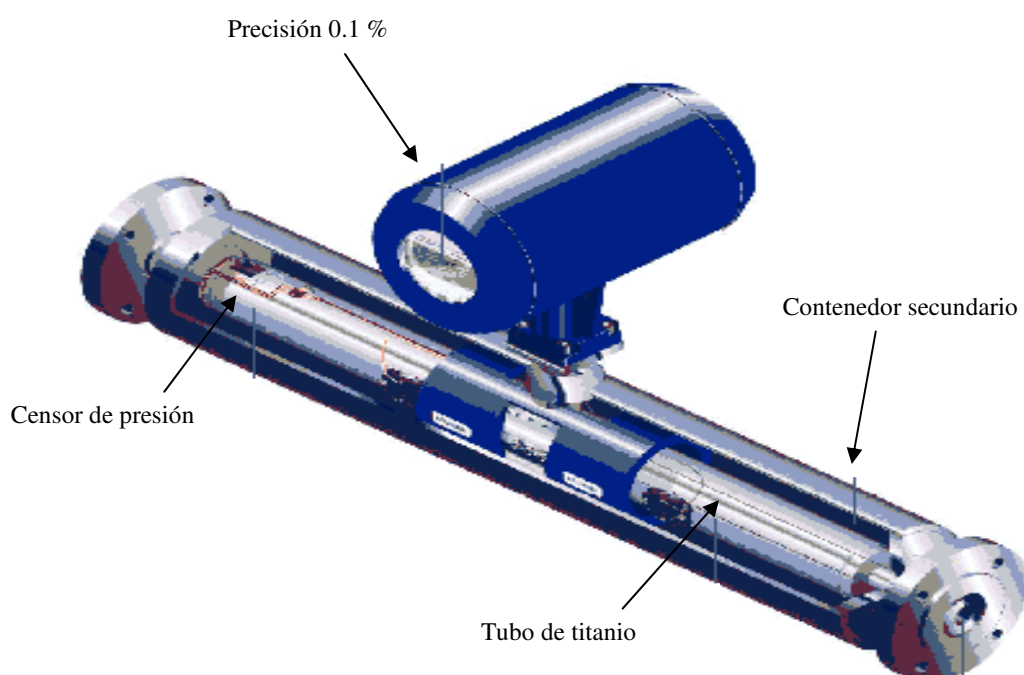
Diámetro: 3” – 300 ANSI Acero inoxidable

Rango Gasto Másico: 1500 a 180,000 Kg /hr

Rango Flujo Volumétrico: 250 a 32,000 BPD

Rango de Densidad: 0.5 a 2.0 gr/cm³

Límites de Exactitud:

Masa: $\pm 0.15\%$ del valor medidoDensidad: ± 0.002 a 0.009 gr/cm^3 Temperatura: $\leq 1 \text{ }^\circ\text{C}$ Presión de Operación: 64 kg/cm^2 Figura III.6.- Medidor másico 3''⁸.

Posterior a la medición másica, el líquido fue medido por un medidor de corte de agua con las características siguientes:

- Rango completo
 - Medición de 0-100% en emulsiones de aceite y agua
 - Corrección por efectos de salinidad
 - Insensibilidad a velocidades de flujo
 - velocidad necesaria por encima de 1 pie/seg
 - para bajas velocidades de flujo requiere montaje especial ciclo de pruebas de autodiagnóstico cada 15 minutos

- Rango bajo
 - Rangos de medición de 0-4%, 0-10% y 0-20%
 - Alta estabilidad y repetibilidad
 - Corrección por temperatura en forma automática
 - Temperatura de fluido de 40° a 160° F
 - Exactitud: +/- 1%

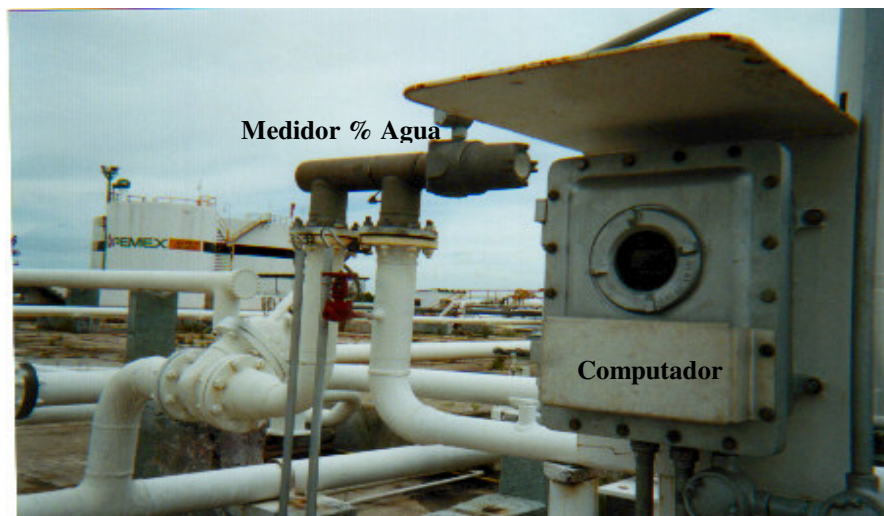


Figura III.7.- Medidor de corte de agua 4”⁹ utilizado en la prueba en la batería 2 del campo Samaria en la Región Sur.

Finalmente el líquido fue almacenado en un tanque con capacidad de 3000 bls.

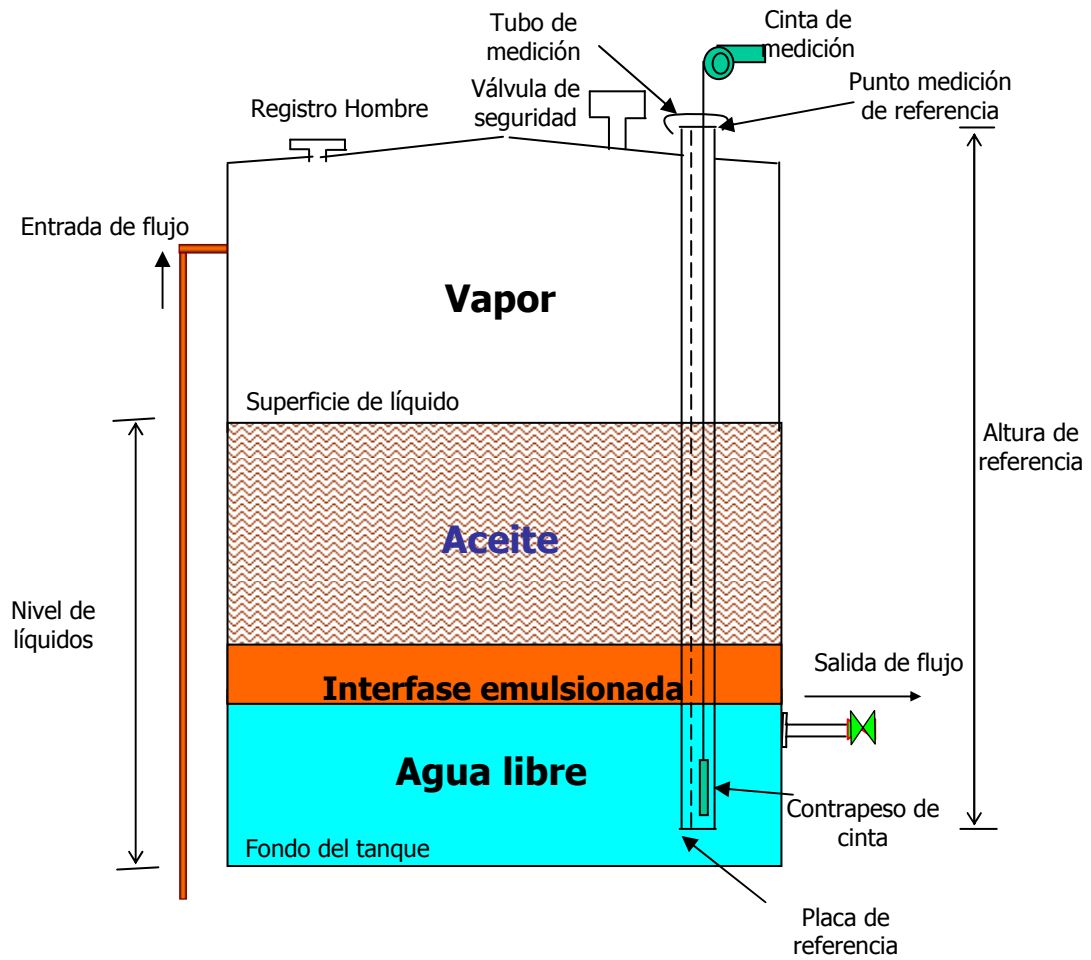


Figura III.8.- Tanque de almacenamiento

La distribución del equipo de medición se ilustra en la figura III.9.

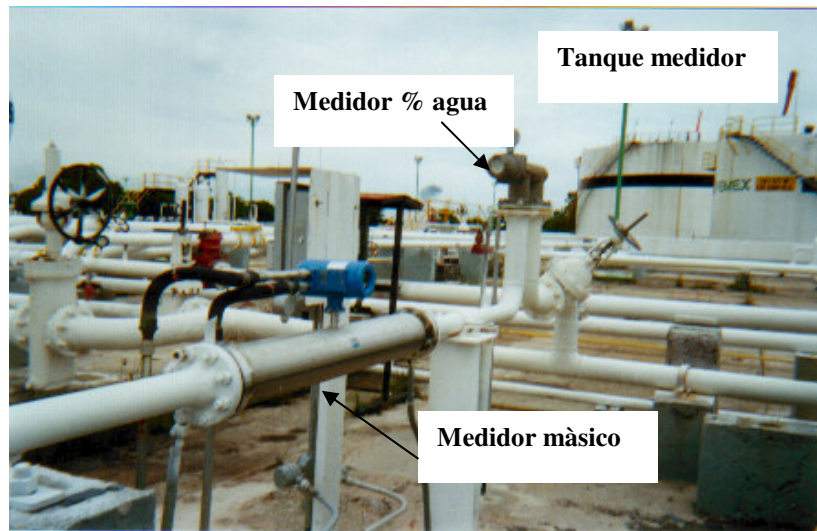


Figura III.9.- Medidor másico, de corte de agua y tanque de medición en la prueba en la batería 2 del campo Samaria en la Región Sur.

Finalmente los datos registrados; volumen de gas, volumen de líquido, corte de agua, densidad, presión y temperatura fueron almacenados en un computador de flujo figura III.10, los cuales fueron enviados en tiempo real vía modem al centro de proceso de datos.

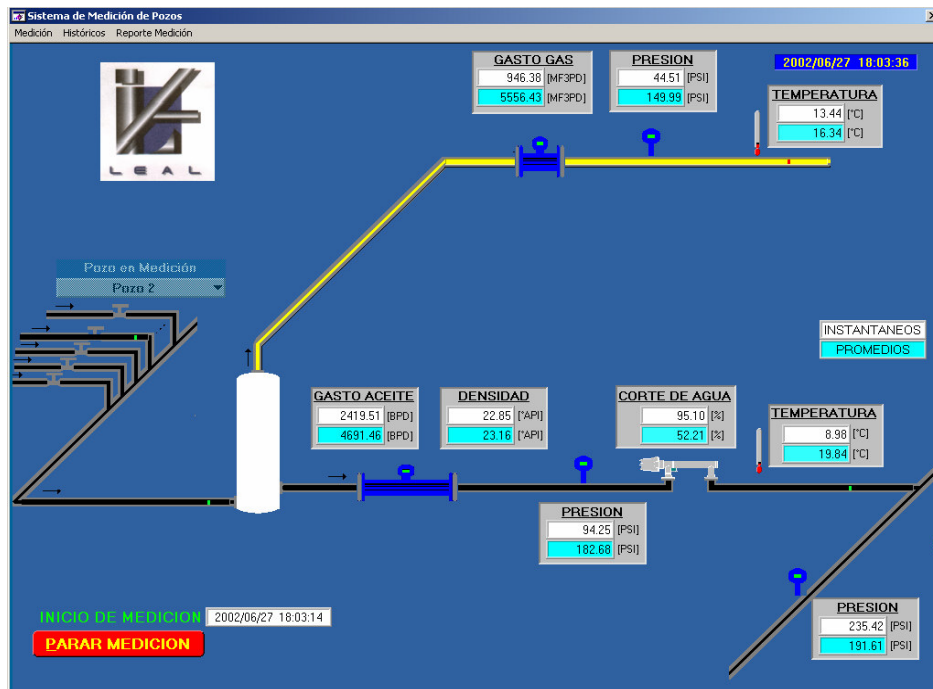


Figura III.10.- Configuración de salida de datos del computador vía modem⁸

III .4. – Desarrollo experimental

Como se ha mencionado esta fase experimental se desarrolló en la batería de separación No. 2 del campo Samaria, los pozos considerados para la prueba fueron 30 de los cuales 24 corresponden al campo Samaria y 6 al campo Iride, el registro de datos se efectuó en forma similar para cada uno de los pozos; los pozos en producción se direccionaron del cabezal recolector general hacia el sistema de medición en forma individual. En la secuencia de flujo, la mezcla de gas y líquidos pasa a través del separador de medición bifásico donde se separa el gas y el líquido.

El gas es medido con el sistema porta placa y enviado a compresión mientras que el líquido es medido en el medidor másico, posteriormente se determinó su corte de agua y fue enviado al tanque de almacenamiento para efectuar la medición.

Los pozos analizados durante la prueba registraron rangos de producción de aceite de 250 BPD hasta 7100 BPD, mientras que los volúmenes de producción de agua oscilaron en un rango de 1% a 15 %. En la tabla III.3 muestra los resultados para un pozo de gasto bajo, de igual forma en la tabla III.4 se presentan los resultados para un pozo de gasto moderado mientras que la tabla III.5 representa los datos para un pozo de gasto alto, finalmente los resultados de las mediciones de los 30 pozos se muestran en el Apéndice C.

SAMARIA No.121-A Cons.	Medidor Electrónico					Tanque	
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua
1	245	8	29	102	40	296	7
2	220	7	29	102	41	260	7
3	280	8	29	101	40	333	7
4	250	8	29	102	41	298	7
5	244	7	29	101	39	298	7
6	235	7	29	101	38	255	7
7	246	6	29	101	37	292	7
8	238	8	29	102	37	283	7
9	220	8	29	102	37	257	7
10	240	7	29	102	39	283	7

Tabla III.3.- Pozo de gasto medido bajo

SAMARIA No.109 Cons.	Medidor Electrónico					Tanque	
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua
1	3667	1	28	101	38	3575	1
2	3650	1	28	101	38	3595	1
3	3655	1	28	101	39	3604	1
4	3660	1	28	102	37	3590	1
5	3684	1	28	101	37	3651	1
6	3668	1	28	102	38	3613	1
7	3658	1	28	101	38	3590	1
8	3661	1	28	102	37	3624	1
9	3664	1	28	101	39	3594	1
10	3679	1	28	102	39	3627	1

Tabla III.4.- Pozo de gasto medido moderado

SAMARIA No.1187	Medidor Electrónico					Tanque		
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua
	1	7120	1	28	100	39	8188	1
	2	7112	2	28	100	39	8108	1
	3	7040	2	28	103	38	8378	1
	4	7080	2	28	102	39	8354	1
	5	7143	1	28	101	39	8000	1
	6	7092	1	28	101	38	7872	1
	7	7115	2	28	101	37	8111	1
	8	7110	1	28	102	37	8177	1
	9	7124	2	28	102	38	8264	1
	10	7136	1	28	102	39	8492	1

Tabla III.5.- Pozo de gasto medido alto

En la medición de cada uno de los pozos los datos obtenidos fueron almacenados y enviados para su análisis al sistema de control. El reporte tipo generado de cada pozo fue como se muestra en la figura III.11.

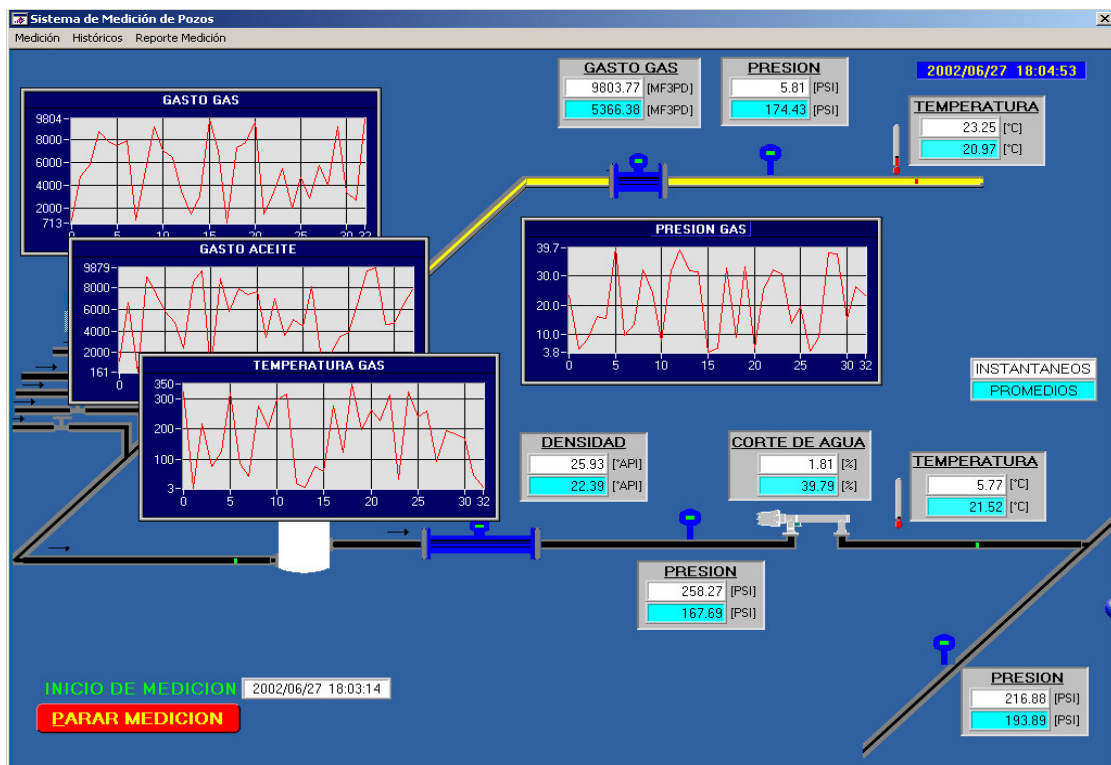


Figura III.11.- Reporte de datos del computador de flujo.

Pozo	Qo. Prom.Med.Elect. (BPD)	Qo. Prom.Med.Tanque. (BPD)	Desviación (%)	API	AGUA (%)	Temp (C)
121a	242	286	18.18	29	7	39
84a	420	473	12.62	30	4	41
107	454	518	14.10	27	28	38
141	553	620	12.12	24	9	38
104a	608	668	9.87	29	30	39
130	680	759	11.62	22	17	38
101	890	950	6.74	25	25	41
102a	929	975	4.95	26	12	40
105a	1219	1201	1.48	26	43	39
82	1430	1422	0.56	31	3	44
96a	1450	1443	0.48	28	5	40
99	1751	1732	1.09	28	52	40
112b	1796	1788	0.45	27	28	39
83	1807	1790	0.94	26	20	43
128d	2284	2270	0.61	29	1	38
91a	2290	2274	0.70	27	5	40
81	2583	2555	1.08	28	5	47
103	2619	2590	1.11	26	20	38
1175	3191	3157	1.07	31	10	52
92	3343	3292	1.53	29	3	40
1118	3434	3384	1.46	28	25	38
126	3434	3377	1.66	28	1	38
1109	3599	3559	1.11	41	10	30
109	3665	3607	1.58	28	1	38
118	3693	3652	1.11	28	0	39
1119	4103	4059	1.07	35	5	49
87	4241	4305	1.51	27	1	40
97	5041	5525	9.60	23	7	40
85	6778	7577	11.79	27	1	40
1187	7107	8194	15.29	28	1	38

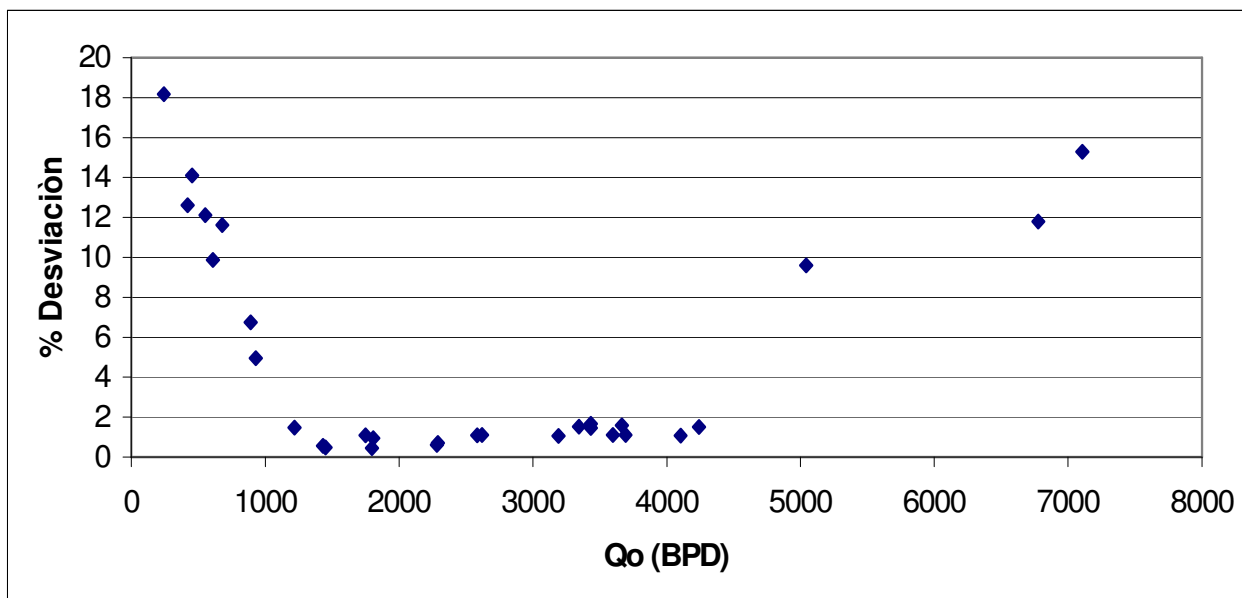


Figura III.12.- Volumen promedio por pozo con medidor electrónico y su desviación en la prueba realizada en la batería 2 del campo Samaria en la Región Sur

Pozo	Med. Electronico (BPD)	Med. Tanque (BPD)
121a	242	286
84a	420	473
107	454	518
141	553	620
104a	608	668
130	680	759
101	890	950
102a	929	975
105a	1219	1201
82	1430	1422
96a	1450	1443
99	1751	1732
112b	1796	1788
83	1807	1790
128d	2284	2270
91a	2290	2274
81	2583	2555
103	2619	2590
1175	3191	3157
92	3343	3292
126	3434	3384
1118	3434	3377
1109	3599	3559
109	3665	3607
118	3693	3652
1119	4103	4059
87	4241	4305
97	5041	5525
85	6778	7577
1187	7107	8194

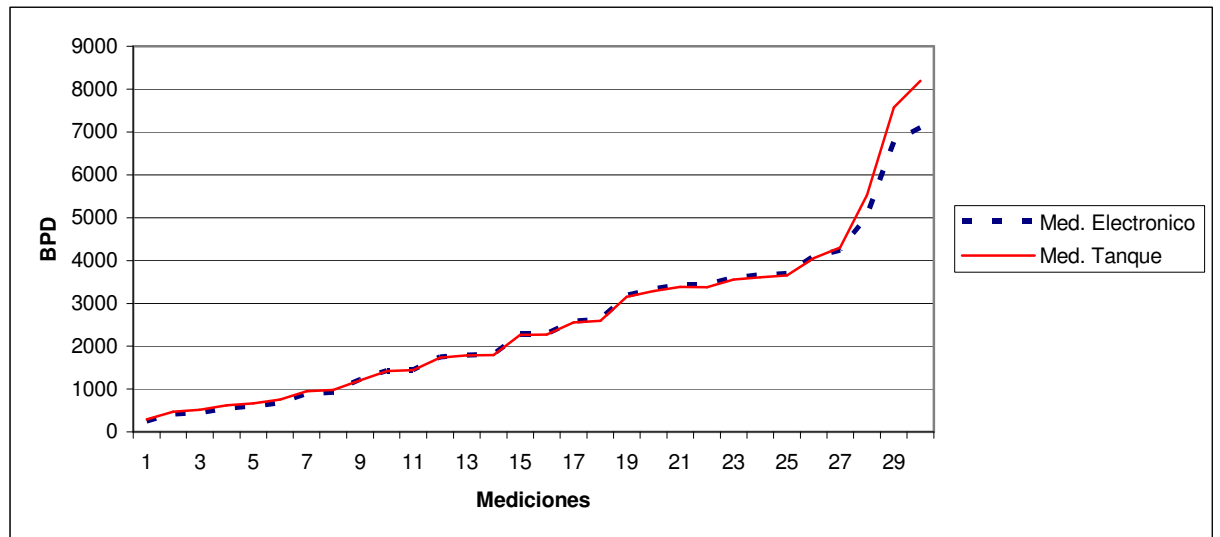


Figura III.13.- Volumen promedio con medidor electronico y medición en tanque en la prueba realizada en la batería 2 del campo Samaria en la Región Sur

III.5. Análisis y validación de resultados

Para la validación de la metodología propuesta utilizando medidor másico y medidor de corte de agua en línea se ha tomado como referencia las mediciones efectuadas en el tanque de medición a condiciones atmosféricas.

Los datos y las gráficas obtenidas con los medidores electrónicos en cada uno de los pozos muestran un comportamiento de flujo con desviaciones de 0 % hasta el 18 % con respecto a las mediciones efectuadas en el tanque de almacenamiento.

Durante el desarrollo de la prueba se analizaron en tiempo real los resultados obtenidos de los medidores de flujo y los resultados obtenidos en la medición en tanque. El análisis de los datos que se muestran en la figura III.12 tienen una tendencia similar tanto para los valores experimentales obtenidos con el sistema propuesto, como para los resultados derivados del método tradicional de medición a condiciones atmosféricas en tanque.

En la figura III.12 se observa la desviación en la medición realizada con el sistema electrónico y el tanque de almacenamiento, esta desviación se presenta tanto para gastos de aceite inferiores a 1000 BPD como para gastos superiores a 4000 BPD, de igual forma se observa que la desviación se incrementa desde 5% hasta 18% a medida que disminuye el gasto de 1000 BPD hasta 250 BPD que fue el volumen mínimo posible de medir con el equipo instalado. De igual forma la desviación esta presente a gastos mayores de 4000 BPD con tendencia de incremento de 2 % hasta 16 % a medida que incrementa el gasto de aceite desde 4000 hasta 7100 BPD.

Por lo tanto se puede observar en los resultados experimentales que el rango de 1000 a 4000 BPD tiene desviaciones del orden de 1 %, es por ello que el sistema propuesto bajo este rango de flujo es aceptable.

Por lo que respecta al porcentaje en el volumen de agua en cada pozo no fue significativo debido a que en el rango de flujo aceptable se tuvieron porcentajes de agua del 50 %, esto permite inferir que el mecanismo para la medición de corte de agua funciona adecuadamente y no implica mayor problema para su ajuste y confiabilidad.

En cuanto a la Temperatura, esta no presentó un papel determinante en la desviación de la medición debido a que se registraron temperaturas similares tanto en el rango de aceptación como en el rango de mayor desviación. De igual forma las diferencias en la densidad del aceite representados por la gravedad API, no representó factor de desviación debido a que el rango de aceptación se tuvieron aceites desde 26 API hasta 41 API mientras que para el rango de no aceptación se tuvieron aceites desde 22 API hasta 30 API.

El resultado grafico de la medición realizada a cada pozo con el sistema electrónico propuesto constituido por medición másica y medición de corte de agua en línea contra la medición de líquidos en tanque de almacenamiento a condiciones atmosféricas se muestra en la figura III.13. Donde se observa desviación con volúmenes inferiores registrados por el medidor electrónico.

Finalmente la totalidad de los pozos medidos se muestran en el anexo C.

El análisis de dispersión¹¹ del volumen medido con el sistema electrónico contra la medición realizada en tanque de almacenamiento a condiciones atmosféricas se muestra en la figura III.14

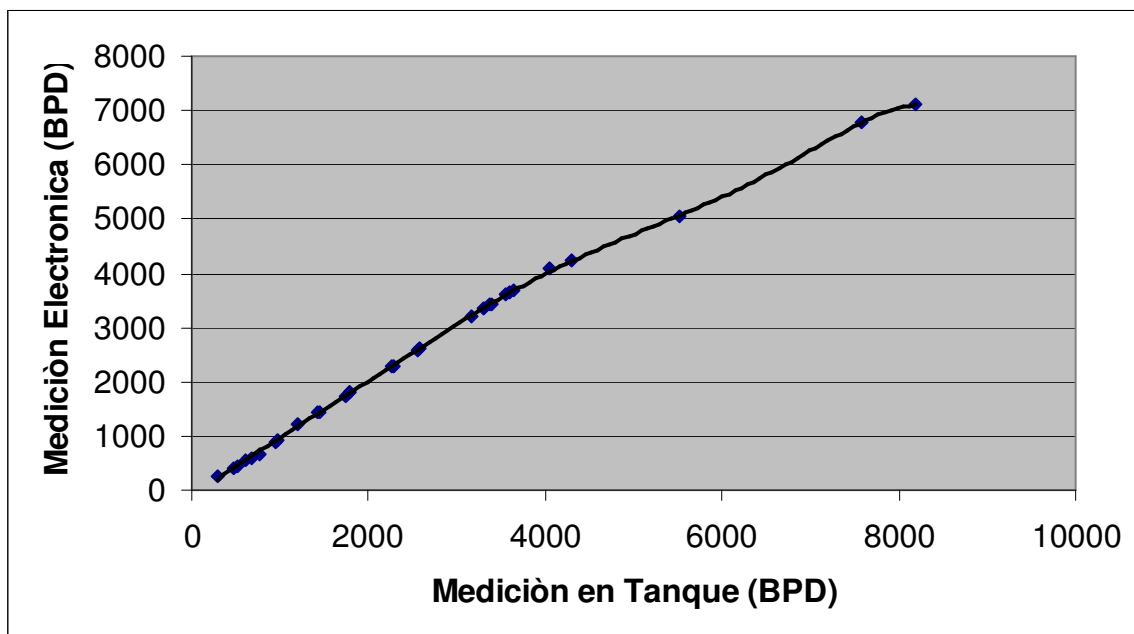


Figura III.14.- Dispersión medidor electrónico contra medición en tanque en la prueba realizada en la batería 2 del campo Samaria de la Región Sur

Ahora utilizando la Figura III.14 De la dispersión en el rango de 200 a 1000 BPD, donde se tiene desviación del 5 al 18 %, los datos del medidor electrónico pueden ser obtenidos mediante la siguiente ecuación:

$$y = 5E-07x^3 - 0,0008x^2 + 1,3536x - 89,16 \dots \dots \dots (III.1)$$

Por lo que respecta al rango 1000 a 4000 BPD, donde se tiene desviación de 1%, se puede obtener el volumen con la siguiente ecuación:

$$y = 6E-09x^3 - 6E-05x^2 + 1,1874x - 168,68 \dots \dots \dots (III.2)$$

Y para el rango 4000 a 7000 BPD, donde se tiene desviación del 2 al 16% se puede obtener el volumen con la siguiente ecuación:

$$y = -5E-08x^3 + 0,0008x^2 - 4,3395x + 10914 \dots \dots \dots (III.3)$$

Considerando el comportamiento del medidor utilizado en el rango total de 200 a 7000 barriles por día, los datos del medidor electrónico pueden ser obtenidos mediante la siguiente ecuación:

$$y = -4E-19x^6 + 9E-15x^5 - 7E-11x^4 + 3E-07x^3 - 0,0005x^2 + 1,4211x - 172,31 \dots \dots \dots (III.4)$$

CAPITULO IV

MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO

Petróleos Mexicanos, en la Región Sur desarrolló¹² una estrategia para efectuar la medición multifásica de hidrocarburos provenientes de los pozos en explotación, los objetivos principales son mejorar los valores de certidumbre y la estandarización en la cuantificación de los fluidos producidos. El plan integral de trabajo establecido se muestra en la figura IV.1.

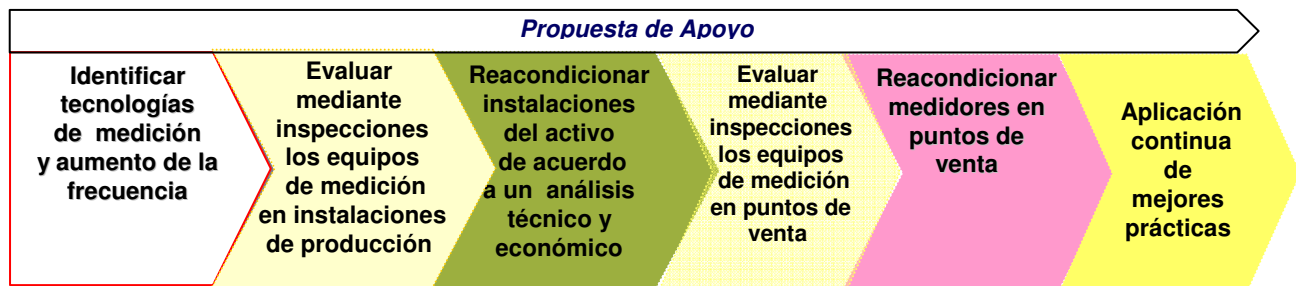


Figura IV.1.- Estrategia de trabajo para medición de pozos en la Región Sur de Petróleos Mexicanos

En cada una de las etapas propuestas se consideró prioritaria la definición de las variables técnicas, económicas, de seguridad y ecología. Adicionalmente los resultados de los volúmenes de hidrocarburos medidos a través de la tecnología seleccionada deben estar en el rango de confianza a las condiciones de operación presentes y que permitan tener esa confianza a cambios de condiciones futuras de operación previamente consideradas, por lo cual es necesario conocer los valores intrínsecos que proveen la exactitud al medidor:

- Incertidumbre asociada a las técnicas de cálculo.
- Incertidumbre asociada al medidor (elemento primario).
- Incertidumbre asociada a elementos secundarios.

IV.1.- Tecnologías de medición.

El planteamiento de la estrategia mencionada es derivado de que en la región sur se tiene baja frecuencia en la medición de pozos aunado a lo anterior el sistema utilizado es de tipo convencional sin certificación de los equipos de medición de gas y líquido.

Actualmente las nuevas tecnologías en medición de flujo de hidrocarburos se clasifican en tres grupos principales, multifásicos en línea, separador ciclónico gas líquido GLCC y separación convencional de alta eficiencia. Los cuales se dividen en diferentes sistemas como se muestra en la figura IV.2.

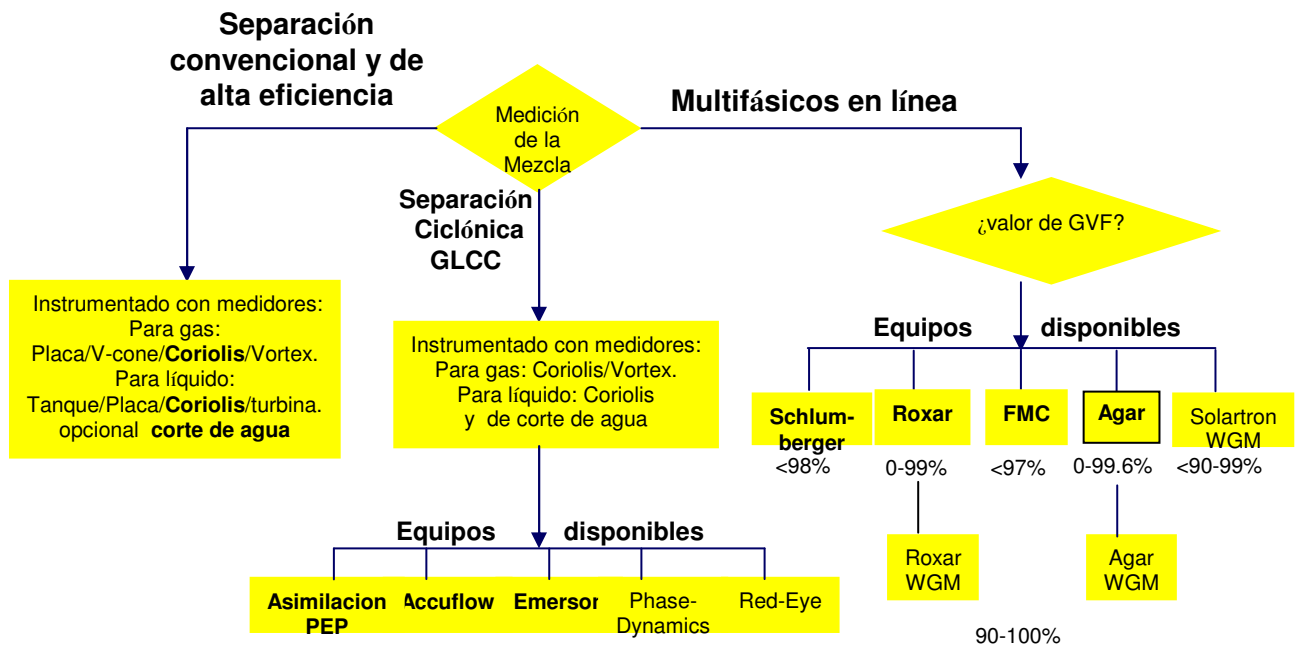


Figura IV.2.- Sistemas de medición de flujo de hidrocarburos.

Haciendo referencia a las nuevas tecnologías en la medición multifasica, en la tabla IV.1 se mencionan los nombres comerciales de los medidores multifásicos en línea así como sus características de medición para gas, aceite y corte de agua. De igual forma se indica sus rangos de incertidumbre en función del factor de volumen de gas GVF.

Nombre comercial del medidor	Medición multifásica	Medición		
		Aceite	Gas	Corte de agua
Schlumberger-Phase Tester	Línea (sin separación de fases)	Fuente radiactiva de rayos gamma	Fuente radiactiva de rayos gamma	Fuente radiactiva de rayos gamma
Roxar-MPFM 1900 VI	Línea (sin separación de fases)	Fuente radiactiva de rayos gamma Sensores de capacitancia impedancia	Fuente radiactiva de rayos gamma Sensores de capacitancia impedancia	Fuente radiactiva de rayos gamma Sensores de capacitancia impedancia
FMC-Top Flow	Línea (sin separación de fases)	Sensores de capacitancia impedancia y correlación-cruzada	Sensores de capacitancia impedancia y correlación-cruzada	Sensores de capacitancia impedancia y correlación-cruzada
Agar-MPF 400	Preseparación ciclónica de fases diversor	Desplazamiento positivo y Venturi	Dual Venturi	Microondas

Tabla IV.1.- Elementos de medición de equipos multifásicos en línea.

De igual forma en la tabla IV.2. Se muestra la capacidad de manejo de la fracción de vapor GVF por parte de las compañías así como la incertidumbre asociada a la medición.

Compañía	GVF Máximo	Incertidumbre
Schlumberger	98%	Aceite: $\pm 2.5 \%$ Agua: $\pm 5 \%$ Gas: $\pm 5 \%$
Roxar/Surpetrol	99%	Aceite: $\pm 3\%$. Agua: $\pm 2\%$. abs Gas: $\pm 6\%$
Agar	99.6%	Aceite: $\pm 2\%$ de la escala completa, más $\pm 5\%$ Agua: $\pm 2\%$ de la escala completa, más $\pm 5\%$ Gas: $\pm 5\%$ de la escala completa, más $\pm 5\%$

Tabla IV.2.- Valores de incertidumbre de las compañías que poseen medidores multifásicos en línea.

Ahora bien cada una de las tecnologías son susceptibles de calibración en línea mediante el arreglo de equipos como se muestra en la figura IV.3.

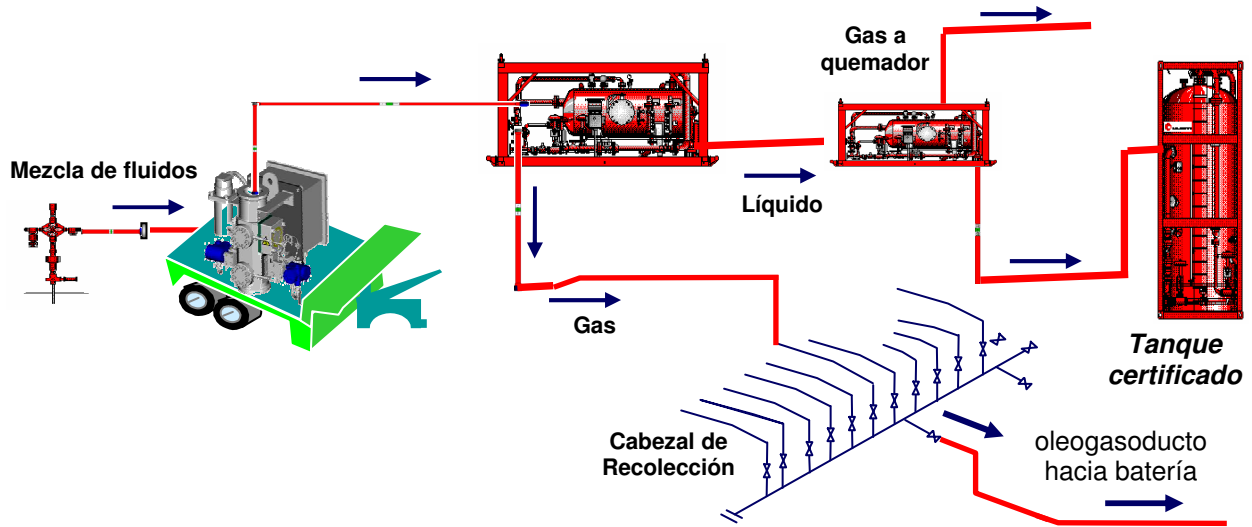


Figura IV.3.- Calibración de equipos de medición multifásicos en línea

IV.2.-Información específica de las tecnologías propuestas.

El equipo para medición multifásica en línea Phase Tester propuesto por la compañía Schlumberger se muestra en la figura IV.4

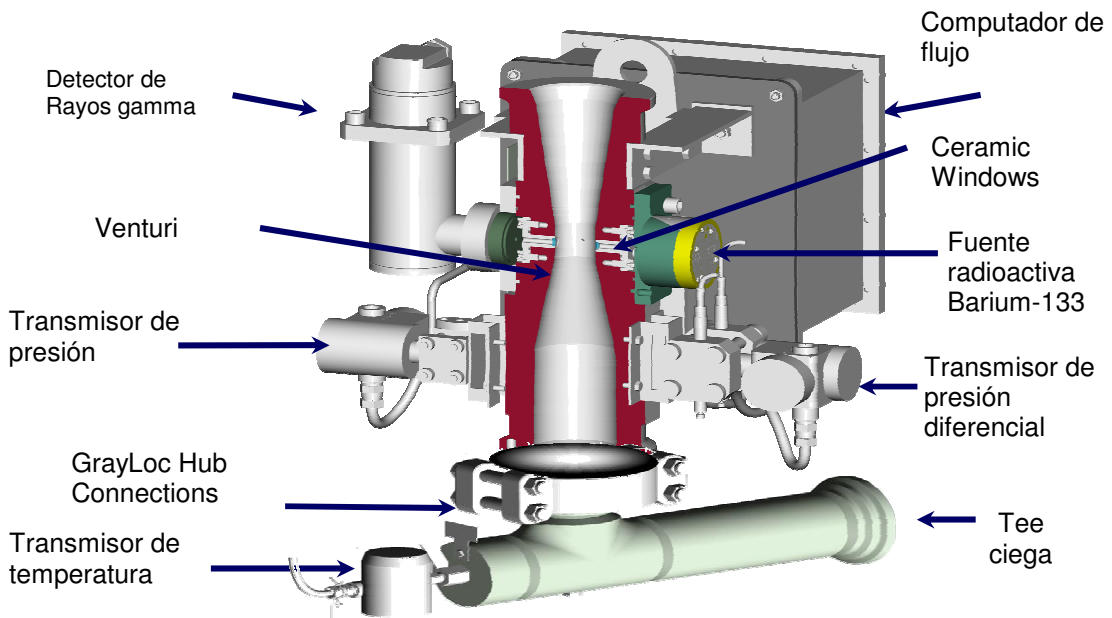


Figura IV.4.- Medidor multifásico en línea Phase Tester ¹²

Resultados primarios obtenidos:

- Porcentaje de la fase. Figura IV.5
- Densidad de la mezcla
- Gasto del flujo total de la masa
- Relación agua – líquida & Fracción de volumen de gas.

Resultados secundarios obtenidos:

- Gasto de flujo volumétrico @ condiciones de línea.

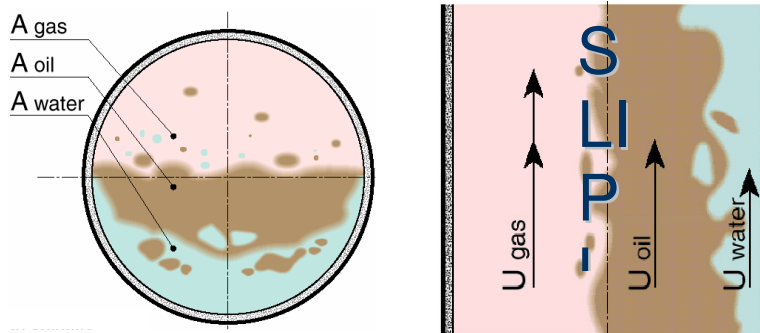


Figura IV.5.- Distribución de fases de flujo

El equipo para medición multifásica en línea propuesto por la compañía Roxar se muestra en la figura IV.6. Este puede operar en instalaciones terrestres, lacustres y marinas.

Existen también modelos para su uso submarino, sus rangos de operación se muestran en la figura IV.7



Figura IV.6.- Medición multifásica en línea-Roxar¹²

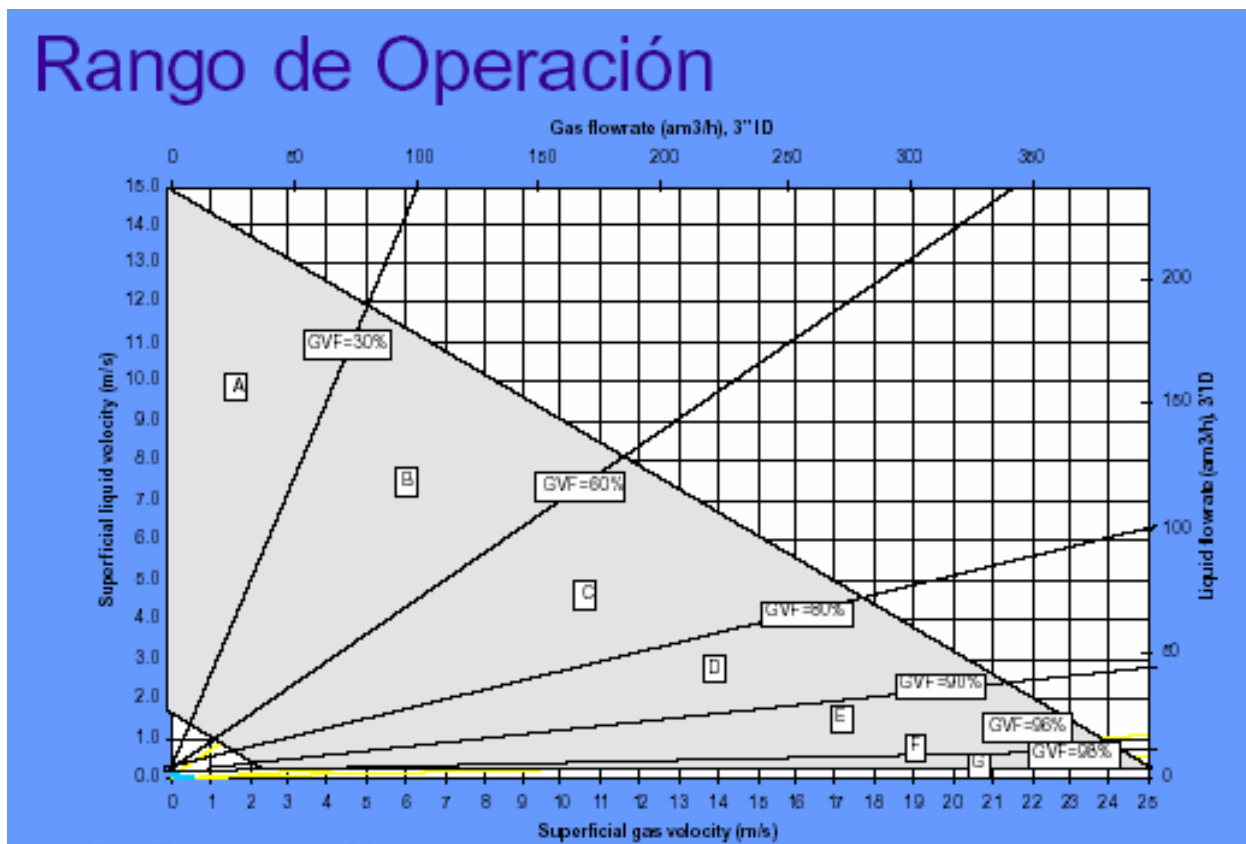


Figura IV.7.- Rango de operación medidor Roxar¹²

Referente a la tecnología de medición en línea propuesto por la compañía Agar. Se muestra en la figura IV.8. y sus rangos de operación se muestran en la figura IV.9.



Figura IV.8.- Medición en línea tecnología Agar¹²

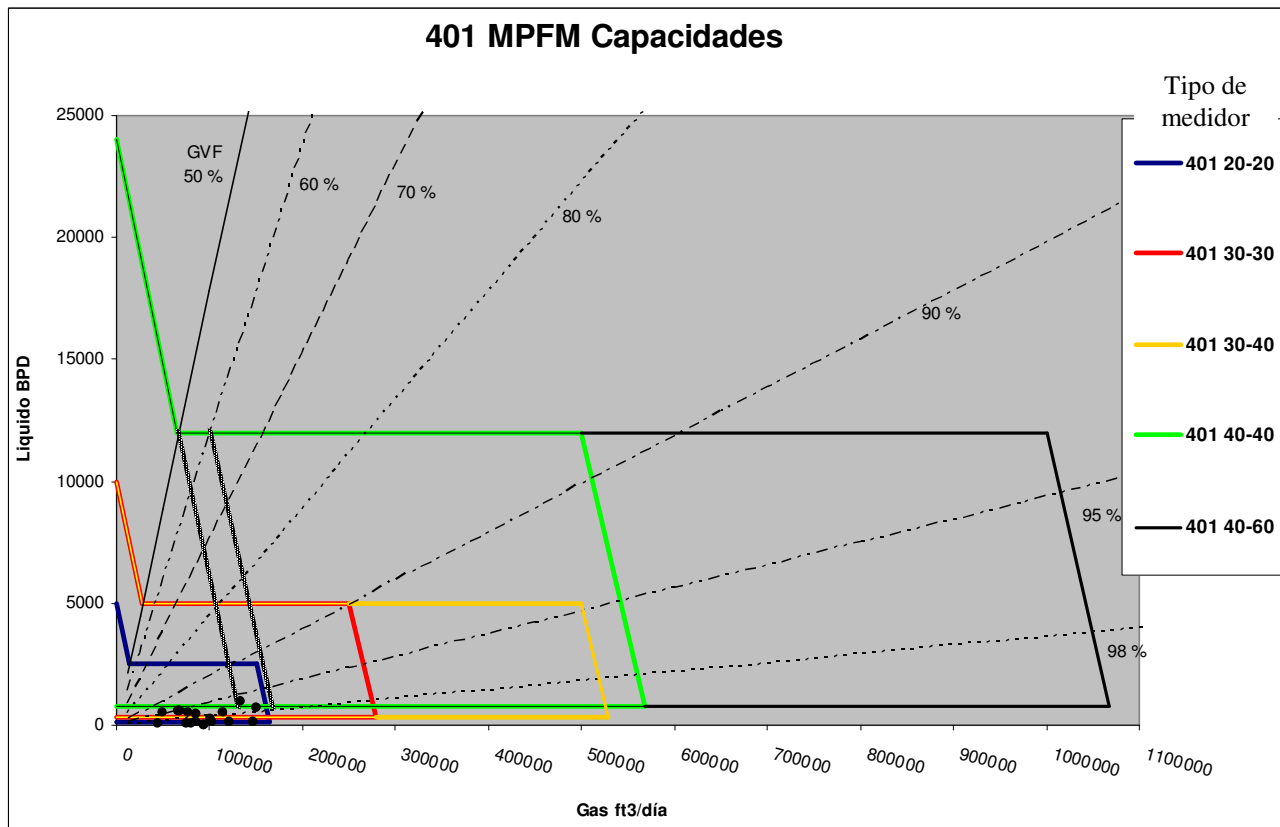


Figura IV.9.- Rangos de medición tecnología Agar¹²

Referente a la medición multifásica mediante la tecnología del separador ciclónico gas líquido GLCC¹³. Es un separador de prueba con entrada tangencial, sin soldaduras que separa la mezcla proveniente del pozo en fases individuales de aceite, gas y agua; y es capaz también de manejar porcentaje de sólidos. Su interfase se puede ajustar de 10% a 55% del diámetro interior del separador. Se muestra en la figura IV.10 y tabla IV.3

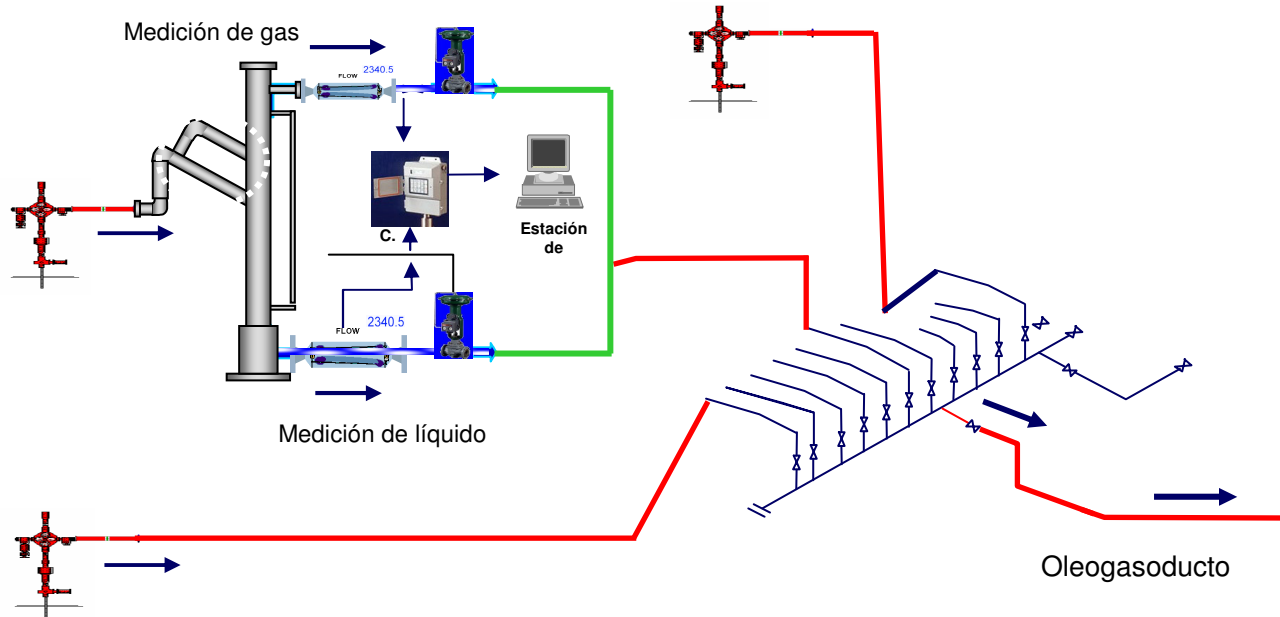


Figura IV.10.- Arreglo propuesto para la medición de pozos con la tecnología GLCC.

Nombre comercial del medidor	Medición multifásica	Medición		
		Aceite	Gas	Corte de agua
AccufLOW	Separación ciclónica de fases (tecnología GLCC modificada)	Coriolis	Vortex	sin equipo
Emerson-1WT	Separación ciclónica de fases (diseño Tulsa)	Coriolis	Vortex	Microondas
Phase Dynamics	Separación ciclónica de fases	Coriolis o cualquier medidor	Vortex o cualquier medidor	Microondas
Red Eye	Separación ciclónica de fases	Coriolis o cualquier medidor	Coriolis cualquier medidor	Rayos infrarrojos

Tabla IV.3.- Medidores sistema GLCC.

El flujo multifásico (aceite, agua y gas) entra al separador ciclónico GLCC, en forma tangencial, creando una acción ciclónica en donde el gas es separado, este fluye hacia la parte superior y el líquido debido a la acción de la gravedad es enviado hacia la parte inferior logrando condiciones favorables para realizar las mediciones independientes de las fases. Las condiciones de presión y nivel dentro del separador, son registradas y controladas a través de las válvulas automáticas de gas y líquido, a fin de garantizar la eficiencia de separación, ambas corrientes se reincorporan en la salida del sistema GLCC antes de retornar a la línea de producción. Figura IV.11.

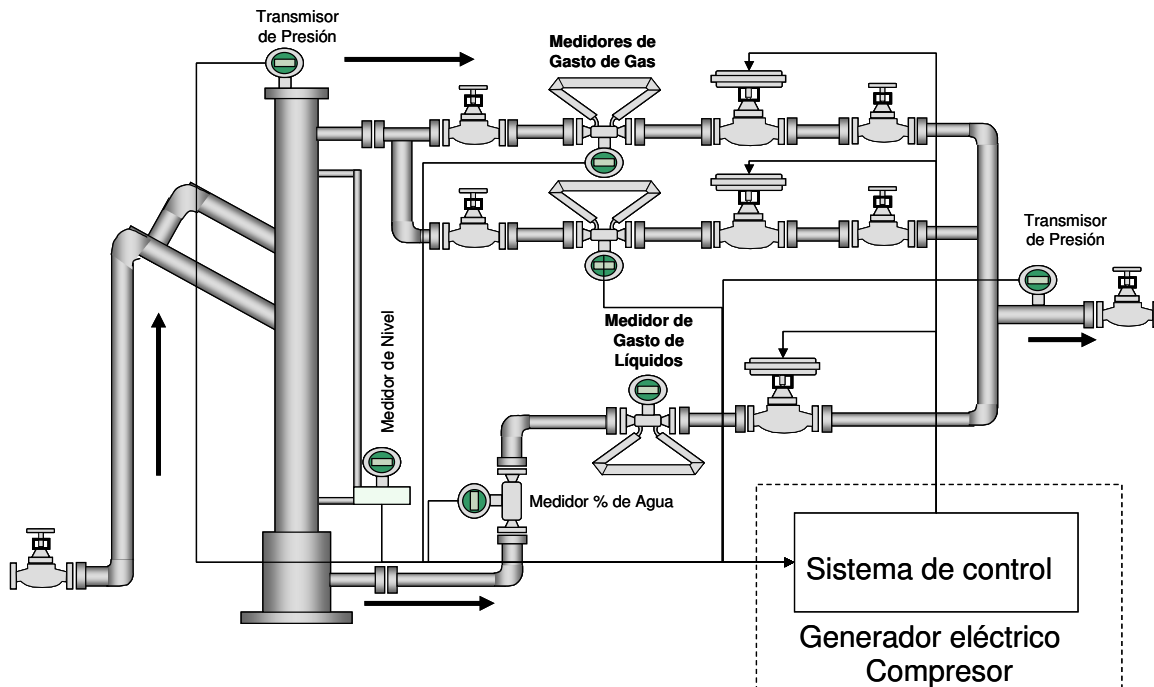


Figura IV.11.- Medición e instrumentación GLCC¹³.

En términos generales el equipo GLCC está integrado por:

- Un separador ciclónico compacto para segregar las fases de gas y líquido
- Una sección estabilizadora para amortiguar la turbulencia provocada por los baches la cual funciona como una segunda etapa de separación.
- Un controlador de nivel para mantener la eficiencia de separación, accesorios e instrumentación.
- Medidores en tiempo real, tipo Vortex para la medición del gas y tipo coriólis para la medición de líquidos (aceite/agua).
- Unidad de control y cálculo que determina los gastos de gas y líquidos.

Rangos de operación:

- Gasto de Aceite 500 – 10,000 BPD
- Gasto de Gas 0.4 – 16 MMSCFD
- Densidad de Aceite 26.2 – 34 °API
- Temperatura 60 – 130 °C
- Presión 142 - 568 psi
- Incertidumbre
 - ±2 % para el aceite
 - ± 5 % para el agua
 - ±5% para el gas.

Limitaciones generales de un medidor GLCC:

- Deficiencia en producción con bacheo severo que exceda la capacidad de diseño
- Deficiencia en la producción de crudo con espuma
- Problemas en el manejo de emulsiones estables

Finalmente para el tercer grupo de medidores con equipo de separación convencional de alta eficiencia se tiene la tecnología de reflectometría – Schlumberger, Figura IV.12.

Este sistema de medición tiene un separador de prueba sin soldaduras que separa la mezcla proveniente del pozo en fases individuales de aceite, gas y agua; tiene la capacidad de manejar un porcentaje de sólidos. Su nivel de interfase se puede ajustar de 10% a 55% del diámetro interior del separador. Considera medidores de flujo de masa para las corrientes de aceite, gas y agua, con analizador de corte de agua en la corriente de aceite presenta una incertidumbre de:

Gas: $\pm 3 \%$

Aceite: $\pm 3 \%$

Agua: $\pm 3 \%$



Figura IV.12. Tecnología de medición basado en reflectometría – Schlumberger¹².

De las tecnologías mencionadas en los tres grupos principales para la medición de flujo de hidrocarburos; multifásicos en línea, separador ciclónico gas líquido GLCC y separación de alta eficiencia, la Región Sur a implementado un diagnostico para la medición de 112 pozos y la utilización del tipo de medidor estará en función de las características de los pozos principalmente; volumen de gas, volumen de aceite, factor de vapor GVF, presión y temperatura.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo de este trabajo es aportar a la industria petrolera una metodología para la medición de pozos en línea en tiempo real utilizando un medidor másico complementado con un medidor de corte de agua, validado contra la medición convencional en tanques atmosféricos de almacenamiento. De igual forma es presentar el plan integral de la Región Sur utilizado para la selección de la medición multifásica en línea como una alternativa mas para la medición y toma de información de pozos que permita su intervención en forma oportuna. Del trabajo realizado se obtienen las siguientes:

Conclusiones:

- 1.- Los computadores de flujo y la transmisión de datos en tiempo real facilitan la información y agilizan la toma de decisiones para la intervención de pozos.
- 2.- La metodología propuesta permite eliminar los errores durante el muestreo de laboratorio convencional, para la determinación de corte de agua.
- 3.- La viscosidad de los líquidos es un factor determinante, en la formación de emulsiones debido a que favorece la estabilidad de la emulsión afectando en forma directa la medición, este fenómeno se agudiza en crudos pesados.
- 4.- La salinidad del agua fluyente, es un factor importante en la exactitud de la medición, debido a que afecta en forma directa la conductividad y esta a su vez influye en la sensibilidad de la determinación. En bajos contenidos de agua su efecto es mínimo.

-
- 5.- Las emulsiones y la presencia de sedimentos sólidos tienen una influencia considerable en la determinación de volúmenes de líquidos en tanques de almacenamiento.

 - 6.- La determinación del agua libre en el tanque de almacenamiento se maneja con incertidumbre debido al poco tiempo de residencia durante la medición experimental.

 - 7.- Como se ha revisado en la literatura y corroborado en la fase de experimentación de este trabajo la presencia de gas en la medición de la fase líquida, incrementa las diferencias de volumen registradas en el sistema electrónico de medición.

 - 8.- El mantenimiento es mínimo lo cual permite una mayor continuidad en el proceso de medición.

 - 9.- La medición permite incrementar las condiciones de seguridad debido a que el personal que realiza las mediciones no estará en contacto con los vapores emanados del tanque.

 - 10.- Referente a la estrategia que se encuentra en ejecución por parte de la Región Sur para el diagnóstico y aplicación de las tecnologías de medición multifásica, esta tiene el objetivo de incrementar la certidumbre y frecuencia en la medición de pozos, para toma de decisiones a nivel de pozos, conocer su comportamiento de producción así como tomar acciones para intervenir los pozos en tiempo y forma.

Recomendaciones:

- 1.- Debe existir vigilancia permanente en los computadores debido a que estos disminuyen la incertidumbre, pero no la eliminan totalmente.
- 2.- De igual forma se recomienda considerar el efecto de la formación de emulsión en la fase líquida así como el efecto de la presencia y velocidad de gas en la formación de emulsiones debido a que afecta la medición.
- 3.- Verificar periódicamente el tipo de emulsión debido a que la inversión agua – aceite ò aceite – agua, tiene un efecto importante en la calibración del medidor.
- 4.- Lo recomendable para eliminar la presencia de gas en la fase líquida, es incrementar la eficiencia de separación con los monitoreos respectivos de membrana.
- 5.- Realizar mantenimiento periódico a los tanques de medición para evitar acumulación de sedimentos sólidos.
- 6.- Seleccionar adecuadamente la tecnología de los sistemas de medición multifásica en línea para cada pozo, considerando la fracción de vapor GVF, volumen de hidrocarburos y la presión del pozo, aplicando la normatividad vigente en materia de seguridad y protección ambiental.

NOMENCLATURA

AGA	= American Gas Association
ASME	= American Society of Mechanical Engineers
API	= American Petroleum Institute
°API	= Gravedad del aceite en grados API
ANSI	= American National Standards Institute
GLCC	= Gas Liquid Cylindrical Cyclone
p	= Presión (psi)
T	= Temperature (°F, °C)
z	= Factor de compresibilidad del gas
R	= Constante universal de los gases 8.314 KJ / K mol K
pH	= Potencial hidrógeno
GPM	= Galones por minuto
BPD	= Barriles por día
vdc	= Volts corriente directa
vac	= Volts corriente alterna
O/W	= Emulsión aceite en agua
W/O	= Emulsión agua en aceite
MHz	= Frecuencia (Megahertz)
Ge	= Gravedad específica (adim)
Qo	= Gasto de aceite (BPD)
GVF	= Gas volume factor (adim)
MMSCFD	= Millones de pies cúbicos estándar por día
MSCFD	= Miles de pies cúbicos estándar por día
STBD	= Barriles estándar por día
MPFM	= Presión del medidor de flujo multifásico (kg/cm ²)

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Daniel I, Inc; "Seminario Medición de Caudal", Houston Texas. E.U.A.
- 2.- Garaicochea P. F. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", CIPM, Diciembre 1991. México D.F.
- 3.- Pérez H.B. "Efecto de la Variación del Nivel de la Interfase Acuosa en la Deshidratación de Emulsiones Agua en Crudo Maya Mediante Campo Eléctrico", Fac. Química, División Posgrado UNAM. Octubre 2000. México DF.
- 4.- Reyes D. F. "Medidor V Cone la Alternativa Para Medir Gas Húmedo", DEPFI. UNAM 2003, México D.F.
- 5.- American P. I. "API MPMS 3.1A Práctica Estándar Para la Medición Manual de Petróleo y Productos del Petróleo", Octubre 2002.
- 6.- American P. I. "API MPMS 12.1.1 Cálculo de Cantidades del Petróleo", Octubre 2002.
- 7.- IMP – PEMEX, STDP. "Medición Manual en Tanques de Almacenamiento con Cúpula Fija y Flotante", Octubre 2002.
- 8.- Krohne. I. "Optimass Mass Flowmeters", Abril 2003, E.U.A.
- 9.- Yang, Y.S. "The Design, Development, and Field Testing of a Water-Cut Meter Based on a Microwave Technique", SPE 20697, Septiembre 1990, Nueva Orleans E.U.A.
- 10.- Scott, B.N. "Technology for Full-Range Water-Cut Measurements", OTC 7233, Mayo 1993, Houston, Texas E.U.A.

- 11.- Montgomery, D.C. "Probabilidad y Estadística Aplicadas a la Ingeniería", Ed. McGraw Hill Interamericana. 1996. México DF.
- 12.-, Gutiérrez A. T. y Cinco L. H. "Tecnologías de Medición de Flujo Multifásico en Pozos de la Región Sur", Trabajo inédito no publicado PEP Región Sur, Villahermosa Tab. Julio 2005.
- 13.- Gomez L.E. "Aspect Ratio Modeling and Design Procedure for GLCC Compact Separators", Journal of Energy Resources Technology, Marzo 1999. E.U.A.
- 14.-, American P.I., "Measurement of Single-Phase, Intermediate and Finished Hydrocarbon Fluids by Coriolis Meters", Noviembre 2000.
- 15.-, American P. I., "Petroleum Measurement Standards Sediment and Water, Continuous on Line Measurement of Water Content in Petroleum and Petroleum products", Noviembre 2000.
- 16.-, Svein, N. "Aspect Ratio Modeling", Norwegian Society for Oil and Gas Measurement 2001, Oslo Noruega.

APENDICE A

SELECCIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO

Hoy en día se encuentra disponible un gran número de medidores de flujo. Los más comúnmente usados son los de tipo de presión diferencial variable.

El medidor de flujo de presión diferencial variable es de un solo tipo, este se encuentra disponible en varias formas:

1. Concéntrico delgado, orificio de perfil agudo
2. Orificio Excéntrico.
3. Orificio segmental
4. Orificio Cuadrante y/o cónico.
5. Venturi.
6. Tobera de flujo.
7. Tubo de flujo.
8. Cono "V"

Otros tipos de medidores de flujo, son los siguientes:

1. Presión Diferencial Constante (Area Variable)
2. Desplazamiento Positivo e inferencial
3. Sónico
4. Electromagnético.
5. Coriolis
6. Oscilatorios (Vortex de Precisión)

No hay un tipo de medidor de flujo generalizado ciertamente debe realizarse una selección óptima para cada aplicación. En un proceso de selección es necesario encontrar cual es el medidor que aporta la mejor solución para cada problema específico.

Existen al menos 3 planteamientos para la selección de un medidor.

- 1) Seleccionar el medidor más amigable, esto significa el tipo más fácilmente entendible y manejable.
- 2) Seleccionar el mismo medidor que se ha utilizado previamente en aplicaciones similares. Esta es una de las más simples aproximaciones pero no siempre es la mejor solución.
- 3) Revisar y considerar todos los factores que pueden influir en la selección. Este proceso de revisión de variables requiere tiempo pero puede conducir a la óptima selección del medidor.

En el análisis de selección se puede cuestionar lo siguiente:

- 1) ¿Es la medición Másica o Volumétrica?
- 2) ¿Es requerido Velocidad de flujo o Totalizador?
- 3) ¿Qué señal es requerida?
- 4) ¿Qué desplegado es necesario?
- 5) ¿Es el fluido Corrosivo o Pasivo?
- 6) ¿Cuáles son las restricciones ambientales?
- 7) ¿Es el fluido limpio o sucio?
- 8) ¿Cuál es el suministro eléctrico requerido?
- 9) ¿Cuál es el rango de flujo máximo o flujo mínimo?
- 10) ¿Qué funcionalidad es necesaria (esto es generalmente enunciado como exactitud)?
- 11) ¿Cuál es el costo? (Costo del Hardware y/o costo total de permiso de licencia)?
- 12) ¿Qué mantenimiento es requerido y quién lo va a hacer?
- 13) ¿Cuáles son la temperatura y presión de operación (normal y extrema)?
- 14) ¿Cuál es la caída de presión permisible es decir que consumo de energía tiene?
- 15) ¿Qué propiedades de fluido deben ser consideradas? (Estas generalmente incluyen Viscosidad, índice de viscosidad, densidad, compresibilidad, conductividad eléctrica, calidad de lubricación, opacidad).

Esta lista de cuestionamientos es general pero el problema empieza a dificultarse debido a que cada aplicación sitúa diferentes prioridades sobre factores individuales, adicionando complejidad para marcar la selección óptima del medidor de flujo. El análisis de selección del medidor puede generarse en un sistema experto donde se considere los elementos y factores relacionados con el equipo de medición.

Ted Higham provee un ordenamiento de factores dentro de 4 grupos figura A.1. Estos grupos muestran la interrelación de los factores y el alto nivel de interdependencia que existe entre ellos.

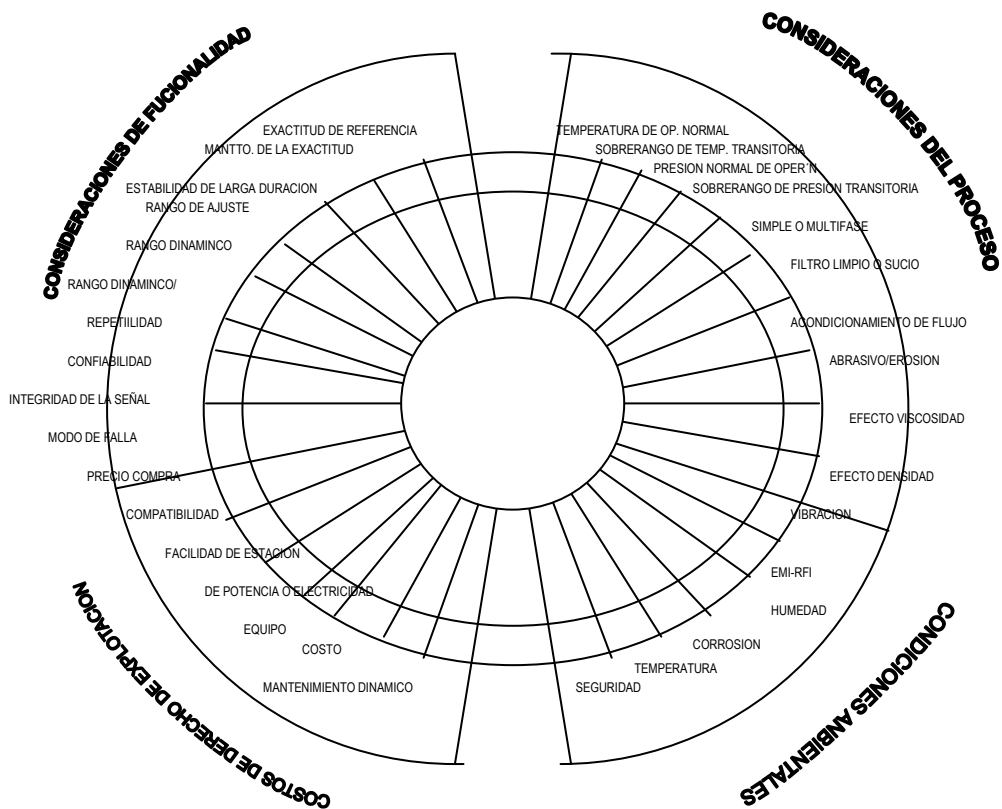


Figura A.1.- Consideraciones de selección del medidor de flujo.

CRITERIOS DE SELECCIÓN:

La selección de los dispositivos de medición relaciona un número de consideraciones las cuales son casi siempre subjetivas:

1. Rango de medición. El rango de medición requerido para la variable medida debe situarse dentro de la funcionalidad del instrumento.
2. Funcionalidad. Dependiendo de la aplicación, exactitud, repetibilidad, o tal vez alguna otra medición de funcionalidad como la velocidad de respuesta.
3. Confiabilidad. Los datos disponibles a partir de los fabricantes deben ser expresados de varias maneras y varias condiciones de referencia. Frecuentemente con la experiencia de los dispositivos de medición en los proveedores.
4. Materiales de Construcción. El instrumento debe soportar las condiciones de proceso a la cual está expuesto. Se debe considerar la temperatura de operación la presión de operación, corrosión, y abrasión.
5. Instalación. Cuando por primera vez se instala, un dispositivo de medición específico en sitio, se debe capacitar al personal para operación y mantenimiento
6. Emisión de materiales de proceso al medio ambiente. Las Emisiones fugitivas han tomado gran importancia para el personal de mantenimiento debido a las fugas de fluidos corrosivos y tóxicos de los procesos.
7. Clasificación eléctrica. El código 500 del NEC suministra la clasificación de la naturaleza peligrosa de áreas de proceso, en el cual los dispositivos de medición deben ser instalados. Si el dispositivo de medición no es compatible inherentemente con esta clasificación, el equipo no es el adecuado.
8. Acceso Físico. Después de la instalación, el personal de mantenimiento debe tener acceso a los dispositivos de medición para el mantenimiento y calibración, se debe considerar costos adicionales debido a estructuras adicionales de instalación.
9. Costos Recurrentes (Costo operacional). Esto incluye mantenimiento de instrumentos, calibración de instrumentos, consumibles y otros costos vinculados, cumpliendo con el servicio de los dispositivos de medición.

En la tabla A.1, se muestran los tipos de medidores, sus rangos de aplicación, ventajas y limitaciones en los cuales se puede referenciar para seleccionar el medidor adecuado para la medición específica.

ELEMENTO PRIMARIO DE PRESION DIFERENCIAL (DP)					
Tipo	Orificio	Venturi	Tobera de flujo/Tubo de Flujo	Pitot	Codo
Servicio	Líquidos y gases incluyendo vapor.	Líquidos y gases incluyendo vapor.	Líquidos y gases incluyendo vapor.	Líquidos y Gases.	Líquidos y Gases.
Presión de Diseño	Determinada por el Transmisor.	Determinada por el Transmisor.	Determinada por el Transmisor.	Determinada por el Transmisor.	Determinada por el Transmisor.
Señal	Electrónica Analógica o Neumática.	Electrónica Analógica o Neumática.	Electrónica Analógica o Neumática.	Electrónica Analógica o Neumática.	Electrónica Analógica o Neumática.
Exactitud	+/- 0.6 % de Flujo max. No calibrado e incluye Transmisor, tamaños pequeños de 2" son Calibrados.	+/- 0.6 % de Flujo max. O mejor, no calibrado e incluye transmisor.	+/- 1% escala total incluye transmisor, calibración de flujo recomendada.	+/- 5% escala total o mejor incluye transmisor.	+/- 5% a +/- 10% escala total incluyendo transmisor.
Rangeabilidad	4.1 para un ajuste de span de transmisor dado.	4.1 para un ajuste de span de transmisor dado.	4.1 para un ajuste de span de transmisor dado.	4.1 para un ajuste de span de transmisor dado.	4.1 para un ajuste de span de transmisor dado.
Ventajas	Fácil instalación. Usa Transmisor independiente de tamaño de tubería; bajo costo; variedad de tipos y materiales; facilidad de cambio de capacidad; disponibilidad de versiones que no requieren potencia.	Bajas pérdidas permanentes, bueno para fluidos slumes y sucios usa transmisor independiente del tamaño de tubería.	Económico baja pérdida permanente usa transmisor independiente del tamaño de tubería; Tobera comúnmente usada para vapor y alta capacidad para la misma. ΔP .	Muy bajo costo; usa transmisor independiente del tamaño de tubería tipo Promediador disponible.	Muy económico, fácil a instalar, usa transmisor independiente del tamaño de tubería. Puede ser bidireccional usando tomas a 45°. Muy baja pérdida de presión permanente, Mínimo.
Limitaciones	El uso de orificios excéntricos o segmentales para fluidos muy sucios o slumes orificio cuadrante para líquidos viscosos Ventun tubo de Flujo Pitot o tomas en codo para reducir consumo de energía. Requerimientos de tuberías recta corriente arriba y abajo y algunos fluidos fugan en la tubería excepto cuando se usa protector de sello químico.	Más caro productor de ΔP , generalmente limitado al aire y agua, grande y pesado especialmente en grandes tamaños de tuberías.	Tubos de flujo falto de extensión respaldan de datos comparados a la placa de orificio; aplicación limitada en líquidos viscosos; calibración recomendada para funcionalidad óptima.	No hace un muestreo la corriente completa; Exactitud limitada. Baja presión diferencial para un flujo dado.	No es bueno para baja velocidad de flujo; no es exacto con otros tipos de ΔP . Baja presión diferencial para un flujo dado.

Tipo	MAGNETICO	MASA		OSCILATORIOS		
		Efecto Coriolis	Térmico	Vortex Shedding (Cuerpo Bluff)	Vortex de Presición	Fluídico (efecto Coanda)
Servicio	Líquidos eléctricamente conductivo o slumes.	Líquidos y slumes (servicio de gas limitado).	Gas(algunos diseños para líquidos.	Líquidos, gases y vapor.	Líquidos y gases.	Líquidos.
Presión de Diseño	Hasta 740 psig.	Hasta 2800 psig.	500 psig y mayor.	Hasta 3600 psig.	Hasta 1400 psig.	Hasta 600 psig.
Señal	Analógica electrónica digital.	Analógica electrónica digital.	Analógica electrónica digital.	Frecuencia analógica electrónica.	Frecuencia analógica electrónica.	Frecuencia analógica electrónica.
Exactitud	+/- 5% del rate a +/- 1% de escala total; calibrado en fábrica.	+/- 5% de rate o mejor.	+/- de la escala total.	/- de rate o mejor sobre líquidos; calibrado en fábrica, +/- 2 % de rate sobre el Gas.	+/- 1% de rate o mejor calibrado en fábrica.	+/- 1% de rate o mejor calibrado en fábrica.
Rangeabilidad	10.1 para cualquier span**.	10.1 o mejor.	10.1 o mejor .	8.1 a 15.1	8.1 a 25.1 determinado por el tamaño y la aplicación.	Hasta 30.1
Ventajas	No es afectado por cambios en la densidad del flujo, viscosidad; pérdidas de cabeza cero, direccional, no obstruye el flujo, fácil para respaldar versiones para corriente directa C.D.	Mide flujo masico directamente. Puede manejar aplicaciones muy difiltosas.	Mide flujo Masico directamente. Pérdidas de presión muy bajas. Bueno para velocidades de gas muy bajas.	Partes no movibles, adecuado para una amplia variedad de fluidos; excelente combinación de precio y funcionalidad.	Partes no movibles; adecuado para una amplia variedad de líquidos; excelente combinación de precio de funcionalidad.	Partes no movibles; ideal para gases corrosivos y dificultosos.
Limitaciones	Costo moderado a caro. Solo para líquidos o slumes varia la conductividad líquida mínima con los fabricantes para grandes tamaños son grandes y pesados.	Costo moderado a caro hay requerimientos de instalación específica. La pérdida de cabeza puede ser alta. Se debe tener cuidado con flujo a dos fases.	Afectado por recubrimientos. Algunos diseños son frágiles.	Requerimientos de tubería recta, sensible a incrementar la viscosidad debajo de un dado No de Reynolds.	Precio alto:tiene dependencia mínima operativa en flujo y densidad de gas.	Requerimientos de tuberías sensible a incrementar la viscosidad debajo de un dado. No de Reynolds.

Tipo	DESPLAZAMIENTO POSITIVO	TARGET	TURBINA	ULTRASONICO	
				TRANSITORIO	EFEECTO DOPLER
Servicio	Líquidos limpios y gases.	Líquidos gas incluyendo vapor.	Líquidos limpios y gases incluyendo vapor.	Líquidos relativamente limpios (algunos diseños para gas).	Líquidos con de gas atrapado sólidos suspendidos.
Presión de Diseño	Hasta 1 400 psig para líquidos o gas.	Hasta 1 0000 psig.	Hasta 3 000 psig.	Transductores húmedos; 1000 psig y más alta. Clamp-on; rating de tubera.	Transductores húmedos; 1000 psig y más alta. Clamp-on; rating de tubera.
Señal	Pulso o Analógica electrónica.	Analógica electrónica Neumática.	Frecuencia o analógica electrónica.	Analógica electrónica digital.	Analógica electrónica digital.
Exactitud	+/- 0.5 % del rate, a +/- 1 % de escala total sobre gas, calibrado en fábrica.	+/- 0.5 % a +/- 1 % de escala total calibrado en fábrica.	+/- 0.25% del rate líquidos; a +/- 1 % de rate gas, calibrado en fábrica puede simular la viscosidad de operación y lubricidad para líquidos.	+/- 1 % de rate a +/- 5% de escala total. Desprendimiento sobre tipo y calibración.	+/- 5 % de escala total o mejor.
Rangeabilidad	Típicamente 10.1	3.1	10.1 a 50.1	Hastaa 40.1	Típicamente 10.1
Ventajas	Ideal para líquidos viscosos, bueno para transferencia de custodia bacheo, versiones más simple no requiere de suministro eléctrico, requiere poca tubería recta corriente arriba.	Partes no móviles, relativamente barato. Bueno para fluidos calientes alquitranados y sedimentos.	Uno de los más exactos para medición de líquidos; buen rango de operación, facilidad de instalación y mantenimiento, muy bajos flujos de diseño disponible, tamaños pequeños, peso ligero, versiones optimizadas para gas, tipo muestreo para vapor, algunas versiones no requieren suministro eléctrico.	Flujo no obstruido puede ser bidireccional, se usa para culaquier líquido relativamente limpio. Ha versiones para gas, y Clamp-on disponibles.	Puede manejar lechas inorgánicas y líquidos aireado. Versión Clamp-on puede ser instalado sin parar el proceso.
Limitaciones	Suelo a debilitamiento mecánico requiere de pruebas contínuas sensible a fluidos sucios, requiere de filtros corriente arriba para tamaños grandes su peso es excesivo. Puede requerir cuidado especial en la instalación.	Necesita 20D corriente arriba y 10D corriente debajo de tubería recta para mantener la exactitud la lectura esta en % de escala rango limitado.	Sensible al incrementar su viscosidad evitar el uso cuando puede cambiar de líquido a gas , versiones de gas requieren cuidado cuando son usadas en aplicaciones variadas de flujo, se requierede de tubería recta corriente arriba, alineadores se requieren.	Se requiere tubería recta corriente arriba para proveer perfil de flujo uniforme, líquidos limpios solamente.	No es adecuado para líquidos limpios, requiere de tubería recta corriente arriba.

Tipo	AREA VARIABLE (ROTAMETRO)	VERTEDEROS Y CANALES
Servicio	Líquidos 3/2 gas incluyendo vapor.	Líquidos en canal abierto.
Presión de Diseño	Hasta 350 psig (tubo de vidrio), a 720 psig (tubo metal).	Atmosférico.
Señal	Visual Analógica electrónica, neumática.	Analógica electrónica Neumática.
Exactitud	+/- 0.5% del rate a +/- 10 % de escala total dependiendo sobre el tipo, tamaño y calibración.	+/- 2% a +/- 5% de escala total.
Rangeabilidad	51 a 121	75.1 vertedero rectangular trapezoidal canal Parshall 500.1 vertedero V-Notch, canal Palmer-Bowlus 10.1
Ventajas	Económico, auto limpiable, insensible a cambios de viscosidad debajo de un umbral indicación directa, no requiere suministro eléctrico, puede ser un dispositivo de masa directa requerimientos mínimos de tubería recta, versiones disponibles con revestimiento.	Ideal para flujo de agua y desechos los canales tienen baja cabeza y bajo costo.
Limitaciones	Requiere accesorios para transmisión de datos puede ser montado y verticalmente, para gas se requiere una contrapresión mínima.	

APENDICE B
DETERMINACIÓN DE NIVELES DE LÍQUIDOS EN TANQUES DE
ALMACENAMIENTO A CONDICIONES ATMOSFERICAS⁷.

1.- Datos generales

1.1.- Fecha y hora

Registrar la fecha y la hora de medición.

1.2.- Identificación del tanque

Permite registrar el conjunto de letras y números que identifican de manera única al tanque dentro de la instalación y el nombre del producto que se está midiendo.

1.3.- Nombre del operador

Registra la clave y/o nombre del personal responsable de la medición.

2.- Datos básicos

El volumen que representa cierta cantidad de masa de un líquido es función de la presión y temperatura. Bajo este hecho, es clara la necesidad de proporcionar estos dos últimos valores para hablar del volumen de los líquidos almacenados. Los datos básicos Presión y Temperatura base son los valores a los cuales se quiere conocer el volumen de aceite almacenado.

2.1.- Presión base

Su valor inicial es de 14.7 psi correspondiente a la presión estándar manejada en la normatividad API.

Para cualquier otro valor de presión base manejada en la instalación, simplemente sustituya el valor numérico. Debe recordar que el volumen de una masa dada de líquido es diferente para valores distintos de la presión base.

2.2.- Temperatura base

Su valor inicial es de 60.0°F correspondiente a la temperatura estándar manejada por la normatividad API.

Para cualquier otro valor de temperatura base manejada en la instalación, simplemente sustituya el valor numérico.

Debe recordar que el volumen de una masa dada de líquido es diferente para valores distintos de la temperatura base.

2.3.- Gravedad API del producto

Para determinar la modificación en el volumen del producto de interés por variaciones de temperatura, es necesario conocer su densidad a las condiciones estándar de 14.7 lb/plg² y 60 °F. Nótese, que estas condiciones no tienen por qué ser las mismas que las condiciones base que proporcionó en los dos puntos anteriores.

Las relaciones de densidad, Gravedad API y Gravedad específica son la siguiente:

$$Ge = \frac{141.5}{\text{°API} + 131.5} \dots\dots\dots (A2.1)$$

$$Ge = \frac{\rho \left[\text{Densidad del liquido en } \frac{kg}{m^3} \right]}{999.012 \left[\text{Densidad del agua destilada en } \frac{kg}{m^3} \right] a 60 \text{ °F}} \dots\dots\dots (A2.2)$$

$$Ge = \frac{141.5 * 999.12}{\text{°API} + 131.5} \frac{kg}{m^3} \dots\dots\dots (A2.3)$$

La forma común de medir la gravedad API es a través de un hidrómetro calibrado a 60 °F. Operación que se realiza en laboratorio con una muestra representativa del líquido de interés.

Debe recordar que el líquido de la muestra deberá encontrarse a la temperatura de 60 °F en el momento de la medición con el hidrómetro. Para los casos en que la temperatura del líquido sea diferente, será necesario aplicar un factor de corrección por deformación volumétrica del material que constituye al hidrómetro.

3.- Características generales del tanque de almacenamiento

Material de construcción de la pared del tanque.

Con el objetivo de calcular la deformación volumétrica del tanque por efecto de la temperatura, es necesario conocer su material de construcción para aplicar el correspondiente coeficiente de deformación lineal.

La selección del material de construcción del tanque está dispuesto en una lista y solamente muestra los tipos con gran frecuencia de uso.

- a) Acero al carbón (Tipo de material seleccionado por omisión)
- b) Acero inoxidable 304
- c) Acero inoxidable 316
- d) Acero inoxidable 17-4

4.- Datos reportados en la tabla de calibración del tanque.

Los tanques de almacenamiento deberán contar con una tabla de calibración donde sea indicado el tipo de correcciones realizadas a los datos tabulados.

En el reporte de calibración estará indicado el tipo de líquido utilizado y las condiciones de presión y temperatura a las cuales estuvo sujeto durante el proceso de calibración.

Debido a que la gravedad API del líquido real almacenado puede presentar variaciones por efecto de temperatura y por variaciones en la composición molar, la tabla de calibración deberá presentar correcciones por desviación en el valor de la gravedad API respecto aquélla presente durante el proceso de calibración.

4.1.- Gravedad API del fluido de referencia

Identifica el valor de la gravedad API del líquido de referencia a ciertas condiciones de presión y temperatura base indicadas en la tabla de calibración.

4.2.- Por cada 1.0°API abajo del valor de referencia

Parámetro reportado en barriles, contenido en la tabla de calibración, utilizado únicamente cuando el valor de la Gravedad API del líquido de interés a temperatura de almacenamiento, es menor al valor correspondiente del líquido de referencia. Este valor deberá sumarse al Volumen Grueso Observado de Aceite calculado a través de la tabla de calibración.

4.3.- Por cada 1.0°API arriba del valor de referencia

Parámetro reportado en barriles, contenido en la tabla de calibración, utilizado únicamente cuando el valor de la Gravedad API del líquido de interés a temperatura de almacenamiento, es mayor al valor correspondiente del líquido de referencia. Este valor deberá restarse del Volumen Grueso Observado de Aceite calculado a través de la tabla de calibración.

4.4.- Temperatura de referencia de la pared del tanque

Parámetro reportado en la tabla de calibración en °F.

Con el objetivo de calcular la deformación volumétrica del tanque por efecto de la temperatura, es necesario conocer la temperatura de su pared en el momento del proceso de calibración.

5.- Datos de medición en campo

Esta información es el resultado de las mediciones directas obtenidas por el operador en sus actividades de campo.

5.1.- Temperatura promedio del líquido almacenado

Valor promedio de lecturas de temperatura del líquido almacenado obtenidas a diferentes profundidades.

5.2.- Temperatura ambiente promedio

Parámetro reportado en °F. Valor promedio de la temperatura del medio ambiente que rodea al tanque contenedor.

La temperatura de la pared del tanque esta en función de la temperatura del líquido almacenado y de la temperatura del medio ambiente externo que lo rodea. Si existe una diferencia de temperaturas entre estos dos medios, la pared del tanque servirá como conductor térmico constituyendo un gradiente de temperaturas. Para determinar la temperatura de la pared del tanque es necesario conocer la temperatura del medio ambiente que lo rodea en forma externa.

$$Temperatura\ del\ tanque = \frac{(Temperatura\ del\ liquido * 7) + Temperatura\ ambiente}{8} \dots(A2.4)$$

5.3.- Volumen total observado

Parámetro reportado en barriles.

Es el resultado obtenido de los datos tabulados en la tabla de calibración, cuando se introduce el valor medido de la altura del líquido almacenado, de acuerdo a los métodos de medición seco y/o húmedo.

Este valor considera el agua libre acumulada en el fondo del tanque.

5.4.- Volumen de agua libre

Parámetro reportado en barriles.

Es el resultado obtenido de los datos tabulados en la tabla de calibración, cuando se introduce el valor medido de la altura del colchón de agua, de acuerdo el método de medición húmedo.

5.5.- Porcentaje de agua ocluida (emulsionada) en el aceite

Parámetro reportado en forma porcentual.

Independientemente del colchón de agua acumulada en el fondo del tanque de almacenamiento, cierta cantidad de agua se encuentra inmersa en la masa del hidrocarburo de interés. Este porcentaje de agua solamente puede ser determinado por un análisis de laboratorio a una muestra representativa. Para determinar el volumen neto de hidrocarburo almacenado, es necesario restar esta cantidad de agua presente.

6.- Resultados

La obtención de los resultados de medición se menciona a continuación:

1. A partir del volumen total observado y del volumen de agua libre se obtiene el "Volumen Grueso Observado".
2. Utilizando la temperatura de la pared del tanque, se obtiene el factor de "Corrección por Temperatura en el Tanque" que al multiplicarlo por el "Volumen Grueso Observado" se obtiene el "Resultado No.1".
3. Se suman las correcciones por la existencia de cúpula flotante en caso de corresponder y se obtiene el "Resultado No.2".
4. Basado en la Gravedad API del líquido a la temperatura observada, se obtiene el factor de "Corrección por Temperatura del líquido" que al multiplicarlo por el "Resultado No.2" se obtiene el "Volumen Estándar Grueso".
5. Como resultado del análisis de laboratorio, se conoce el porcentaje de agua ocluida o emulsionada en el Aceite. Este valor permite obtener el "Volumen Estándar Neto" y el "Volumen de Agua emulsionada en el Aceite".

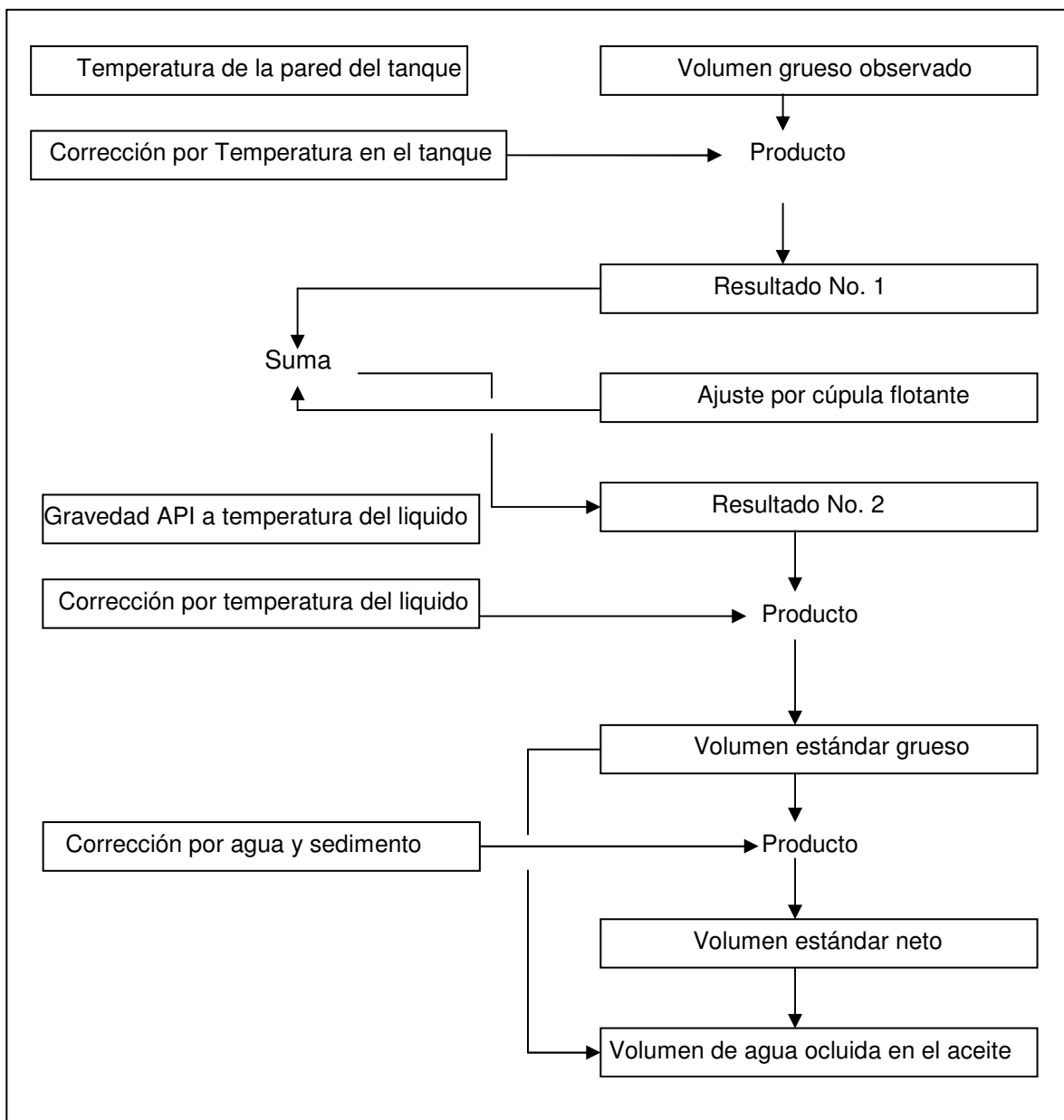


Figura B.1. – Distribución de resultados en medición de tanques.

APENDICE C

En este apéndice mediante las figuras C.1. a C.30 se muestran los resultados de la medición de líquidos por pozo, con medidor ultrasónico y medidor de corte de agua en línea validados contra la medición convencional en tanque de almacenamiento a condiciones atmosféricas, realizadas en la batería 2 del campo Samaria de la Región Sur de Petróleos Mexicanos.

Los rangos de operación de prueba estuvieron en volumen de petróleo aportado por los pozos desde 200 hasta 7000 BPD. Mientras que el porcentaje en el corte de agua de los pozos probados estuvo en rango de 0 a 57%. En términos generales la observación y prueba de cada uno de los pozos fue en forma similar, con 10 mediciones por pozo, donde las variables de control fundamentalmente para el medidor electrónico fueron; el volumen de hidrocarburos, el porcentaje en el corte de agua, la gravedad API del aceite producido, la presión de separación y la temperatura del aceite, mientras que para el tanque atmosférico de almacenamiento se efectuó la medición de la forma convencional con las siguientes variables; volumen de aceite y porcentaje del corte de agua. Aunado a los resultados anteriores se verificó el porcentaje en la desviación entre la metodología de medición propuesta y la forma convencional.

Por lo que respecta a la alternativa adicional de medición multifásica por pozo planteada por la Región Sur, esta se encuentra en su etapa inicial de desarrollo con resultados satisfactorios como se muestra en las figuras C.31 a C.34, lo que permitirá de igual forma incrementar la frecuencia de medición en los pozos y tomar decisiones oportunas.

SAMARIA No.81	Medidor Electrónico					Tanque		
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua
1	2591	5	28	104	47	2526	5	2.5
2	2584	5	28	103	47	2545	5	1.5
3	2596	4	28	105	47	2632	5	-1.4
4	2567	5	28	104	47	2518	5	1.9
5	2577	6	28	103	47	2554	5	0.9
6	2580	5	28	105	47	2541	5	1.5
7	2586	5	28	105	47	2538	5	1.85
8	2595	4	28	104	47	2621	5	-1
9	2570	5	28	106	47	2521	5	1.9
10	2588	5	28	104	47	2552	5	1.4

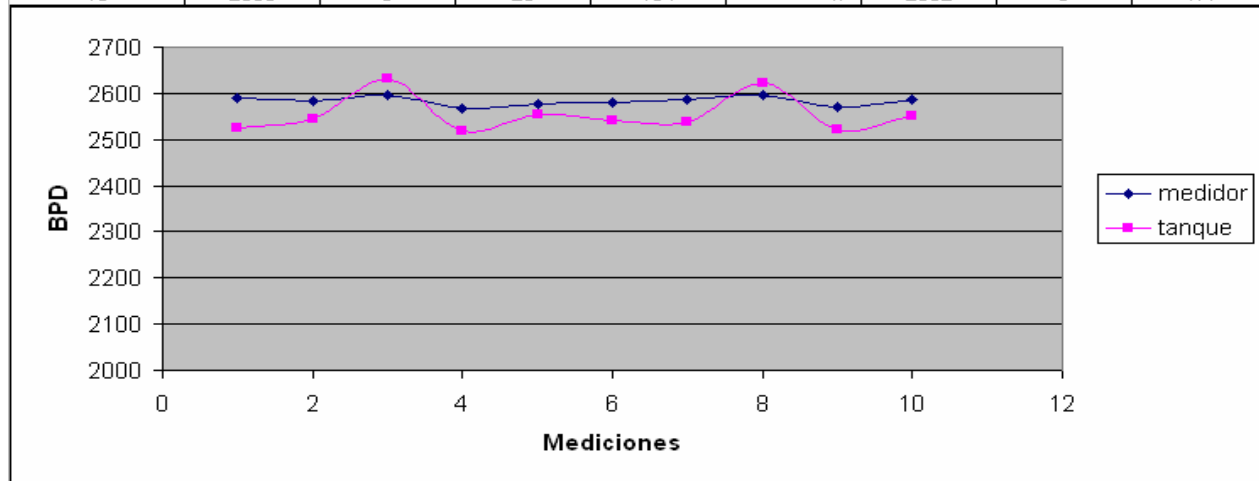


Figura C.1.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 81

SAMARIA No.82	Medidor Electrónico					Tanque		
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua
1	1428	2	31	105	45	1394	3	2.4
2	1435	1	31	104	43	1459	3	-1.7
3	1415	3	31	105	43	1436	3	-1.5
4	1422	2	31	104	43	1396	3	1.8
5	1440	2	31	106	44	1454	3	-1
6	1424	2	31	105	46	1405	4	1.3
7	1432	1	31	103	45	1406	4	1.85
8	1436	3	31	104	45	1450	3	-1
9	1438	3	31	103	44	1409	3	2
10	1430	1	31	104	43	1410	3	1.4

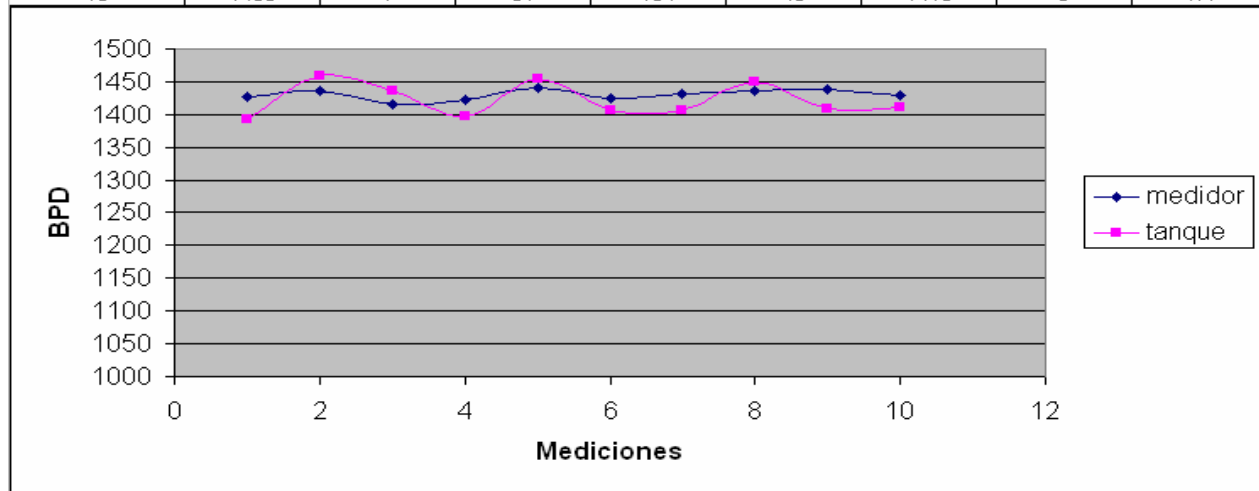


Figura C.2.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 82

SAMARIA No.83	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	1805	20	26	105	43	1859	20	-3
2	1805	20	26	104	44	1760	20	2.5
3	1810	18	26	105	43	1777	20	1.8
4	1800	20	26	103	43	1766	20	1.9
5	1810	19	26	106	43	1794	20	0.9
6	1813	20	26	102	40	1789	20	1.3
7	1806	20	26	103	45	1773	20	1.85
8	1810	19	26	105	44	1828	20	-1
9	1805	19	26	103	44	1776	20	1.6
10	1805	18	26	103	41	1778	20	1.5

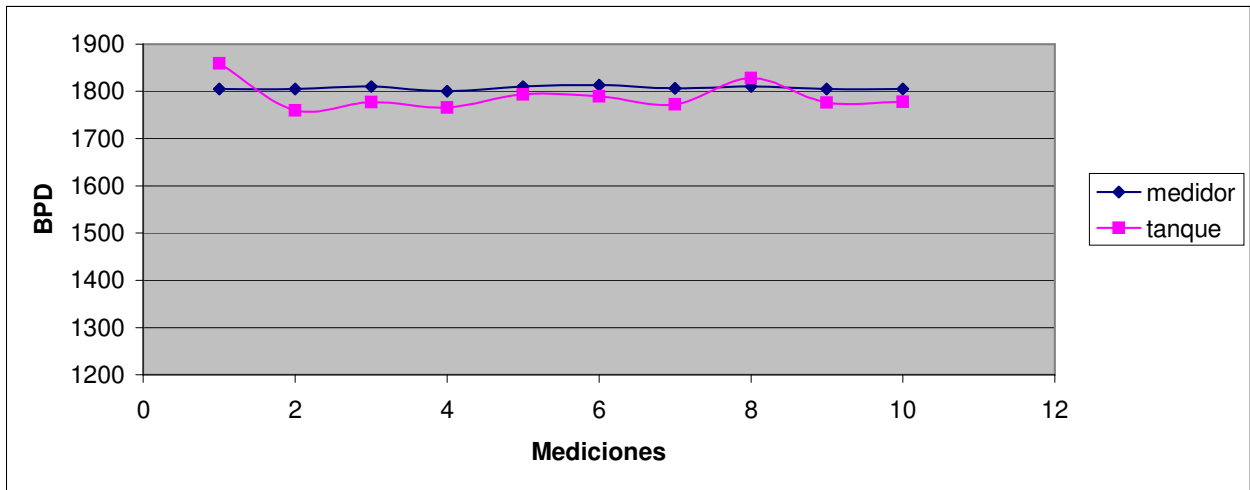


Figura C.3.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 83

SAMARIA No.84A	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	421	3	30	103	39	484	4	-15
2	425	3	30	102	39	476	4	-12
3	418	4	30	105	40	460	4	-10
4	423	3	30	103	43	482	4	-14
5	420	2	30	104	40	466	4	-11
6	420	2	30	102	42	483	4	-15
7	416	3	30	103	45	458	4	-10
8	422	2	30	105	39	464	4	-10
9	420	2	30	102	40	483	4	-15
10	420	3	30	103	41	479	4	-14

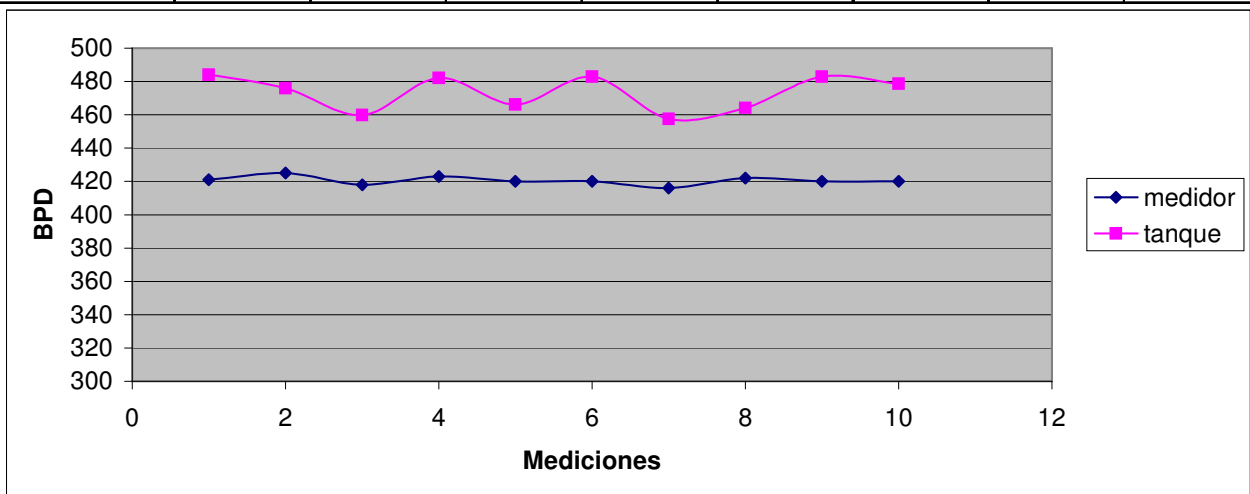


Figura C.4.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 84A

SAMARIA No.85	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	6800	1	27	102	40	7616	1	-12
2	6780	1	27	102	41	7526	1	-11
3	6735	1	27	105	38	7611	1	-13
4	6720	1	27	103	37	7392	1	-10
5	6815	1	27	103	40	7701	1	-13
6	6810	1	27	103	42	7763	1	-14
7	6760	1	27	103	40	7504	1	-11
8	6805	1	27	105	42	7486	1	-10
9	6740	1	27	104	39	7481	1	-11
10	6812	1	27	103	41	7698	1	-13

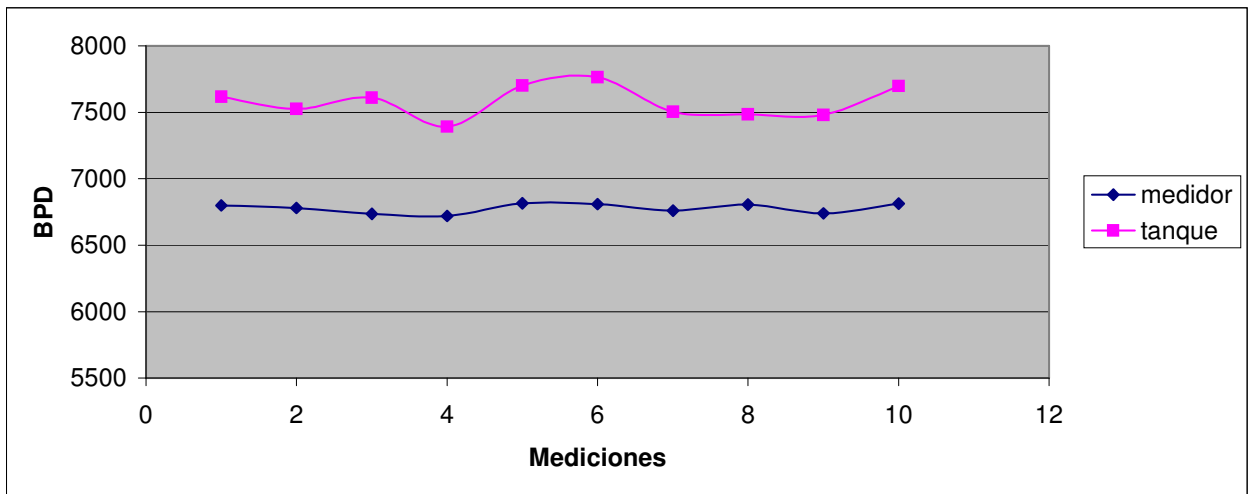


Figura C.5.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 85

SAMARIA No.87	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	4246	1	27	102	39	4352	1	-2.5
2	4250	1	27	103	39	4318	1	-1.6
3	4230	1	27	104	40	4281	1	-1.2
4	4240	1	27	103	42	4308	1	-1.6
5	4260	1	27	103	40	4294	1	-0.8
6	4225	1	27	102	42	4271	1	-1.1
7	4238	1	27	102	38	4314	1	-1.8
8	4240	1	27	105	39	4304	1	-1.5
9	4245	1	27	103	39	4309	1	-1.5
10	4240	1	27	103	40	4299	1	-1.4

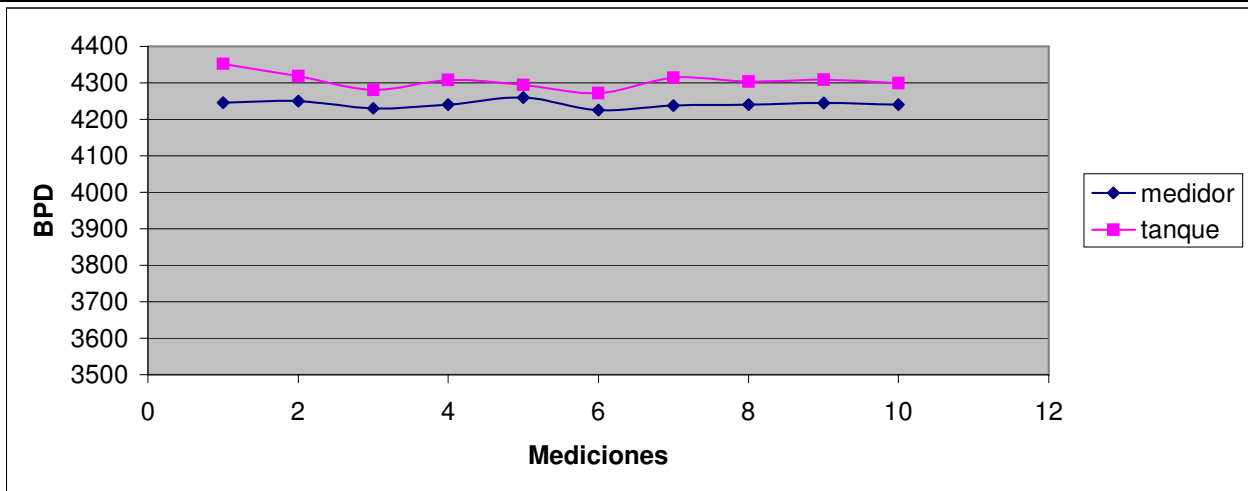


Figura C.6.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 87

SAMARIA No.91-A	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	2296	6	27	102	40	2250	5	2
2	2290	6	27	105	40	2256	5	1.5
3	2285	5	27	104	42	2255	5	1.3
4	2290	6	27	102	41	2334	5	-1.9
5	2298	7	27	103	39	2319	5	-0.9
6	2290	6	27	102	40	2258	5	1.4
7	2302	6	27	104	38	2259	5	1.85
8	2290	5	27	105	39	2313	5	-1
9	2275	6	27	102	39	2250	5	1.1
10	2285	6	27	103	40	2253	5	1.4

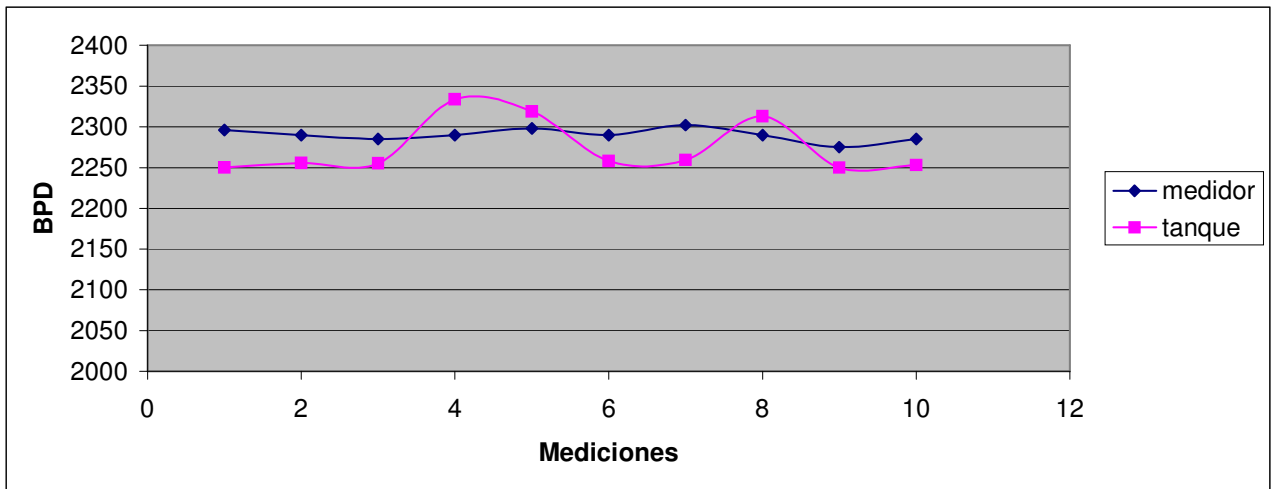


Figura C.7.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 91-A

SAMARIA No.92	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	3346	3	29	101	39	3272	3	2.2
2	3340	3	29	104	39	3303	3	1.1
3	3335	2	29	104	42	3292	3	1.3
4	3350	3	29	103	41	3283	3	2
5	3340	3	29	102	41	3317	3	0.7
6	3340	2	29	102	40	3277	3	1.9
7	3360	2	29	104	38	3298	3	1.85
8	3335	3	29	103	39	3302	3	1
9	3340	3	29	102	40	3287	3	1.6
10	3340	3	29	103	40	3293	3	1.4

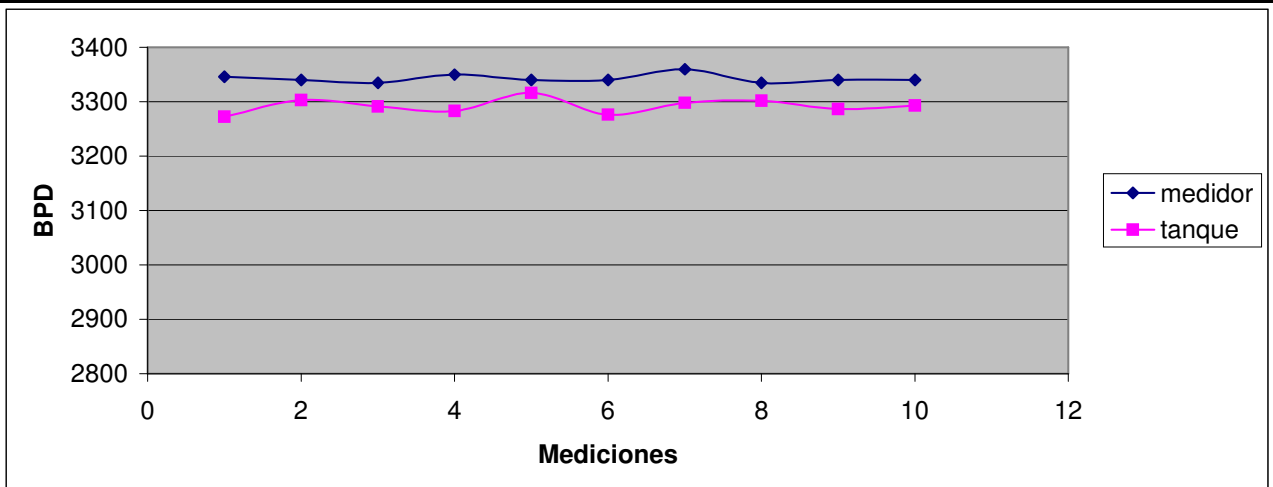


Figura C.8.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 92

SAMARIA No.96-A	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	1453	7	28	102	40	1484	5	-2.1
2	1450	7	28	103	41	1428	5	1.5
3	1455	6	28	103	42	1475	5	-1.4
4	1445	5	28	103	41	1418	5	1.9
5	1450	6	28	102	40	1462	5	-0.8
6	1460	6	28	102	43	1438	5	1.5
7	1455	7	28	102	39	1428	5	1.85
8	1455	5	28	103	38	1470	5	-1
9	1440	6	28	102	40	1413	5	1.9
10	1440	6	28	103	40	1413	5	1.9

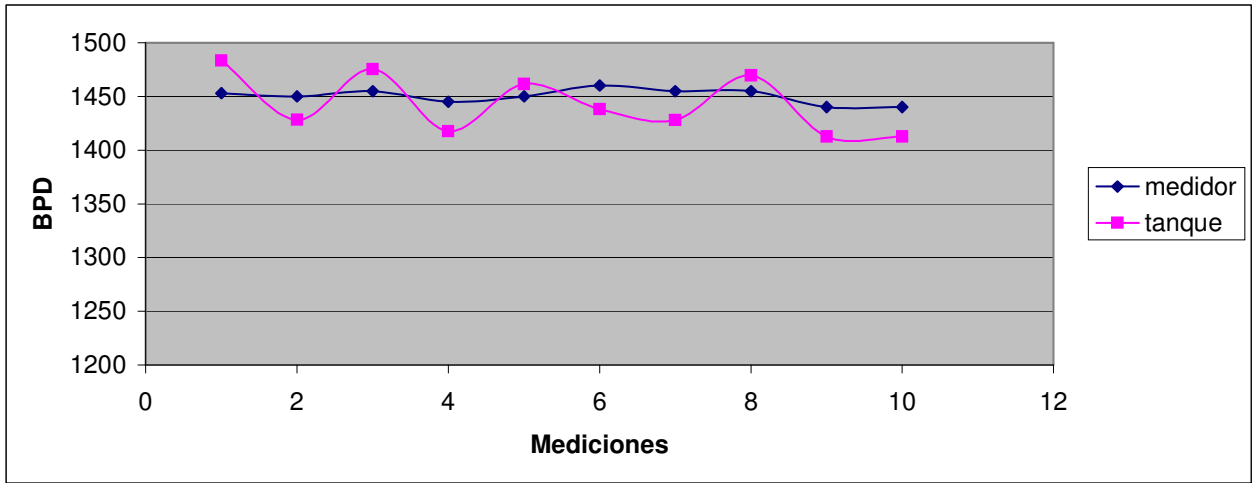


Figura C.9.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 96-A

SAMARIA No.97	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	5044	8	23	102	39	5548	7	-10
2	5030	9	23	102	39	5583	7	-11
3	5040	7	23	103	39	5443	7	-8
4	5036	9	23	104	41	5489	7	-9
5	5046	9	23	102	41	5601	7	-11
6	5050	9	23	102	41	5505	7	-9
7	5040	8	23	102	39	5443	7	-8
8	5040	8	23	103	43	5494	7	-9
9	5045	8	23	102	40	5550	7	-10
10	5040	7	23	103	40	5594	7	-11

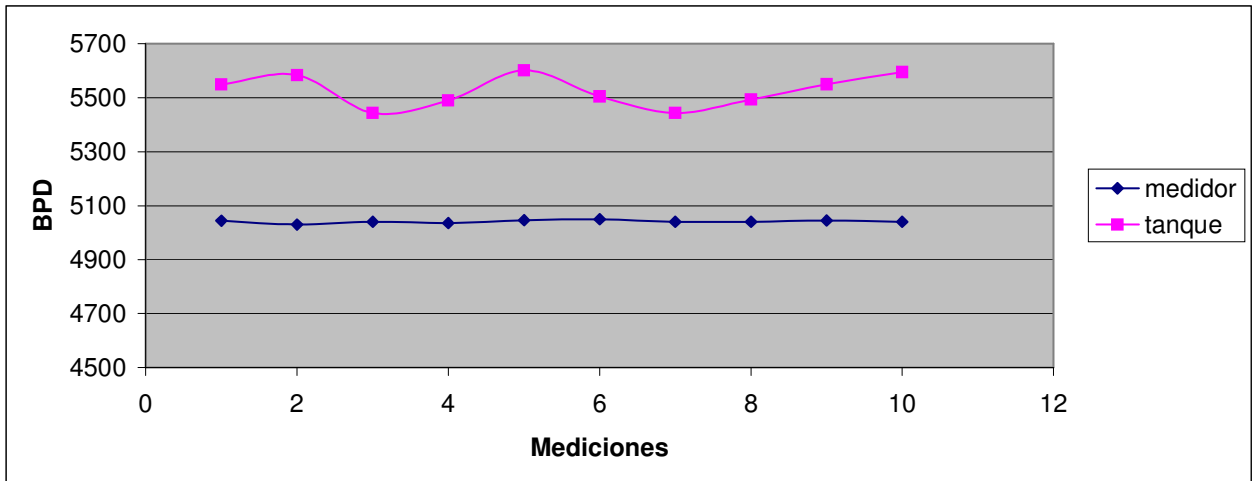


Figura C.10.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 97

SAMARIA No.99 Cons.	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua	
1	1749	57	28	101	40	1712	52	2.1
2	1760	56	28	104	40	1734	52	1.5
3	1740	57	28	103	39	1764	52	-1.4
4	1745	55	28	102	41	1721	52	1.4
5	1745	57	28	102	42	1729	52	0.9
6	1748	57	28	102	41	1724	52	1.4
7	1755	57	28	102	39	1723	52	1.85
8	1770	56	28	104	39	1788	52	-1
9	1756	56	28	102	40	1723	52	1.9
10	1742	57	28	103	40	1709	52	1.9

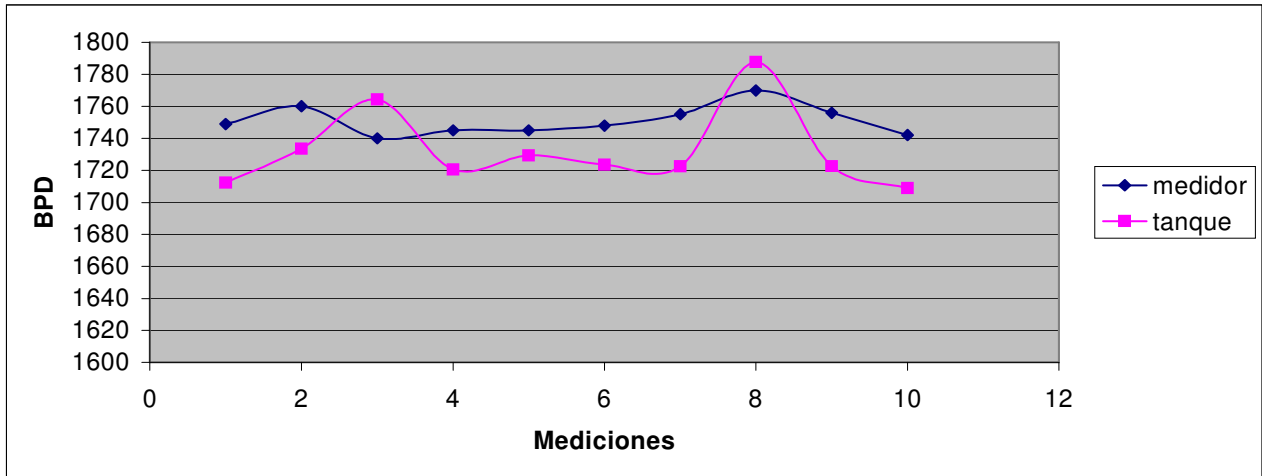


Figura C.11.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 99

SAMARIA No.101 Cons.	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua	
1	899	28	25	103	39	951	25	-6
2	875	28	25	102	39	928	25	-6
3	890	32	25	103	39	935	25	-5
4	920	29	25	102	41	994	25	-8
5	900	29	25	102	42	981	25	-9
6	860	28	25	102	41	912	25	-6
7	880	26	25	104	43	955	25	-8
8	895	27	25	104	42	949	25	-6
9	890	28	25	102	41	961	25	-8
10	890	29	25	102	40	935	25	-5

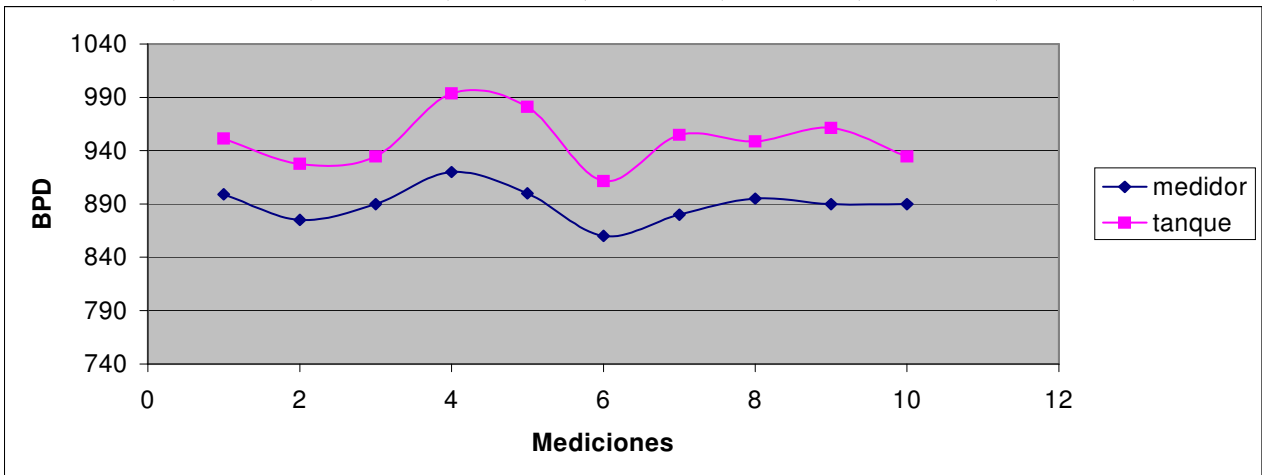


Figura C.12.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 101

SAMARIA No.102-A	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	925	12	26	102	40	971	12	-5
2	930	12	26	102	40	967	12	-4
3	946	15	26	103	41	984	12	-4
4	912	12	26	102	39	976	12	-7
5	925	11	26	102	42	981	12	-6
6	930	12	26	102	41	967	12	-4
7	940	12	26	104	39	1015	12	-8
8	925	13	26	103	42	953	12	-3
9	930	12	26	102	38	977	12	-5
10	930	12	26	102	40	967	12	-4

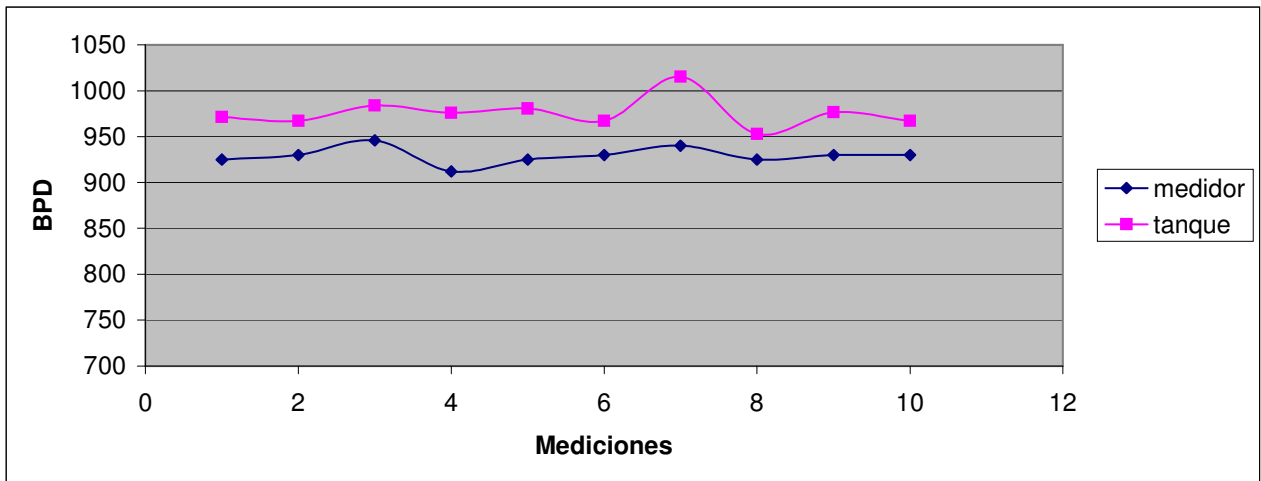


Figura C.13.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 102-A

SAMARIA No.103	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	2617	21	26	102	39	2552	20	2.5
2	2610	21	26	103	36	2571	20	1.5
3	2605	23	26	103	38	2641	20	-1.4
4	2618	21	26	102	38	2568	20	1.9
5	2640	19	26	101	39	2616	20	0.9
6	2630	20	26	102	39	2591	20	1.5
7	2645	21	26	104	38	2596	20	1.85
8	2603	21	26	103	37	2629	20	-1
9	2610	22	26	104	39	2560	20	1.9
10	2610	21	26	102	40	2573	20	1.4

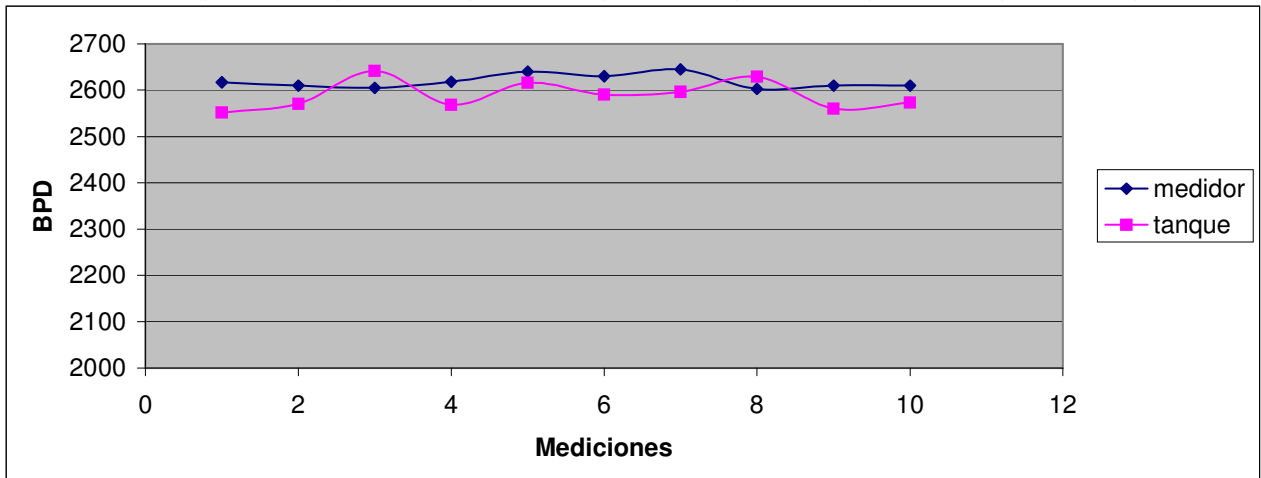


Figura C.14.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 103

Cons.	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua	
1	604	32	29	103	40	664	30	-10
2	620	32	29	102	40	688	30	-11
3	585	29	29	103	41	638	30	-9
4	600	31	29	104	39	666	30	-11
5	610	32	29	101	40	665	30	-9
6	608	30	29	102	39	669	30	-10
7	615	30	29	104	38	683	30	-11
8	600	29	29	104	39	660	30	-10
9	625	30	29	104	39	675	30	-8
10	610	30	29	102	40	671	30	-10

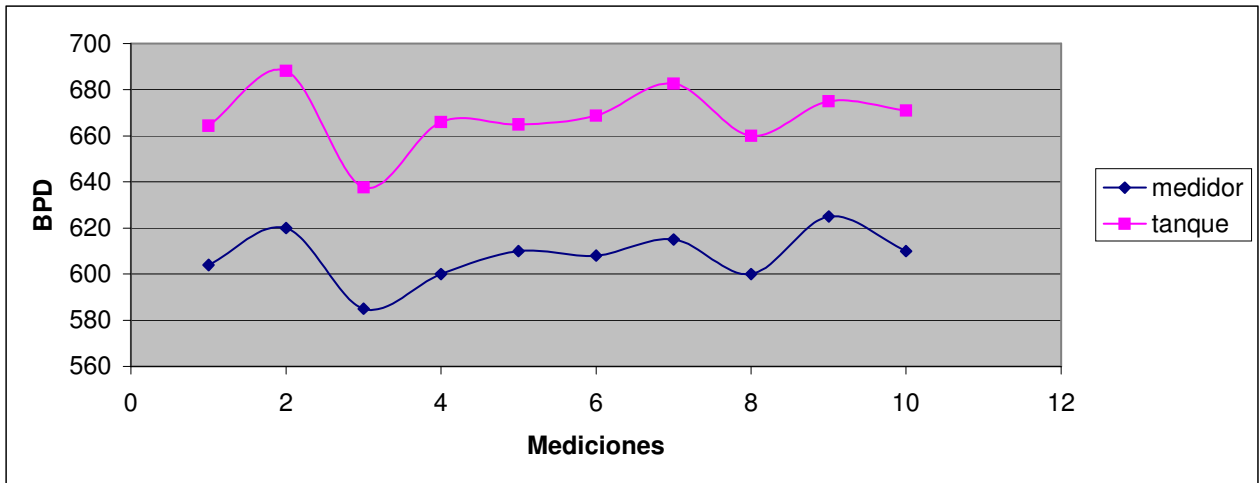


Figura C.15.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 104-A

Cons.	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua	
1	1220	43	26	102	39	1190	43	2.5
2	1200	42	26	102	37	1177	43	1.9
3	1215	45	26	103	39	1232	43	-1.4
4	1235	43	26	103	39	1212	43	1.9
5	1220	43	26	101	39	1197	43	1.9
6	1225	42	26	102	39	1207	43	1.5
7	1226	41	26	104	38	1203	43	1.85
8	1215	43	26	102	39	1203	43	1
9	1210	44	26	104	39	1187	43	1.9
10	1225	43	26	102	38	1205	43	1.6

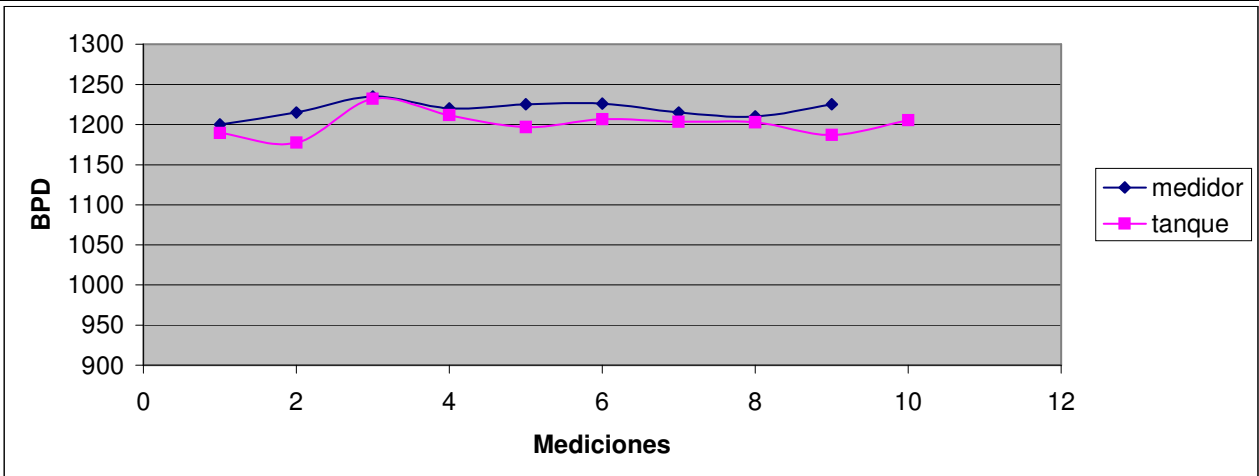


Figura C.16.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 105-A

SAMARIA No.107	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	440	29	27	101	39	502	28	-14
2	410	29	27	103	38	472	28	-15
3	460	25	27	103	39	534	28	-16
4	450	28	27	102	39	509	28	-13
5	480	31	27	101	37	542	28	-13
6	460	29	27	102	38	529	28	-15
7	440	28	27	103	38	497	28	-13
8	475	29	27	102	37	532	28	-12
9	465	30	27	102	39	539	28	-16
10	456	29	27	102	38	529	28	-16

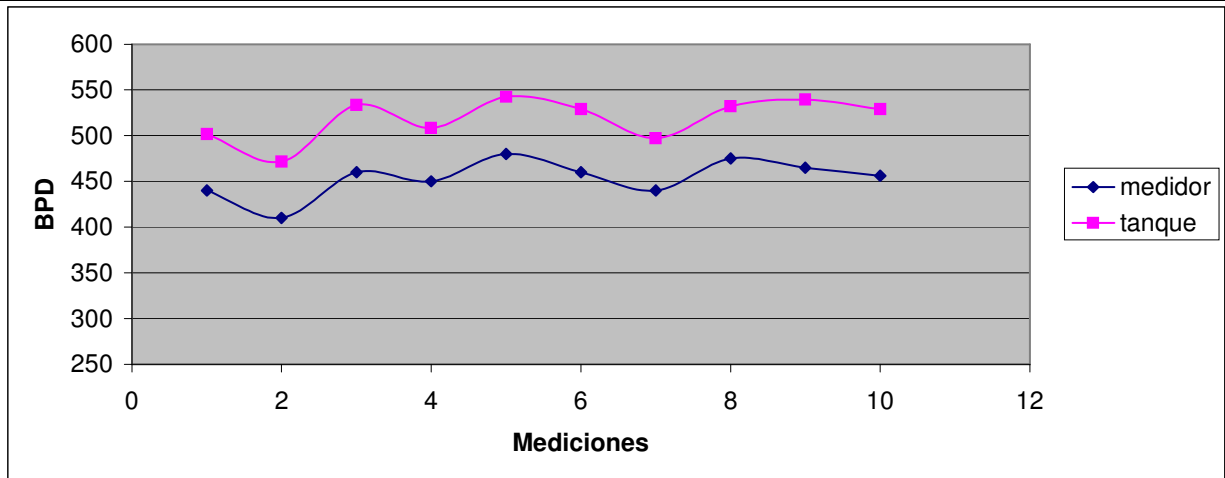


Figura C.17.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 107

SAMARIA No.109	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	3667	1	28	101	38	3575	1	2.5
2	3650	1	28	101	38	3595	1	1.5
3	3655	1	28	101	39	3604	1	1.4
4	3660	1	28	102	37	3590	1	1.9
5	3684	1	28	101	37	3651	1	0.9
6	3668	1	28	102	38	3613	1	1.5
7	3658	1	28	101	38	3590	1	1.85
8	3661	1	28	102	37	3624	1	1
9	3664	1	28	101	39	3594	1	1.9
10	3679	1	28	102	39	3627	1	1.4

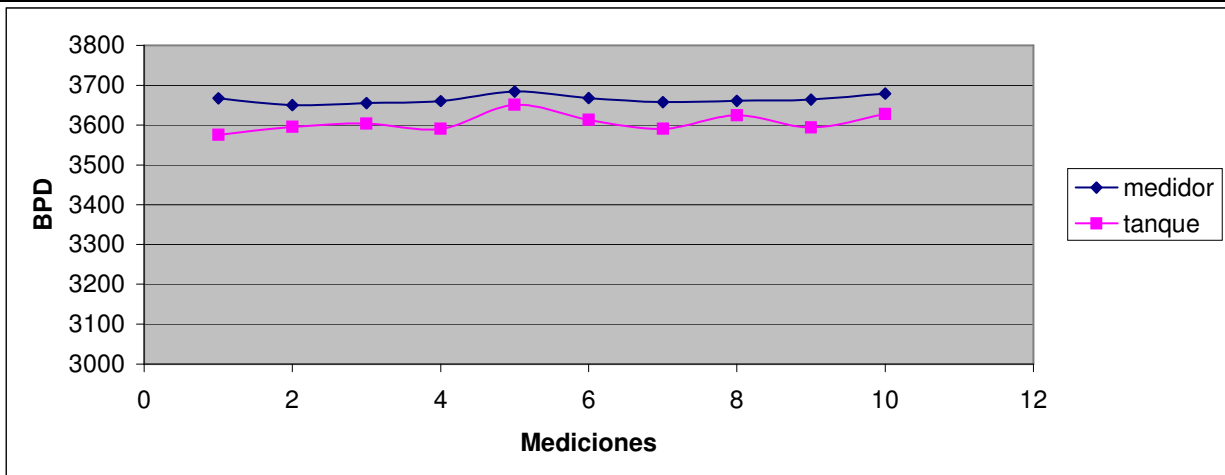


Figura C.18.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 109

Cons.	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua	
1	1799	27	27	102	40	1759	28	2.2
2	1815	28	27	102	41	1849	28	-1.9
3	1780	27	27	101	40	1800	28	-1.1
4	1790	28	27	102	41	1756	28	1.9
5	1795	26	27	101	39	1779	28	0.9
6	1800	27	27	101	38	1773	28	1.5
7	1810	28	27	101	37	1777	28	1.85
8	1790	28	27	102	37	1806	28	-0.9
9	1795	28	27	102	37	1766	28	1.6
10	1790	27	27	102	39	1813	28	-1.3

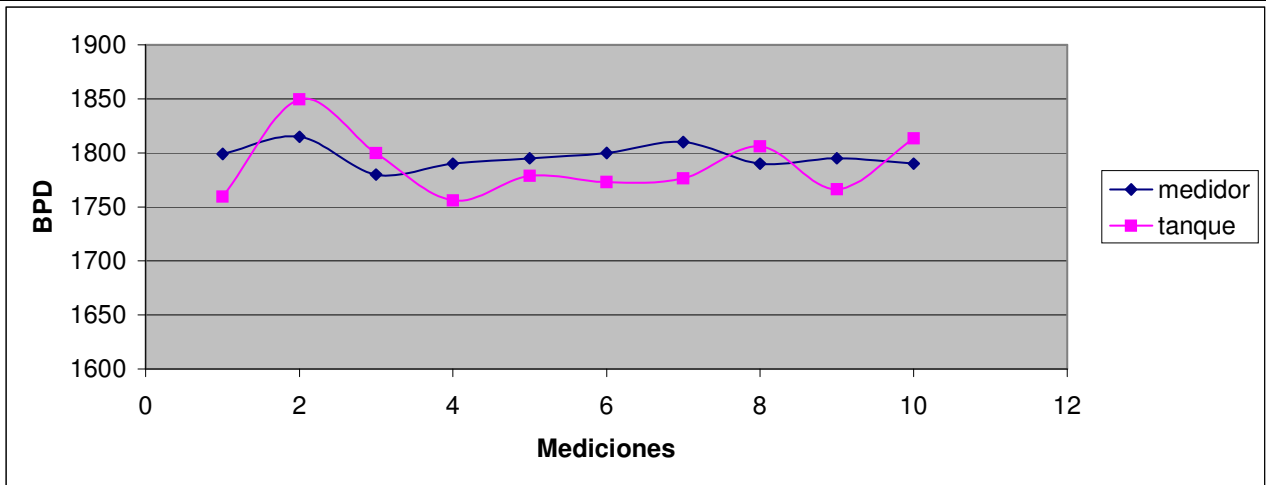


Figura C.19.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 112-B

Cons.	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua	
1	245	8	29	102	40	296	7	-21
2	220	7	29	102	41	260	7	-18
3	280	8	29	101	40	333	7	-19
4	250	8	29	102	41	298	7	-19
5	244	7	29	101	39	298	7	-22
6	235	7	29	101	38	255	7	-9
7	246	6	29	101	37	292	7	-19
8	238	8	29	102	37	283	7	-19
9	220	8	29	102	37	257	7	-17
10	240	7	29	102	39	283	7	-18

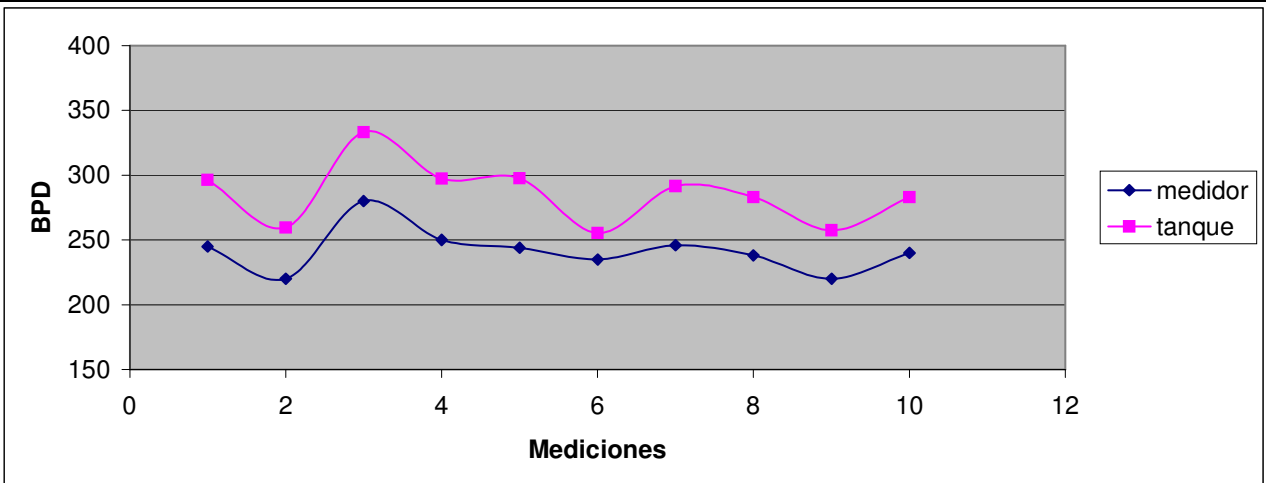


Figura C.20.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No. 121-A

Mediciones	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua	
1	3637	10	41	111	30	3546	10	2.5
2	3620	9	41	110	30	3566	10	1.5
3	3602	10	41	110	30	3653	10	-1.4
4	3621	9	41	109	30	3552	10	1.9
5	3592	9	41	110	30	3559	10	0.9
6	3584	10	41	108	30	3530	10	1.5
7	3596	10	41	109	30	3529	10	1.85
8	3589	10	41	109	30	3625	10	-1
9	3589	9	41	108	30	3521	10	1.9
10	3560	9	41	107	30	3510	10	1.4

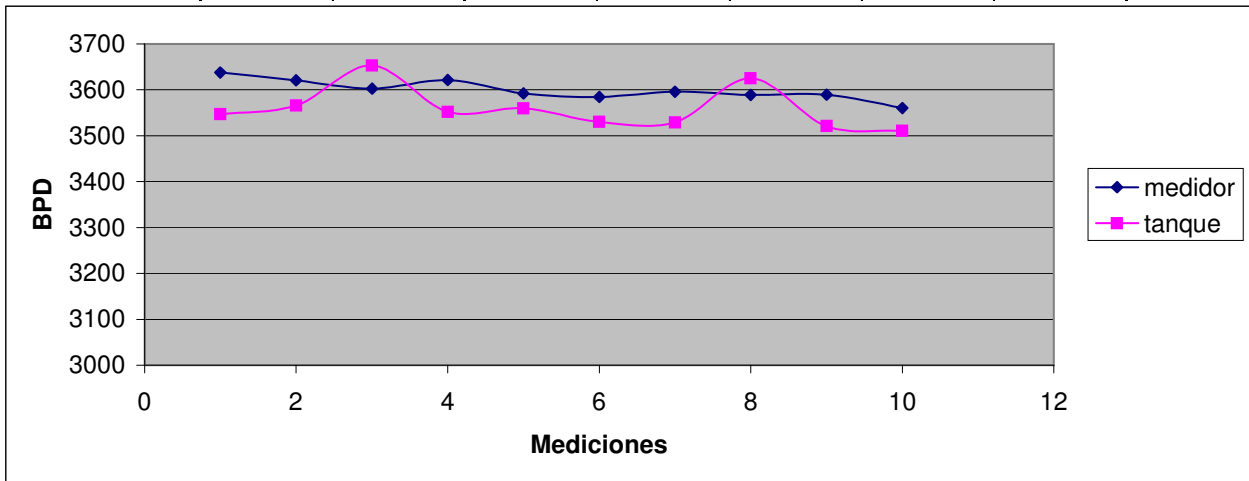


Figura C.21.-Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No.1109

Mediciones	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	%Agua	
1	4147	5	35	105	51	4105	5	1
2	4028	4	35	104	48	3928	5	2.5
3	4124	5	35	105	47	4062	5	1.5
4	4065	6	35	105	49	4122	5	-1.4
5	4095	5	35	104	50	4017	5	1.9
6	4098	5	35	104	49	4061	5	0.9
7	4144	4	35	104	50	4081	5	1.5
8	4118	5	35	102	50	4042	5	1.85
9	4106	5	35	101	50	4147	5	-1
10	4105	5	35	100	51	4027	5	1.9

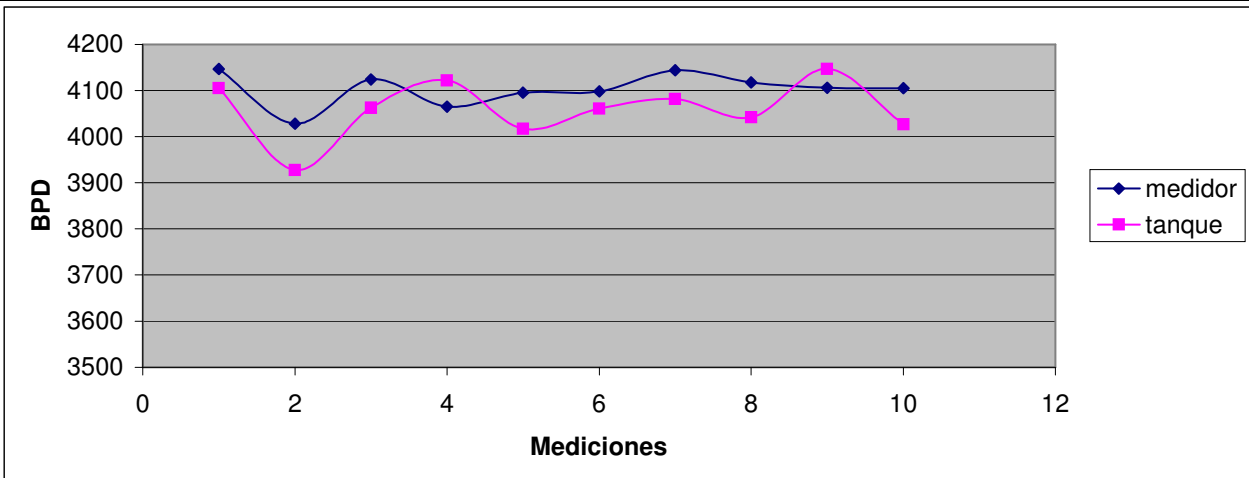


Figura C.22.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No.1119

SAMARIA No. 1175	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Mediciones	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	3158	9	31	102	46	3126	10	1
2	3258	8	31	102	48	3176	10	2.5
3	3165	9	31	102	49	3117	10	1.5
4	3260	9	31	101	49	3306	10	-1.4
5	3201	9	31	99	48	3141	10	1.9
6	3183	10	31	99	50	3154	10	0.9
7	3209	9	31	99	81	3161	10	1.5
8	3185	10	31	99	51	3126	10	1.85
9	3125	10	31	101	51	3156	10	-1
10	3170	9	31	104	51	3110	10	1.9

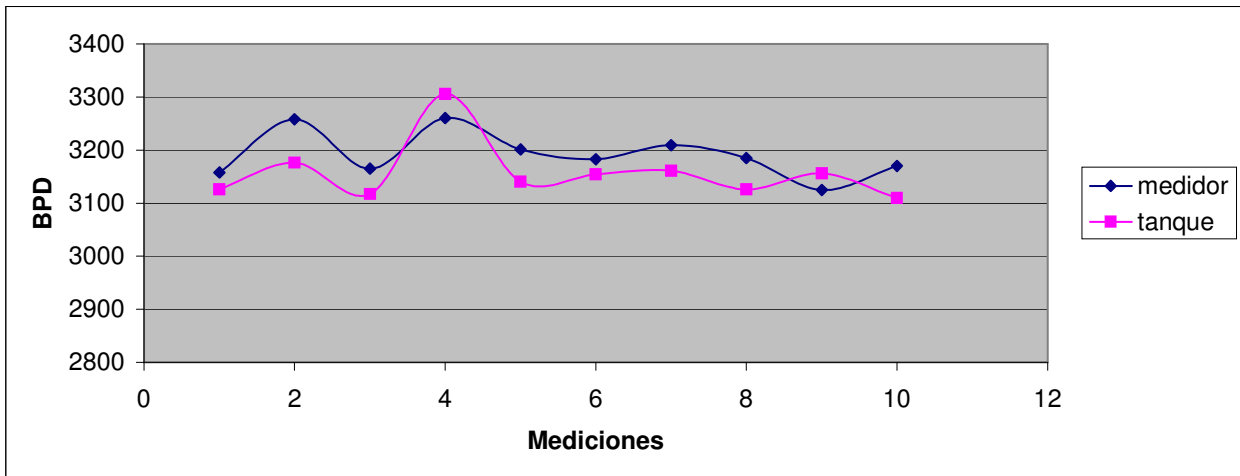


Figura C.23.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No.1175

SAMARIA No.1187	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	7120	1	28	100	39	8188	1	-15
2	7112	2	28	100	39	8108	1	-14
3	7040	2	28	103	38	8378	1	-19
4	7080	2	28	102	39	8354	1	-18
5	7143	1	28	101	39	8000	1	-12
6	7092	1	28	101	38	7872	1	-11
7	7115	2	28	101	37	8111	1	-14
8	7110	1	28	102	37	8177	1	-15
9	7124	2	28	102	38	8264	1	-16
10	7136	1	28	102	39	8492	1	-19

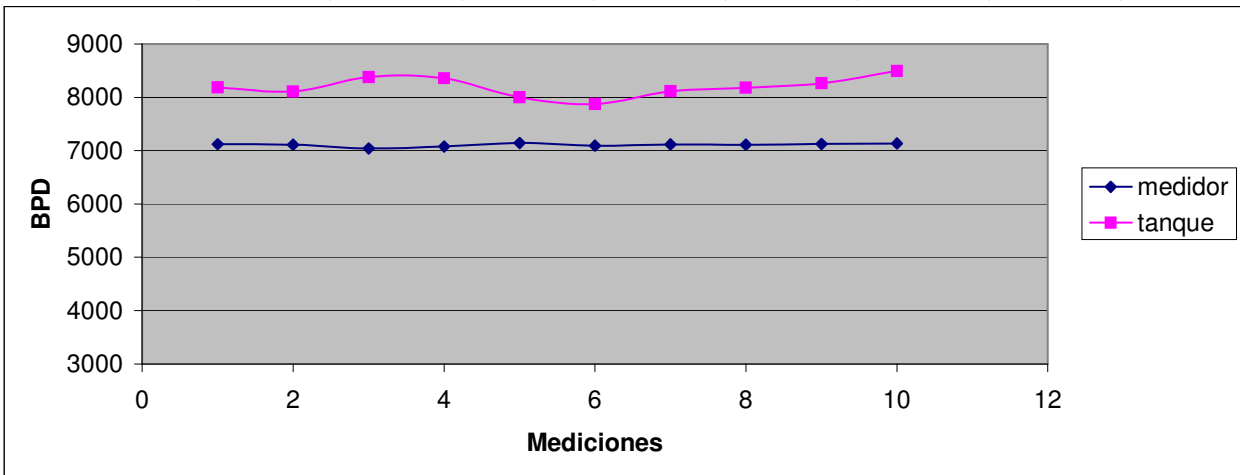


Figura C.24.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Samaria No.1187

IRIDE No. 118	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	3704	0	28	104	39	3612	0	2.5
2	3746	0	28	103	38	3690	0	1.5
3	3657	0	28	104	39	3708	0	-1.4
4	3627	0	28	105	38	3558	0	1.9
5	3693	0	28	106	38	3660	0	0.9
6	3675	0	28	107	38	3620	0	1.5
7	3735	0	28	106	39	3666	0	1.85
8	3683	0	28	106	39	3720	0	-1
9	3722	0	28	105	39	3651	0	1.9
10	3691	0	28	107	39	3639	0	1.4

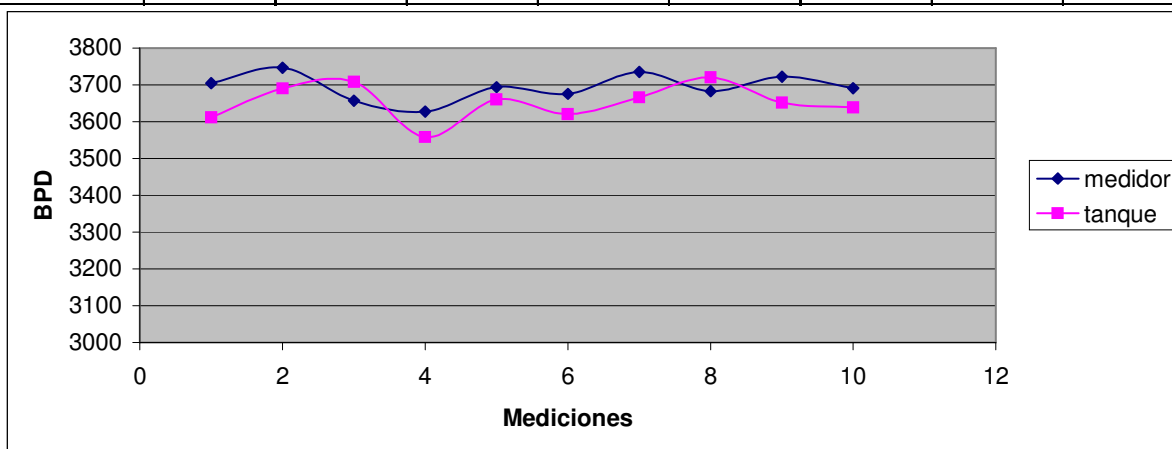


Figura C.25.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Iride No.118

IRIDI No.128D	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	2283	1	29	101	39	2230	1	2.3
2	2274	2	29	101	38	2240	1	1.5
3	2265	2	29	102	37	2297	1	-1.4
4	2295	2	29	102	38	2258	1	1.6
5	2288	1	29	101	39	2309	1	-0.9
6	2290	1	29	101	38	2324	1	-1.5
7	2295	2	29	101	37	2253	1	1.82
8	2274	1	29	102	37	2297	1	-1
9	2288	2	29	102	38	2245	1	1.9
10	2290	1	29	102	39	2251	1	1.7

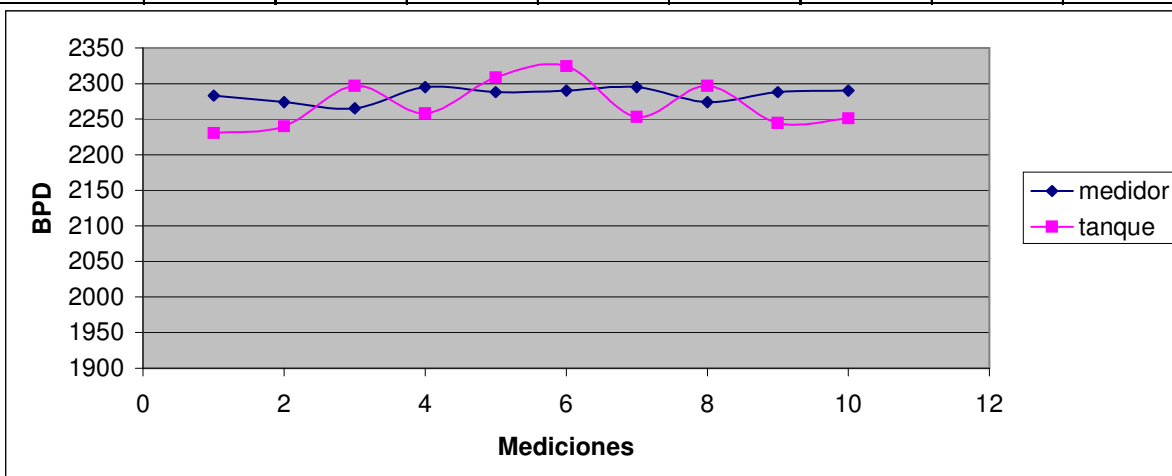


Figura C.26.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Iride No.128-D

IRIDI No.126	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	3434	1	28	101	39	3341	1	2.7
2	3420	2	28	101	38	3369	1	1.5
3	3440	1	28	101	37	3375	1	1.9
4	3435	1	28	102	38	3370	1	1.9
5	3449	1	28	101	39	3428	1	0.6
6	3415	1	28	101	38	3364	1	1.5
7	3435	2	28	101	37	3371	1	1.85
8	3446	1	28	102	37	3412	1	1
9	3435	1	28	101	38	3370	1	1.9
10	3429	1	28	102	39	3371	1	1.7

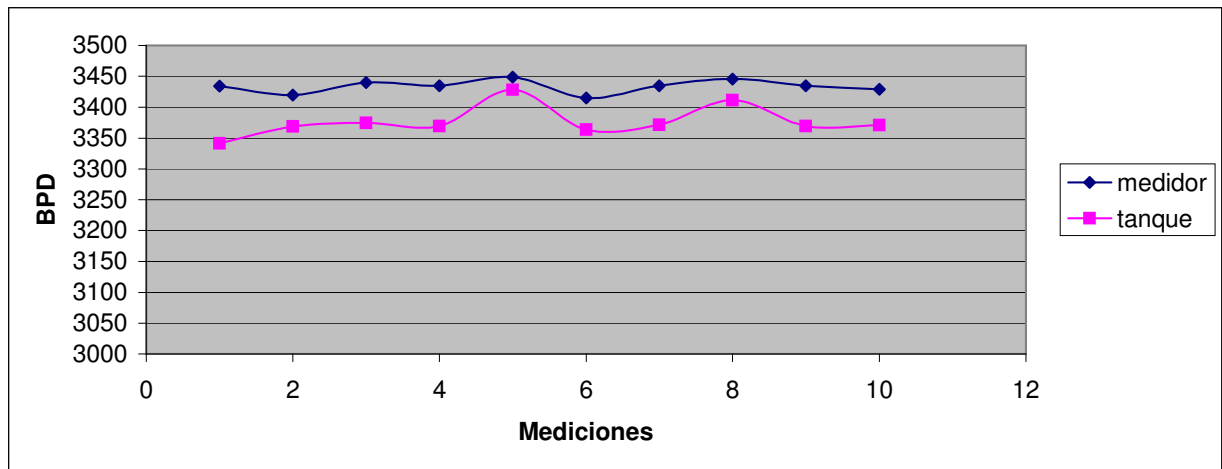


Figura C.27.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Iride No.126

IRIDI No.130	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	692	18	22	102	38	761	17	-10
2	640	18	22	102	38	717	17	-12
3	635	17	22	101	37	718	17	-13
4	680	18	22	102	38	755	17	-11
5	705	19	22	101	38	783	17	-11
6	692	18	22	102	38	775	17	-12
7	682	18	22	101	37	771	17	-13
8	688	17	22	102	37	771	17	-12
9	701	17	22	102	38	778	17	-11
10	690	16	22	102	39	759	17	-10

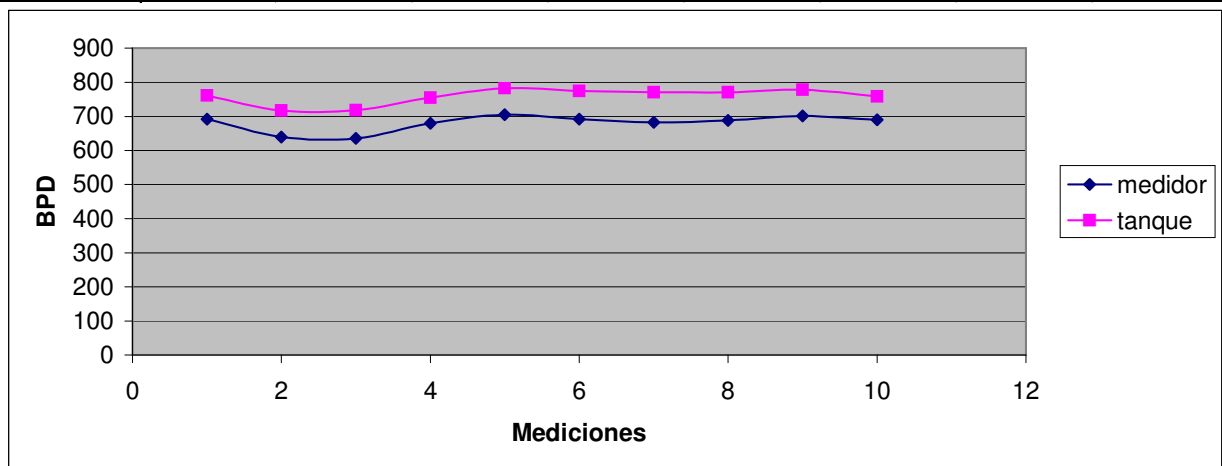


Figura C.28.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Iride No.130

IRIDI No.141	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	554	9	24	101	38	615	9	-11
2	530	9	24	102	38	594	9	-12
3	565	9	24	101	38	638	9	-13
4	580	8	24	102	37	655	9	-13
5	560	9	24	101	39	627	9	-12
6	555	8	24	101	38	627	9	-13
7	568	8	24	101	38	636	9	-12
8	528	9	24	102	37	586	9	-11
9	540	9	24	101	38	605	9	-12
10	546	8	24	102	39	617	9	-13

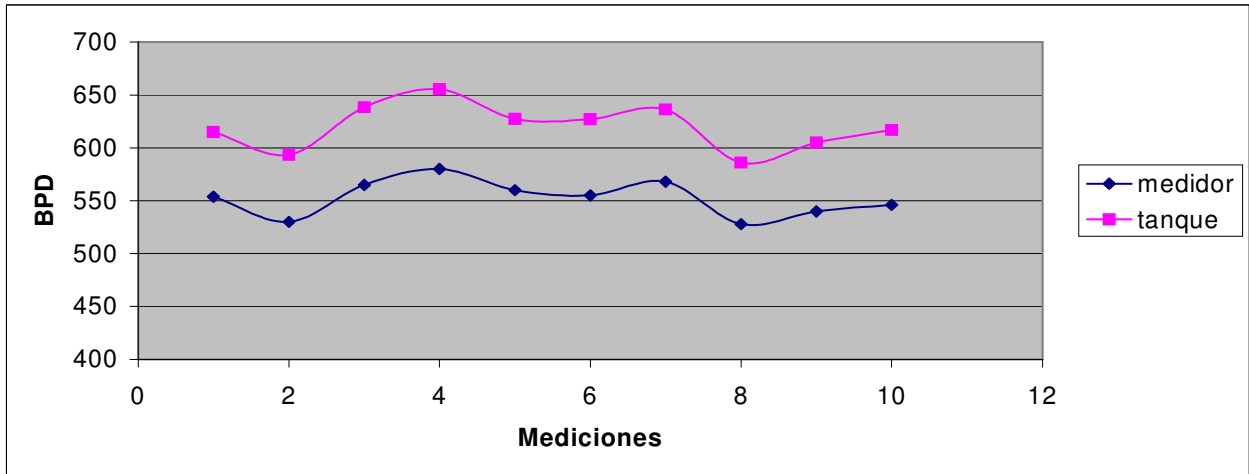


Figura C.29.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Iride No.141

IRIDI No.1118	Medidor Electrónico					Tanque		Desviación %
	Cons.	Gasto (BPD)	%Agua	Densidad (°API)	Presión (PSI)	Temperatura (°C)	Gasto (BPD)	
1	3434	25	28	103	39	3362	25	2.1
2	3415	25	28	102	39	3360	25	1.6
3	3450	24	28	103	38	3405	25	1.3
4	3427	23	28	102	38	3376	25	1.5
5	3438	23	28	101	37	3410	25	0.8
6	3419	25	28	102	39	3364	25	1.6
7	3446	24	28	101	38	3384	25	1.8
8	3436	24	28	102	37	3405	25	0.9
9	3447	25	28	102	38	3392	25	1.6
10	3429	23	28	102	39	3378	25	1.5

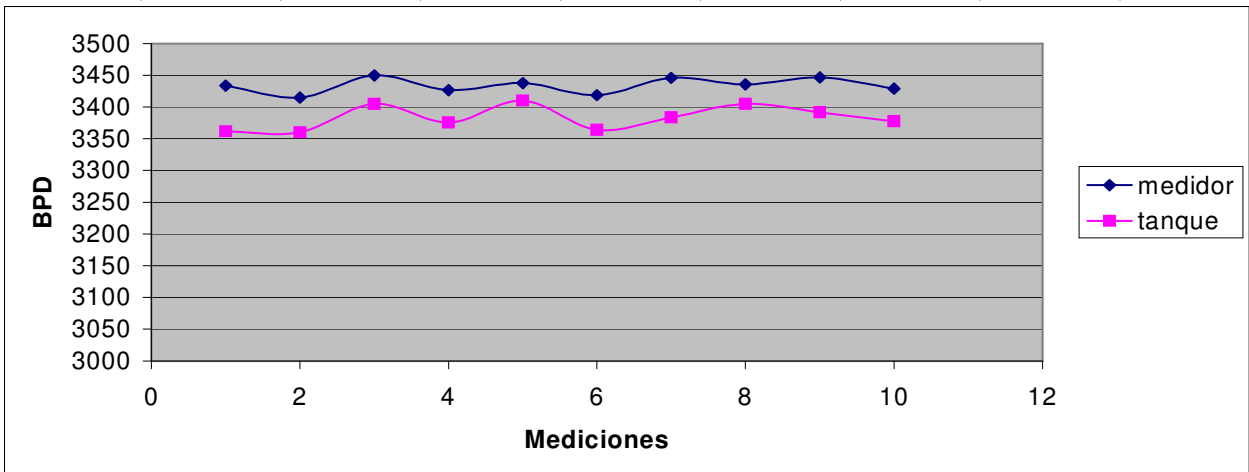


Figura C.30.- Medición de líquidos con medidor electrónico y en tanque de almacenamiento, Iride No.1118

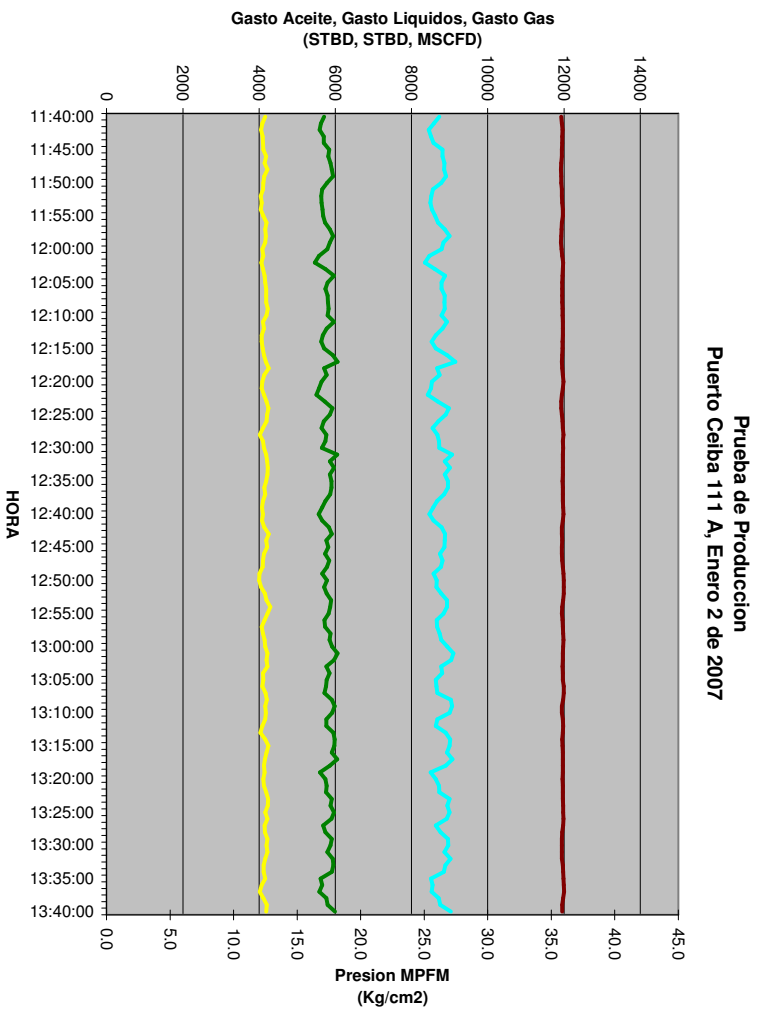


Figura C.31.- Medición multifásica del pozo Puerto Ceiba No. 111-A

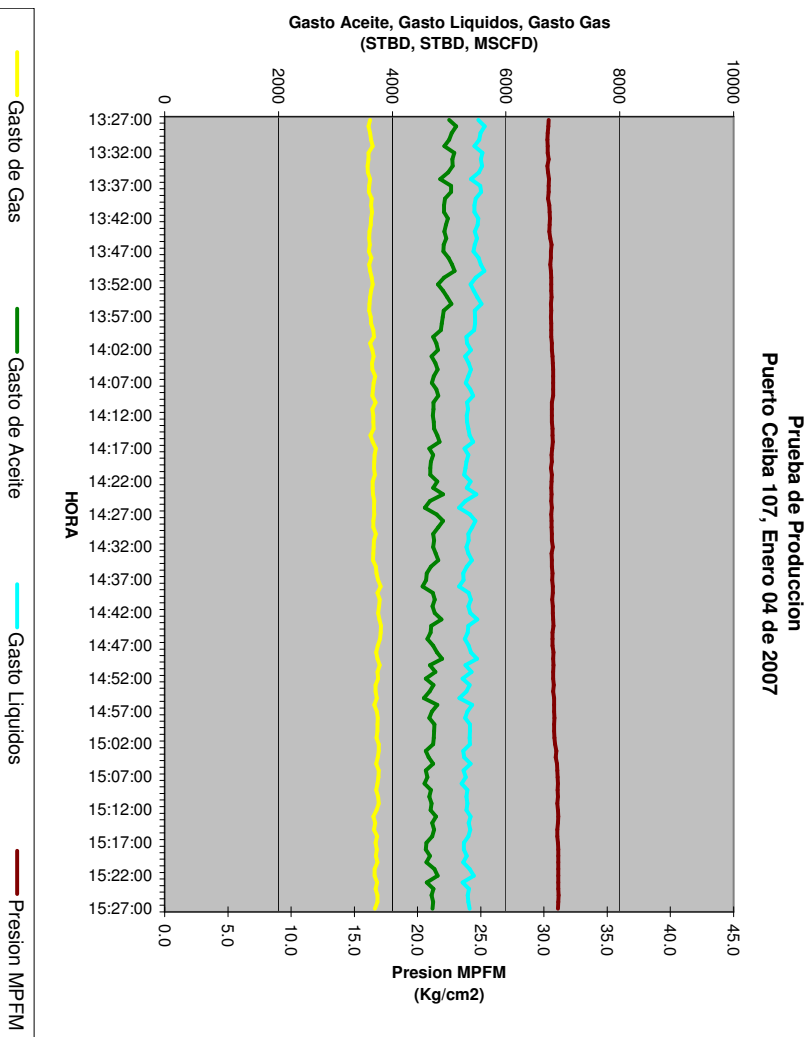


Figura C.32.- Medición multifásica del pozo Puerto Ceiba No. 107

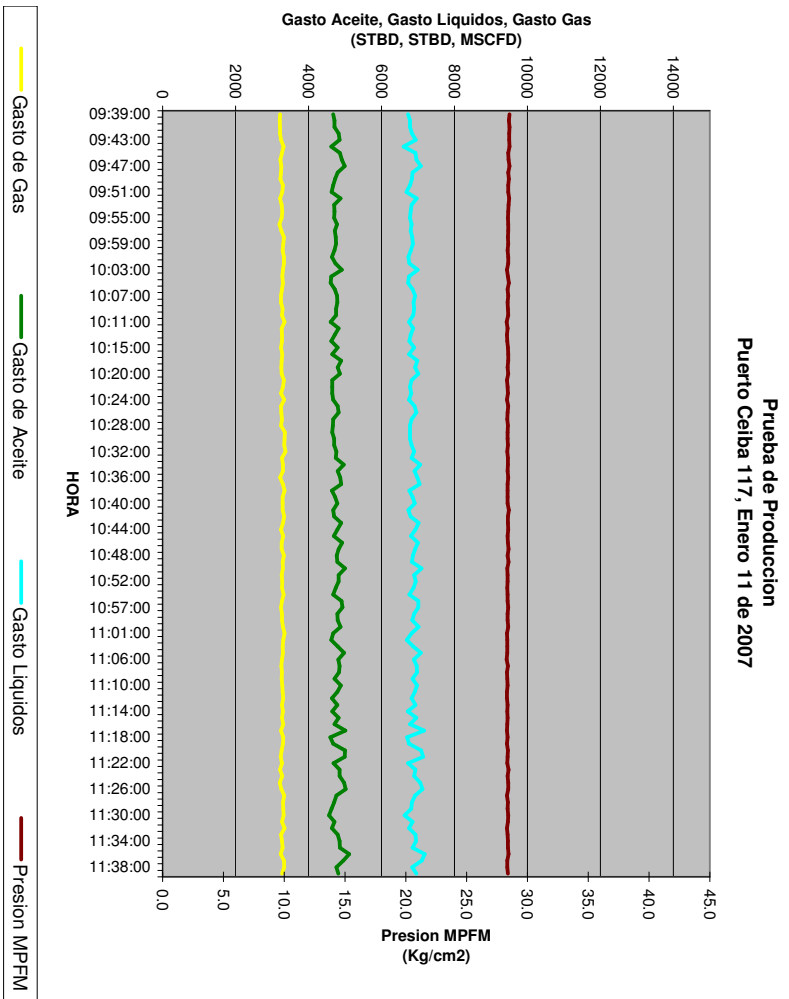


Figura C.33.- Medición multifásica del pozo Puerto Ceiba No. 117

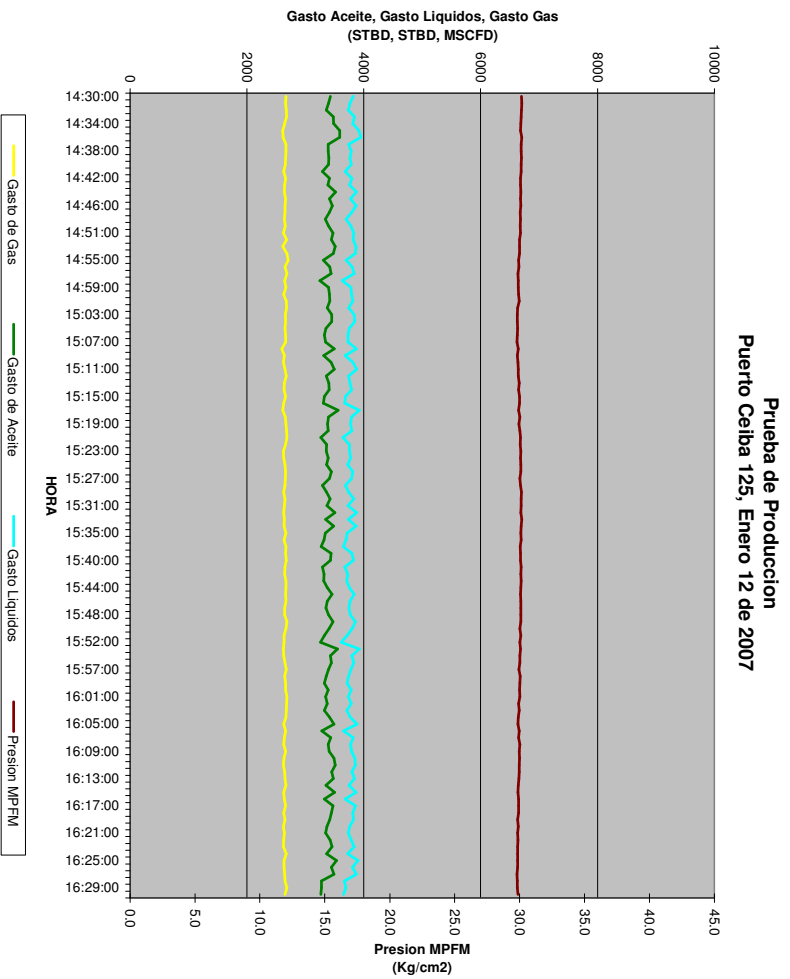


Figura C.34.- Medición multifásica del pozo Puerto Ceiba No. 125