

**“ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA APLICABLES
PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN CRUDOS EXTRAPESADOS”**

LUCY MARCELA ACOSTA RUIZ

JAIME ATUESTA BALLÉN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**“ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA APLICABLES
PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN CRUDOS EXTRAPESADOS”**

LUCY MARCELA ACOSTA RUIZ

JAIME ATUESTA BALLÉN

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
Ingenieros de petróleos**

Director:

Edison Odilio García Navas

Ingeniero de Petróleos

M.Sc Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

Quiero agradecerle primeramente a Dios por haberme dado la suficiente sabiduría y fortaleza para nunca rendirme ante los obstáculos que se me presentaron en esta trayectoria. Gracias a mi padre JOSE MISAEL ACOSTA PEDRAZA por todo lo que me diste, gracias por haber hecho de mí la hija que siempre quisiste, tu amor y tus enseñanzas son mis motivos para seguir adelante, jamás podré olvidarte, estarás siempre presente en mi corazón. TE amo papá. A mi madre Blanca Isabel Ruiz a mis hermanos Sandra Liliana y Miguel Angel Acosta Ruiz por su apoyo, sacrificios, amor y motivación, a mi sobrina Paula Sofia Ochoa Acosta quien es nuestra mayor felicidad e igualmente a mi novio Julian Alexander Rivera Gonzalez por todo su apoyo y amor incondicional, a mis amigas Laura Hernández, Carolina Pereira y Carmen Bayter por haberme apoyado en los momentos más difíciles de mi vida. A mi angelito de amor Raúl Sanabria quien, aunque pasen los años siempre estarás en mi corazón. Dios y ellos han sido el soporte de mi vida, la inspiración de mi corazón y la motivación para lograr mis sueños.

Con Amor

Lucy Marcela Acosta Ruiz

DEDICATORIA

Doy gracias en primer lugar a Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para cumplir exitosamente esta meta, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

Doy gracias también a mis padres, Blanca Ballén Uribe y Jaime Atuesta Celis por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por ser mi mayor motivación que me ha permitido ser una persona de bien, pero especialmente por su amor.

Ustedes son el motor para seguir logrando mis sueños.

Con Amor

Jaime Atuesta Ballén

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros agradecimientos a todas las personas que nos colaboraron y apoyaron en el desarrollo de este proyecto.

A la codirectora del proyecto Andrea Johanna Tibacuy, ingeniera de petróleos por su colaboración y orientación.

Al director del proyecto el M.Sc. Edison Odilio García Navas, ingeniero de petróleos por su orientación.

A la Universidad Industrial de Santander por garantizarnos un espacio propicio para adquirir conocimientos y permitirnos se parte de esta institución.

A la escuela de ingeniería de petróleos UIS por y a todos los profesores que hicieron parte de nuestra formación profesional.

A todos nuestros amigos por ser nuestros compañeros en esta etapa.

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN	13
2. FLUJO MULTIFÁSICO.....	15
2.1.1. Propiedades del petróleo	15
2.1.2. Propiedades del gas natural	18
2.1.3. Propiedades del agua	19
2.1.4. Patrones de flujo	20
3. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS EXTRAPESADOS.....	23
3.1. COMPOSICIÓN DE LOS CRUDOS	25
3.2. PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL PETROLEO.....	26
3.2.1. Color.	27
3.2.2. Olor.	27
3.2.3. Densidad.....	27
3.2.4. Sabor.	28
3.2.5. Índice de refracción.....	29
3.2.6. Punto de ebullición.....	29
3.2.7. Punto de congelación.....	29
3.2.8. Viscosidad.....	30
3.3. CONTAMINANTES EN LOS CRUDOS PESADOS	30
3.4. EMULSIÓN	31
3.4.1. Clasificación de las emulsiones.	32
3.5. DILUCIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS	33
4. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	34
4.1. MEDICIÓN DINÁMICA.....	35

4.2. MEDIDORES MULTIFÁSICOS.....	55
4.3. TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA UTILIZADAS PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN CRUDO EXTRA PESADO.....	61
4.3.1. MEDIDORES MULTIFÁSICOS CON TECNOLOGÍA Vx®.....	63
4.3.2. MEDIDORES MULTIFÁSICOS CON TECNOLOGÍA RED EYE® (REMMS).....	71
4.3.3. MEDIDOR DE FLUJO MULTIFASICO AGAR MPFM-50.....	77
4.3.4. MEDIDORES MULTIFÁSICOS CON TECNOLOGÍA ROXAR MULTIPHASE METER 2600.	81
4.3.5. MEDIDOR MULTIFÁSICO HAIMO.	92
4.4. COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS ANTERIORMENTE MENCIONADAS	95
5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS MEJORES TÉCNOLOGIAS APLICABLES A CRUDOS EXTRA PESADO.....	98
5.1. REGLAMENTACIÓN TÉCNICA Y LEGAL VIGENTE DE COLOMBIA	98
5.2. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE CRUDO EXTRA PESADO	100
5.3. VARIABLES OPERATIVAS DEL CAMPO	101
5.4. EVALUACIÓN DE LOS MPFM	102
6. ANÁLISIS FINANCIERO.....	107
7. CONCLUSIONES	110
8. RECOMENDACIONES.....	111
BIBLIOGRAFÍA.....	112
ANEXOS.....	116

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA APLICABLES PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN CRUDOS EXTRAPESADOS.♦

AUTORES: LUCY MARCELA ACOSTA RUIZ
JAIME ATUESTA BALLÉN♦♦

PALABRAS CLAVES: Análisis de tecnologías, medición de flujo multifásico, pruebas de producción, crudo extra pesado, análisis económico.

DESCRIPCIÓN:

Durante el proceso de explotación y manejo de crudo se necesita contar con información que describa los recursos producidos en función de su cantidad y de su calidad, con el fin de contar con datos confiables para cuantificar el potencial de producción de cada pozo es incluso del campo. Los medidores de flujo multifásico son herramientas que se emplean para la obtención de información directa sobre los volúmenes producidos de cada fase (agua, aceite y gas) sin usar una separación previa.

El propósito del presente trabajo es realizar el análisis del desempeño de dos medidores de flujo multifásico (MFM), para el desarrollo de pruebas de pozo en un campo de crudo extra pesado, por medio de la realización de comparaciones cualitativas y cuantitativas de los diferentes medidores, también de pruebas realizadas, en el cual se verifica que el MFM cumple parcialmente con los requisitos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía (MM&E) ya que este fue comparado con un método convencional de pruebas de pozo aceptado por el MM&E. Por último, se realiza un análisis de los aspectos financieros para la determinación de los costos mínimos que se presentan durante la instalación de facilidades requeridas para la implementación de cada uno de los sistemas de pruebas de pozo estudiados.

♦ Trabajo de grado.

♦♦ Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: M.Sc. Edison Odilio García Navas. Ingeniera de petróleos.

SUMMARY

TITLE: ANALYSIS OF MULTIPHASE MEASUREMENT TECHNOLOGIES APPLICABLE FOR PRODUCTION TESTS IN EXTRA HEAVY CRUDE OIL. ♦

AUTHORS: LUCY MARCELA ACOSTA RUIZ
JAIME ATUESTA BALLÉN♦♦

KEY WORDS: Technology analysis, multiphase flow measurement, production tests, extra heavy crude oil, economic analysis.

ABSTRACT:

During the process of exploitation and handling of crude it is necessary to have information that describes the resources produced according to their quantity and quality, in order to have reliable data to quantify the production potential of each well, including the field. Multiphase flow meters are tools that are used to obtain direct information about the volumes produced in each phase (water, oil and gas) without using a previous separation.

The purpose of this paper is to perform the analysis of the performance of two multiphase flow meters (MFM), for the development of well tests in an extra heavy crude oil field, by means of qualitative and quantitative comparisons of the different meters , also of tests carried out, in which it is verified that the MFM partially complies with the requirements established by the Ministry of Mines and Energy (MM & E) since this was compared with a conventional method of well tests accepted by the MM & E. Finally, an analysis of the financial aspects is carried out to determine the minimum costs that arise during the installation of facilities required for the implementation of each of the well test systems studied.

♦ Degree work

♦♦ PHYSICAL - CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY. PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL.
Director: M.Sc. Edison Odilio García Navas.

1. INTRODUCCIÓN

La medición de hidrocarburos se encarga de cuantificar los volúmenes extraídos del yacimiento a partir de diferentes métodos, medidores o en su defecto al inferir tales cantidades; lo ideal sería que cada pozo tuviera una manera directa de medir su producción, sin embargo, esto no siempre es posible debido a los altos costos de los instrumentos de medición y su entorno operacional. En el proceso de medición existen variables que dificultan el mismo debido a las condiciones de presión y temperatura a las que están sujetos los hidrocarburos producidos; además de las variables propias de cada fluido como la viscosidad, salinidad, conductancia, etc. El manejo de las variables conlleva la aplicación de técnicas en conjunto con tecnología que permita inferir mediante otros datos de entrada los volúmenes extraídos de los pozos.

La cuantificación se realiza mediante medidores (monofásicos o multifásicos) que estiman los volúmenes manejados y calidad de los fluidos extraídos con la menor incertidumbre posible minimizando errores tanto mecánicos como humanos. La medición del flujo multifásico es conveniente cuando no se pueden realizar procesos de separación en donde la corriente se encuentra conformada por dos o más fases, por la falta de capacidad del sistema convencional utilizado o cuando no se cuente con este sistema. Este tipo de medición consiste en determinar la continua relación existente entre las distintas fases del flujo de un pozo (agua, aceite y gas) en lo posible sin usar una separación previa y a condiciones de línea.

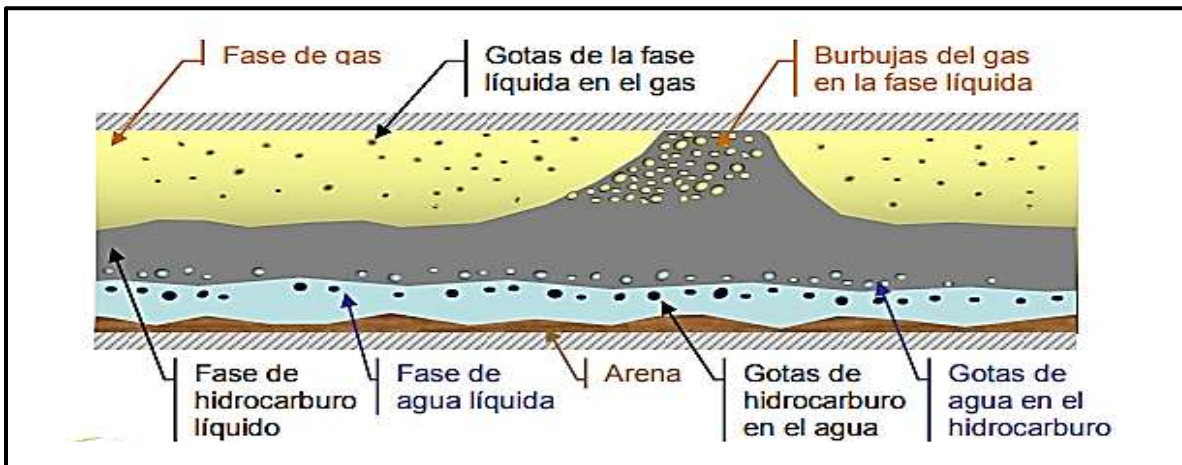
Actualmente la tecnología disponible en el mercado para medición de crudo extrapesado es limitada, debido a lo anterior se pretende evaluar el rendimiento de un medidor multifásico aplicable para crudo extrapesado, como una nueva tecnología en el área de administración de pozos. La implementación de esta tecnología optimizará costos en la instalación de facilidades de superficie requeridas para el proceso de prueba de pozo con los métodos convencionales, permitirá identificar las características y su compatibilidad con las propiedades de los crudos extrapesados en los cuales se aplican estos procesos con el fin de establecer cuál

es la opción más viable desde el punto de vista técnico para aplicar en un campo de crudo extrapesado.

2. FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo simultáneo de gas y líquido es común en la industria petrolera, por tal motivo es importante estudiar el comportamiento del flujo de dos fluidos a través de una tubería, donde la posibilidad de transportar en una sola tubería gas, crudo y agua desde el campo hasta la planta de procesamiento, se traduce en una disminución considerable de costos. Para el diseño de estas tuberías, se requiere predecir la variación de la presión a lo largo de la longitud de la cadena de flujo para condiciones conocidas de flujo.

Figura 5. Flujo multifásico en una línea de transporte.



Fuente: ANSELMI Ruth, Alberto J. Baumeister, Revisión de los métodos y correlaciones para el análisis en líneas de transporte con flujo multifásico. Venezuela, 2008.

En el estudio del flujo multifásico, conocer el comportamiento de cada fase de la mezcla individualmente y a la vez cómo afecta su movimiento e interacción a las demás es fundamental. A continuación, se describirán las propiedades de los tres fluidos que conforman la mezcla (petróleo, gas y agua).

2.1.1. Propiedades del petróleo. Las propiedades estudiadas para el petróleo incluyen la solubilidad del gas, factor volumétrico del petróleo, la viscosidad y la compresibilidad.

- **Solubilidad del gas (R_s).** Se define como el volumen de gas disuelto por barril de crudo a unas condiciones de presión y temperatura, que en el caso de ser

estándar (14,7 [psia] y 60 [°F] respectivamente) se define como la relación gas - crudo (GOR). La solubilidad del gas permanece constante a presiones por encima de la presión de burbuja. El Rs cae cuando la presión disminuye, si la presión está por debajo de la presión de burbuja. La correlación a usar para el cálculo de Rs es:

$$R_s = \gamma_g \frac{P}{18,2} + 1,4 * \frac{10^{0,0125 * API^{1,2048}}}{10^{0,00091T}}$$

Donde (1)

γ_g = Gravedad específica del gas

API = Grados API del crudo

T = Temperatura [°F]

P = Presión [psia]

La solubilidad del gas se usa con frecuencia para cálculos volumétricos del petróleo y gas.

- **Densidad del petróleo (ρ_0).** Se define como la masa por unidad de volumen en [lb/ft³]. Debido al contenido de gas, la densidad del petróleo es dependiente de la presión. La densidad del petróleo en condiciones estándar se conoce como la gravedad API, y su respectiva relación con la densidad en el tanque de almacenamiento es:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

Donde (2)

γ_o = Gravedad específica del petróleo

Para el cálculo de la densidad a presiones y temperaturas elevadas, Ahmed propuso la siguiente correlación:

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_o}{0,972 + 0,000147R_s\frac{\gamma_g}{\gamma_o} + 1,25T^{1,175}}$$

Donde (3)

γ_g = Gravedad específica del gas.

- **Factor volumétrico (Bo).** El factor volumétrico del petróleo se define como el volumen ocupado en el yacimiento a la presión y temperatura de yacimiento por unidad de volumen de crudo en las condiciones de almacenamiento en superficie más el gas disuelto¹:

$$B_o = (0,9759 + 0,00012R_s\frac{\gamma_g}{\gamma_o} + 1,25)^{1,2}$$

(4)

Siempre es mayor que uno debido a que el crudo disuelve más gas en condiciones de yacimiento que en condiciones de almacenamiento. A una determinada temperatura en el yacimiento, B_o permanece relativamente constante a presiones por encima de la presión de burbuja. El factor volumétrico desciende cuando la presión disminuye por debajo de la presión de burbuja.

- **Viscosidad del petróleo (μ_{od}).** Es un parámetro empírico usado para la descripción de la resistencia al flujo de un fluido. La viscosidad del petróleo es de interés en la entrada al pozo y cálculos hidráulicos en producción. La correlación para el cálculo de la viscosidad es:

$$\mu_{od} = \left(0,32 + \frac{1,8 \times 10^7}{API^{4,53}} \frac{360}{T + 200}\right)^A$$

(5)

Donde

$$A = 10^{0,43 + \frac{8,33}{API}}$$

(6)

¹ Brill, James P. y Mukherjee, Hemanta. Richardson, Multiphase Flow in Wells. Texas : Society of Petroleum Engineers Inc., 1999, Vol. First Printing.

- **Compresibilidad (Co).** La compresibilidad se define como la variación del volumen con la presión a temperatura constante. Para su cálculo se usa la correlación empírica desarrollada por Vazquez y Beggs:

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17,2T - 1180\gamma_{g100} + 12,61\gamma_{API}}{10^5 P} \quad (7)$$

Donde

$$\gamma_{g100} = \gamma_g 1,0 + 5,912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T \log \frac{P}{114,7} \quad (8)$$

Es la gravedad específica del gas a una presión de 100 [psia].

2.1.2. Propiedades del gas natural. Las propiedades estudiadas incluyen la gravedad específica, la presión y temperaturas pseudo críticas, factor de compresibilidad, la densidad del gas, el factor volumétrico y la compresibilidad del gas².

- **Gravedad específica (γ_g).** La relación entre el peso molecular del gas y la del aire se conoce como gravedad específica.
- **Factor de compresibilidad (Z).** También conocido como el factor de desviación del comportamiento de un gas ideal.
- **Densidad del gas (ρ_g).** Debido a que el gas es compresible, su densidad depende de la presión y la temperatura. Tomando aire con un peso molecular de 28,97, la densidad se puede escribir de la siguiente forma:

$$\rho_g = \frac{2,70 P \gamma_g}{Z T} \quad (9)$$

² Guo, Boyun, Lyons, William y Ghalambor, Ali. Petroleum Production Engineering. s.l.: Elsevier Science & Technology Books, 2007. ISBN: 0750682701.

Donde

ρ_g = densidad del gas, lbm/ft³

Z = factor de compresibilidad del gas

T = temperatura, °R, P

P = presión, psi

- **Factor volumétrico (Bg).** El factor volumétrico del gas se define como la relación entre el volumen del gas en condiciones del yacimiento, respecto al volumen del gas en condiciones estándar:

$$B_g = 0,005405 \frac{ZT}{P} \quad (10)$$

- **Compresibilidad del gas (Co).** La compresibilidad de un gas es una medida del cambio del volumen relativo como respuesta al cambio de presión, y se define como:

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \quad (11)$$

2.1.3. Propiedades del agua. El agua puede jugar un papel importante en los cálculos del flujo multifásico. Además de las propiedades físicas del agua, son de particular interés la solubilidad del gas, el factor volumétrico, la viscosidad, la tensión superficial y la compresibilidad.

- **Densidad del agua (ρ_w).** En condiciones estándar la densidad del agua es de 62,4 lb/ft³. Despreciando la solubilidad del gas en el agua, la densidad se puede escribir como:

$$\rho_w = \frac{62,4 \text{ lbm}}{B_w \text{ ft}^3} \quad (12)$$

- **Solubilidad del gas en el agua (Rsw).** La solubilidad de los gases hidrogenados en agua es inversamente proporcional al peso molecular.
- **Factor volumétrico del agua (Bw).** Debido a que la solubilidad del gas en el agua es baja comparada con la del petróleo, una práctica común es despreciar la compresibilidad y la solubilidad del gas en el agua. En las situaciones actuales de campo, el agua contiene gas en solución y de esta forma, se hincha bajo una reducción de presión.
- **Viscosidad (μ_w).** La viscosidad del agua aumenta con la presión y los sólidos disueltos, y disminuye con la solubilidad del gas³.

2.1.4. Patrones de flujo. Cuando dos fases fluyen simultáneamente es evidente que lo puedan hacer de diferentes formas dentro de la tubería dependiendo de la velocidad de cada fase. A cada una de estas formas se les conoce como régimen o patrón de flujo. Estas diferentes formas varían de acuerdo a la posición en la que se encuentre la tubería, así como de las condiciones de operación y propiedades del fluido. Están identificados principalmente siete patrones típicos de flujo multifásico como son: burbuja, tapón, estratificado, ondulado, intermitente, anular y niebla.

La transición entre los diferentes regímenes de flujo puede ser un proceso gradual o espontáneo y no es fácil de determinar. A continuación, se definen de manera general los patrones de flujo usualmente identificados en la industria⁴.

❖ **Regímenes de flujo para flujo horizontal y vertical en dos fases**

Para la predicción del comportamiento de flujo multifásico a través de los años se ha analizado tanto en dirección vertical como horizontal encontrando que ambos esquemas tienen similitud y que las caídas de presión son unos de los mayores problemas a ser tomados en cuenta, es por esta razón que

³ Ahmed, T.H. Hydrocarbon Phase Behaviour. Gulf Publishing Company. 1989.

⁴ ANSELMINI Ruth, Alberto J. Baumeister, Revisión de los métodos y correlaciones para el análisis en líneas de transporte con flujo multifásico. Venezuela, 2008. P 2-4.

se producen diferentes tipos de regímenes de flujo multifásico, estos pueden ser:

✓ **Flujo tapón de gas**

Es el flujo que se caracteriza por tener burbujas de gran tamaño rodeadas de una cubierta líquida que ocupan toda una sección de tubería en flujos intermitentes.

✓ **Flujo estratificado**

En este tipo de flujo el gas se desplaza en la parte superior de la tubería con el líquido debajo con una interfase totalmente lisa u ondulante.

✓ **Flujo transitorio**

Este tipo de flujo se caracteriza por tener cambios de la fase líquida a gaseosa.

✓ **Flujo de burbuja**

Es el flujo que se caracteriza por tener la fase continua líquido y dentro de ella burbujas de gas dispersas. Este tipo de flujo a su vez tiene dos tipos de mecanismos de flujo uno es el burbujeante que presenta un deslizamiento entre fases a bajas tasas y el flujo de burbujas dispersas donde estas se mueven en la parte superior de la tubería a tasas altas de flujo.

✓ **Flujo ondulante**

Este tipo de flujo rompe la interfase gaseosa por ondulaciones en la fase líquida.

✓ **Flujo tapón de líquido**

En este tipo de flujo por ondulaciones la fase líquida ocupa casi toda la sección de tubería en flujos intermitentes.

✓ **Flujo anular**

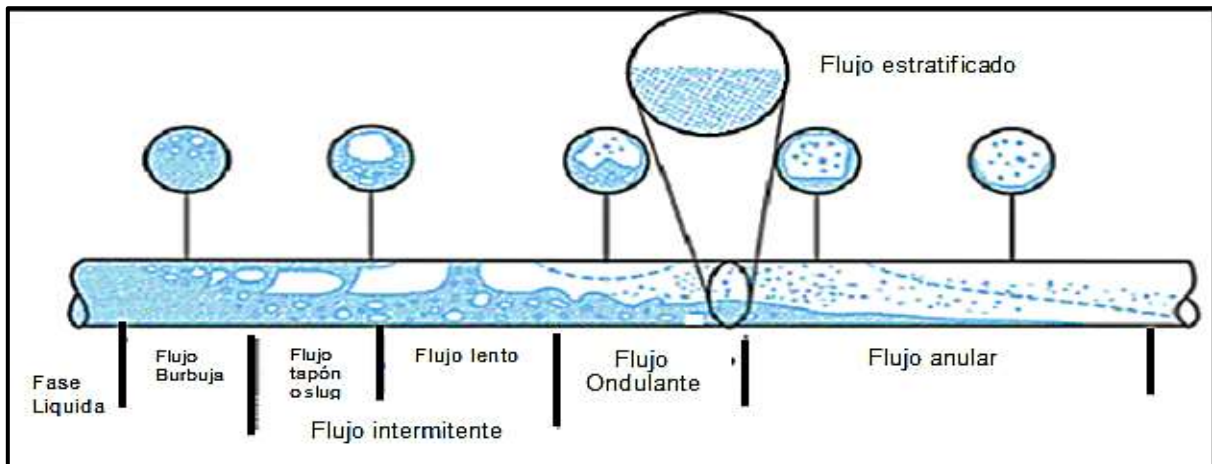
Es el flujo que se caracteriza por la formación de gas como núcleo dentro de la fase líquida.

✓ **Flujo de neblina**

Es el flujo que se caracteriza por tener la fase líquida disuelta en la fase continua que sería el gas⁵.

En la Figura 6 se puede observar el comportamiento del flujo multifásico en una tubería horizontal, en la Figura 7 se muestra el cambio esquemático de regímenes de flujo en pozos petrolíferos.

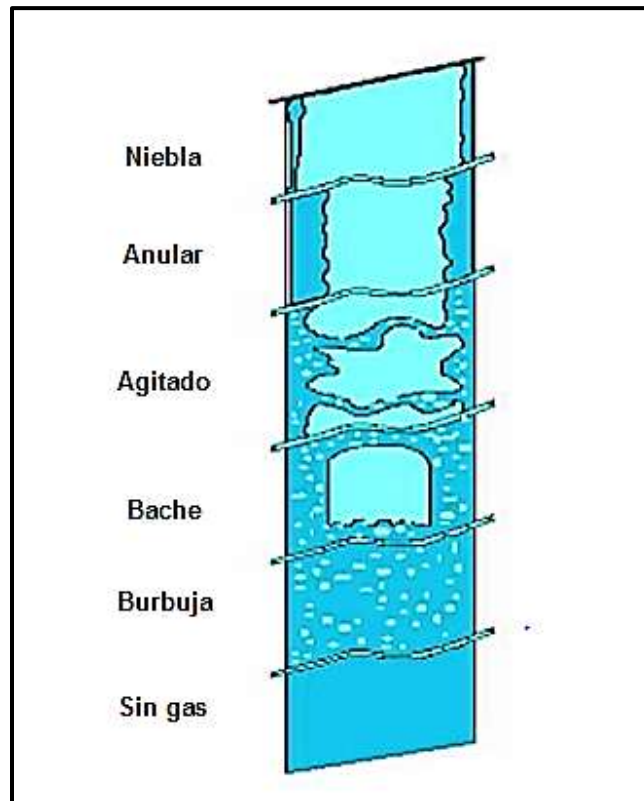
Figura 6: Comportamiento del flujo multifásico en tubería horizontal



Fuente: <http://www.portaldelpetroleo.com/2010/01/curvas-de-flujo-multifasico-vertical.html>

⁵ CARDENAS, Manuel. Descripción técnica de un sistema de medición de flujo multifásico con tecnología ciclónica (remms) y análisis de los resultados que este proporciona en beneficio de la industria petrolera. Trabajo de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. 2014. p. 20-21.

Figura 7: Cambio esquemático de regímenes de flujo en pozos petrolíferos.



Fuente: (Cárdenas M. 2013)

3. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS EXTRAPESADOS

Es fundamental conocer las propiedades del crudo para fijar su valor económico y estimar sus costos de producción y transporte, una de las propiedades que más influye es la viscosidad, es decir, que entre más viscoso sea el aceite más difícil será producirlo.

Los crudos pesados y extrapesados se caracterizan porque sus viscosidades pueden oscilar entre aproximadamente 20 cP y 1.000.000 cP; Es importante destacar que la viscosidad de un aceite, será mayor o menor, de acuerdo a la cantidad de fracciones ligeras presentes en el crudo. En el caso de los aceites pesados y extrapesados este porcentaje es mínimo, predominando las fracciones pesadas, entre las que se destacan las parafinas y los asfáltenos, estos últimos,

contienen en su estructura molecular metales pesados tales como vanadio, níquel y azufre⁶.

La viscosidad depende de la temperatura, la densidad se ha convertido en el parámetro estándar más usado en la industria petrolera para categorizar los crudos existentes en el mundo, se define en términos de grados API (American Petroleum Institute) y está relacionada con la densidad específica; mientras más denso sea el crudo más baja será su densidad API. Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) diferencia cinco tipos de petróleo: Extrapesado (con una densidad de 10 grados API), Pesado (entre 10 y 22.3 grados), Mediano (22.3 y 31.1), Ligero (31.1 y 39) y, por último, Súperligero (mayor de 39)⁷.

Tabla 1. Contextualización de la clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad API.

CRUDO	Escala API	DENSIDAD g/cm ³	DESCRIPCION
Ligero	30-40°	0.87-0.83	Fácil transporte y extracción, ideal para refinar en combustibles y derivados.
Mediano	22-29.9°	0.92-0.87	Fácil transporte y extracción, ideal para combustibles y derivados
Pesado	10-21.9°	1.00-0.92	Fácil transporte y difícil extracción, ideal para combustibles y derivados.
Extrapesado	Menos de 10°	>1.00	Difícil transporte y difícil extracción, ideal para derivados.

Fuente: <http://www.venologia.com/archivos/9589/>

⁶ FAERGESTAD, Irene M. Petróleo pesado. Serie de artículos. Oilfield review. Schlumberger. 2016. p. 1-3.

⁷ ENERGIA16. Plays petroleros y tipos de crudo asociados en América Latina. En línea. [Citado 6 de marzo de 2018]. Enlace <https://www.energia16.com/plays-petroleros-y-tipos-de-crudo-asociados-en-america-latina/>

3.1. COMPOSICIÓN DE LOS CRUDOS

Los componentes naturales de un crudo se pueden dividir en cuatro categorías, las cuales son conocidas con los nombres de componentes volátiles, aceites, resinas y asfáltenos.

- **Componentes volátiles:** Son fracciones que pueden ser separadas del crudo por destilación atmosférica. De acuerdo a esta definición, los componentes volátiles son: gases, GLP (gas licuado del petróleo), nafta, kerosén y residuos atmosféricos.
- **Aceites:** Son fracciones de baja volatilidad que pueden ser separados por destilación al vacío únicamente, a partir de los componentes más pesados del crudo. Los aceites pueden ser utilizados para alimentar procesos de desintegración catalítica, plantas de lubricantes o de desulfuración, para luego mezclarlos con fracciones más pesadas a fin de preparar combustibles residuales de bajo contenido de azufre.
- **Resinas:** Son componentes de muy baja volatilidad, separados de los residuos de vacíos por métodos de extracción por solventes. A pesar que las resinas contienen altas concentraciones de contaminantes, tales como azufre, nitrógeno y metales, pueden ser tratadas con los procesos de hidrodesintegración o coquificación para ser convertidas en hidrocarburos volátiles.
- **Asfáltenos:** Son los componentes más pesados del crudo, con alta masa molecular. Son macromoléculas policondensadas con heteroátomos de azufre, nitrógeno y oxígeno.

Durante el fraccionamiento para la refinación del petróleo se separan diferentes familias de hidrocarburos: parafinas, olefinas, nafténicos y aromáticos, las cuales se describen a continuación.

- **Parafinas:** es una clase de hidrocarburos alifáticos formados por una sola cadena de carbono, representados por la fórmula C_nH_{2n+2} . Su estado físico varía con el incremento de la masa molecular, desde gaseosos a sólidos céreos.

- **Olefinas:** son hidrocarburos alifáticos no saturados que tienen la fórmula general C_nH_{2n} . Contienen uno o más enlaces dobles y de ahí que sean químicamente reactivos.
- **Nafténicos:** es el nombre aplicado a productos de petróleos refinados o parcialmente refinados y a productos líquidos de gas natural, de los cuales no menos de 10% destila por debajo de 240°C de acuerdo a la Sociedad Americana de Prueba y Materiales (ASTM en sus siglas en inglés). Una de las características de estos hidrocarburos es que contienen anillos saturados, los cuales generalmente contienen de 5 a 6 átomos de carbono.
- **Aromáticos:** es el grupo principal de los hidrocarburos cíclicos insaturados que contienen uno o más anillos. Están representados por el benceno que tiene un anillo de seis carbonos, conteniendo tres enlaces dobles. El amplio número de compuestos de este grupo se deriva principalmente del petróleo, son muy reactivos y químicamente versátiles. El nombre se debe al fuerte y desagradable olor característico de la mayoría de las sustancias de esta naturaleza⁸.

3.2. PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL PETROLEO

Todos los petróleos: livianos, medianos, pesados y extra-pesados, tienen características y propiedades físicas y químicas que sirven para diferenciarlos unos de otros. Otras características tienen que ser determinadas por análisis de laboratorio.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, donde el carbono constituye entre 83-86% en masa, el hidrógeno entre 10-14%, el azufre entre 0.05-6.0%, el nitrógeno entre 0.001-0.1% y los metales entre 0.001-0.1%, principalmente níquel, vanadio, sodio, calcio y cobre. Una parte mínima aproximada de 0.1% que incluye gases incondensables, tales como CH_4 , C_2H_6 y H_2S . Así como también una parte aproximada < 1% consistente en agua, proveniente del pozo o de las limpiezas en los buques o tanques. Esta fase acuosa suele presentarse emulsionada en la fase

⁸ CAMPOS, Cariana. Estudio de los factores que afectan el balance volumétrico del diluyente usado en el mejoramiento del crudo extra-pesado en la empresa mixta Petrocedeño. Tesis de grado, Puerto la cruz. 2010. P 28-30.

orgánica y lleva en disolución a las sales minerales existentes, entre las cuales las más importantes son NaCl , MgCl_2 y CaCl_2 .

3.2.1. Color. Por la transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro. Los crudos pesados y extra-pesados son negros casi en su totalidad. Por lo general, su tonalidad se oscurece con el aumento de su peso específico, que se incrementa al aumentar su porcentaje de asfalto. El crudo más liviano o condensado llega a tener un color blanquecino, lechoso y a veces se usa en el campo como gasolina cruda.

Figura 1. Tipos de crudo según su color



Fuente: http://www.portaldelpetroleo.com/2009/06/comportamiento-de-fases-en-muestras-de_13.html

3.2.2. Olor. Es característico y depende de la naturaleza y composición del aceite crudo. Los hidrocarburos no saturados dan olor desagradable, debido al ácido sulfhídrico y otros compuestos de azufre. Los petróleos crudos tienen olor aromático. En otros aceites el olor varía, dependiendo de la cantidad de hidrocarburos livianos y de las impurezas.

3.2.3. Densidad. Esta propiedad da idea de la proporción de productos ligeros, es decir de alto valor comercial en la mezcla y está directamente relacionada con la gravedad API (American Petroleum Institute) debido a que el API es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua, está relacionada con la densidad

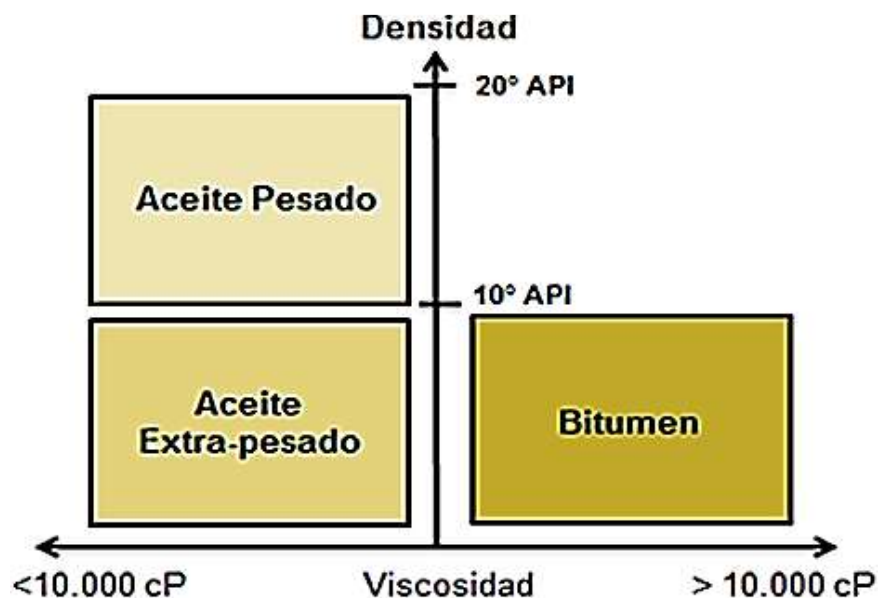
específica; mientras más denso sea el crudo más baja será su densidad API. Para el caso del crudo extrapesado el valor de la densidad es mayor a 62.43lb/ft³⁹.

La densidad en °API se define a partir de la densidad relativa o “specific gravity 60/60°F” mediante la siguiente expresión:

$$API = \frac{141.5}{GE} - 131.5$$

(13)

Figura 2. Categoría de los crudos pesados de acuerdo a su densidad



Fuente: SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. “Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic Economic and Technological Challenge”. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455 - 466.

3.2.4. Sabor. El sabor de un crudo es una propiedad que se torna importante cuando el contenido de sal es bastante alto. Esta circunstancia requiere que el crudo sea tratado adecuadamente en las instalaciones de producción del

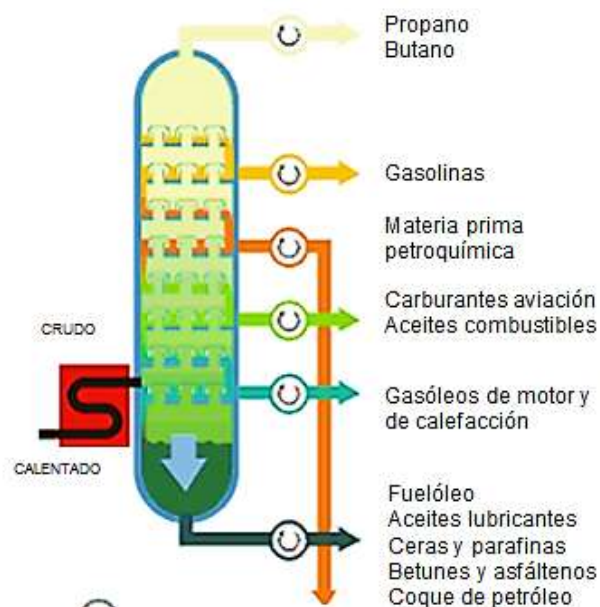
⁹ PETROINEMASU. Características físicas y químicas del petróleo. En línea. 17 de julio del 2010. [Citado 6 de marzo de 2018]. Enlace <http://petroinemasu.blogspot.com.co/2010/07/caracteristicas-fisicas-y-quimicas-del.html>.

campo para ajustarle la sal al mínimo (gramos por metro cúbico) aceptable por compradores y las refinerías.

3.2.5. Índice de refracción. Medido con un refractómetro, los hidrocarburos señalan valores de 1,39 a 1,49. Se define como la relación de la velocidad de la luz al pasar de un cuerpo a otro.

3.2.6. Punto de ebullición. No es constante. Debido a sus constituyentes varía algo menos que la temperatura atmosférica hasta la temperatura igual o por encima de 300 °C.

Figura 3. Destilación del crudo



Fuente: http://recursostic.educacion.es/secundaria/edad/4esofisicaquimica/4quincena12/4q12_contenidos_4a1.htm

3.2.7. Punto de congelación. Varía desde 15,5 °C hasta la temperatura de -45 °C. Depende de las propiedades y características de cada crudo o derivado. Este factor es de importancia al considerar el transporte de los hidrocarburos y las estaciones, principalmente el invierno y las tierras gélidas.

3.2.8. Viscosidad. La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. El poise o centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener 0,2 hasta más de 1.000 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados¹⁰.

3.3. CONTAMINANTES EN LOS CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados se diferencian de los crudos convencionales por tener altos contenidos de contaminantes o impurezas tales como son el contenido de azufre, contenido de metales y la salinidad.

- **Compuestos metálicos:** el petróleo presenta gran variedad de metales, algunos con mayor presencia tales como sodio, calcio, magnesio, aluminio, hierro, vanadio y níquel. Estos metales comúnmente encontrados en los crudos pesados y extrapesados afectan las mediciones de impedancia ya que poseen propiedades conductivas.
- **Azufre:** el contenido de azufre típicamente incrementa con la disminución de la gravedad API, en los crudos extrapesados su concentración en peso excede el 0.5% por lo cual es uno de los mayores inconvenientes ya que puede afectar algunas mediciones de fracciones agua-aceite y tasas de flujo. Además, produce envenenamiento de catalizadores, corrosión y ocasiona un gran impacto ambiental.

¹⁰ MANCILLLA, Robinson. Componentes del petróleo y el gas. Tipos de crudos, parafinas, asfáltenos. Módulo 2. p. 3-7.

- **Sal:** los crudos con alto contenido de sal presentan problemas de corrosión durante los procesos de transporte y tratamiento. El alto contenido de sal es la principal causa de taponamiento en los intercambiadores de calor. El contenido de sal es expresado en miligramo de cloruro de sodio por litro de crudo (o libras/barril) indica la cantidad disuelta en agua¹¹.

3.4. EMULSIÓN

Uno de los problemas más significativos en la medición de la fracción de agua en la corriente de líquido es la gran estabilidad de la emulsión que se presenta en los crudos pesados. Al lograr definir el tipo de emulsión de este tipo de crudo se pueden identificar métodos a emplear para determinar el contenido de agua en una corriente de mezcla de crudo-agua, así como la merma, gravedad y volumen de hidrocarburo líquido. La medida así obtenida puede usarse para calcular la cantidad neta de hidrocarburo líquido.

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, es decir, dos líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales, uno de los cuales está disperso como gotas en el otro, y su estabilizador es un agente emulsionante¹². En el proceso de producción de los crudos pesados es común observar la formación de emulsiones tipo agua en aceite (W/O) por el alto esfuerzo de cizallamiento producido en los accesorios de las tuberías (válvulas de estrangulamiento, codos, etc.), aumentando el área interfacial de las dos fases agua y aceite. De igual manera la presencia de compuestos orgánicos e inorgánicos y moléculas con propiedades ambifílicas (asfaltenos, ácidos nafténicos, etc.), forman capas viscoelásticas que estabilizan la emulsión y frenan el proceso de coalescencia. Las emulsiones estables poseen altas viscosidades ocasionando pérdidas de carga del sistema, problemas en la extracción, transporte y aumento de los costos de operación¹³.

¹¹ CABARCAS, Manuel. Composición del crudo. Facilidades de superficie. Presentación diapositivas. 2015.

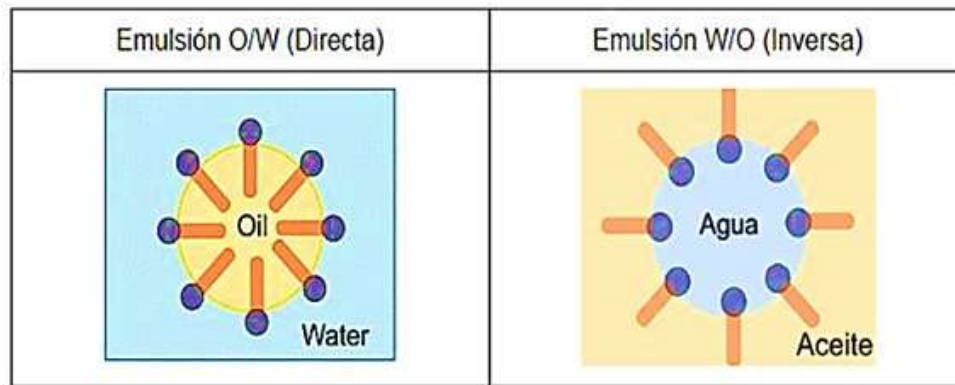
¹² VELÁSQUEZ, Ingrid y PEREIRA, Juan. Emulsiones de agua en crudo. Aspectos generales. Vol. 21. No. 03. Venezuela. 2014. P 45.

¹³ RIAZA, Stephanie, CORTÉS, Farid B. y OTALVARO, Julián. Emulsiones con crudo pesado en presencia de nanopartículas. Boletín de ciencias de la tierra. Universidad Nacional de Colombia. 2014. P 1-2.

3.4.1. Clasificación de las emulsiones. Básicamente las emulsiones se pueden clasificar bajo algunos criterios, entre los cuales los más importantes son los siguientes: la naturaleza de la fase externa y el tamaño de las gotas de la fase dispersa.

- **Naturaleza de la fase externa.** De acuerdo a la naturaleza de la fase externa tenemos dos tipos de emulsiones, las emulsiones directas en las cuales la fase externa es hidrófila y las emulsiones inversas en las cuales la fase externa es lipófila.

Figura 4. Tipos de emulsiones de acuerdo a la naturaleza de la fase externa



Fuente: <http://www.pythagorasandthat.co.uk/emulsions>

- **Tamaño de las gotas de la fase interna.** Tomando en cuenta este aspecto tenemos dos tipos de emulsiones las macro emulsiones con diámetros de gotas comprendidos entre 1 y 10 μ m y las Nano o mini emulsiones comprendidas en diámetros de gota de fase interna menores a 1 μ m. El tamaño de gota de la fase interna y la distribución media de estas en el seno de la fase externa tiene influencia directa en la estabilidad de la emulsión. Entre menor sea el tamaño de la gota de la fase interna menor será la viscosidad de la mezcla para la misma concentración de fase interna¹⁴.

¹⁴ MORALES, Jonnathan. Estudio del comportamiento reológico de emulsiones de crudos pesados. Tesis de grado. Quito, Ecuador. Universidad Central del Ecuador. 2014. P 6.

3.5. DILUCIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS

Es un proceso mediante el cual se mezcla un crudo extrapesado (flujo primario) con otro fluido menos viscoso, el cual recibe el nombre de diluyente. Lo cual permite obtener una mezcla con una viscosidad intermedia entre la del fluido primario y la del diluyente. El fluido primario puede ser, por ejemplo, un crudo extrapesado que fluye del yacimiento al pozo y que generalmente posee viscosidades altas. El diluyente puede ser un crudo liviano o un crudo mediano. También se puede usar como diluentes fluidos como gasóleos, kerosén, nafta y otros.

La nafta es una mezcla de hidrocarburos que se encuentran refinados parcialmente, obtenidos en la parte superior de la torre de destilación atmosférica. Diferentes refinerías producen generalmente dos tipos de naftas: liviana y pesada, en las cuales ambas se diferencian por el rango de destilación. Las naftas o gasolinas son altamente inflamables, por lo cual su manejo y su almacenamiento requieren de un proceso extremadamente cuidadoso y especial. También son utilizadas en los espacios agrícolas como solventes, con uso en la industria de pinturas y en la producción de solventes específicos¹⁵.

La inyección del diluyente puede realizarse tanto en el fondo como en la superficie, en fondo puede hacerse a la succión en donde la viscosidad de los fluidos disminuye, lo cual conlleva a un mejor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica o a la descarga de la bomba. Es importante destacar que la bomba no solo maneja fluidos del yacimiento, sino también el caudal del diluyente, lo cual genera la disminución de la eficiencia global del sistema¹⁶.

La razón principal por la cual se utiliza el diluyente es obtener una mezcla con una viscosidad tal que permita su bombeo desde la formación (yacimiento) hasta la superficie y que también pueda fluir a través de líneas de superficie, equipos de tratamiento y oleoductos. Mediante el proceso de dilución no sólo se obtiene el beneficio de una reducción en la viscosidad del fluido primario, sino también se logra

¹⁵ PBS Team Group, "Naftas". Colegio Carmen Arriola de Marín. En línea. 23 de noviembre de 2009 (2002). Disponible en: http://www.oni.escuelas.edu.ar/2002/BUENOS_AIRES/pertoleoygas/html/naftas.htm.

¹⁶ INTEVEP. MARAVEN, S.A. "Reología del sistema de crudo Zuata/diluentes". (1981).

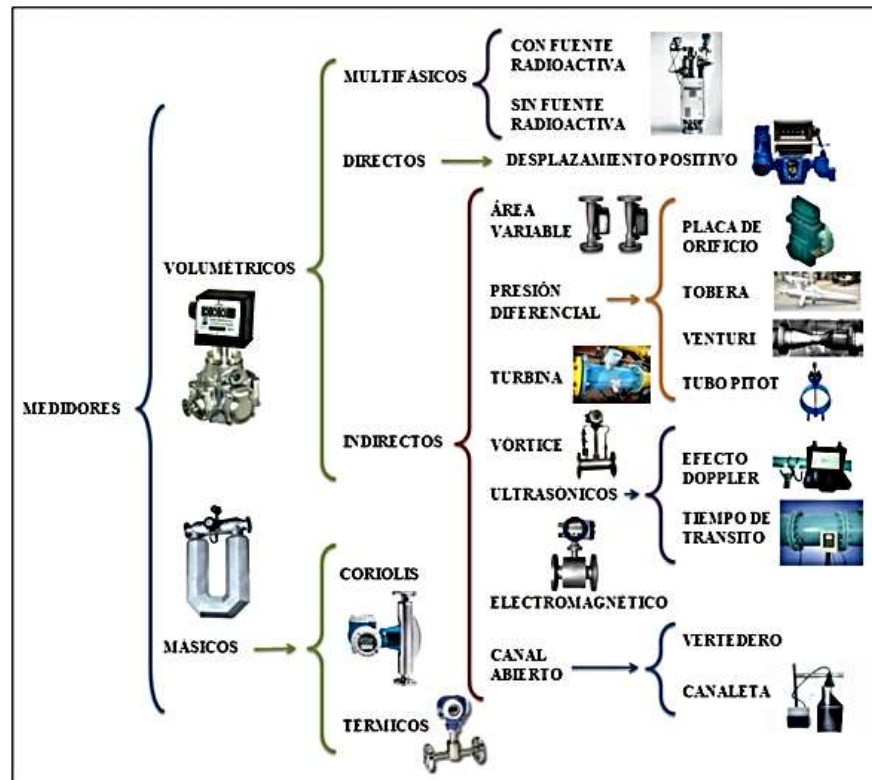
una mezcla de mayor gravedad API, lo que facilita su deshidratación. Una disminución en la viscosidad de un crudo que se va a deshidratar permite incrementar el grado de efectividad de ese proceso; también facilita el paso del fluido a través de válvulas, equipos de medición y otros equipos. Actualmente para crudos extrapesados el volumen de diluyente debe ir en proporción tal que cumpla con los criterios de calidad (Viscosidad) exigidos por las empresas de transporte de crudo por oleoducto¹⁷.

4. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

La medición es un proceso que permite obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud; en la industria de los hidrocarburos permiten cuantificar la cantidad de líquido y gas. Los medidores son herramientas que se utilizan para la obtención de información directa sobre la cantidad de hidrocarburos producidos en las instalaciones superficiales de producción, existen muchos tipos de medidores, cada uno tiene objetivos y aplicaciones diferentes dependiendo de las necesidades del proyecto. A continuación, se muestra los tipos de medición utilizados en la industria petrolera.

¹⁷ BARBIERII, Efraín, "El Pozo Ilustrado". PDVSA, Programa de Educación Petrolera. Cuarta Edición, Editorial FONCIED, Caracas, Venezuela.1998. P 359.

Figura 8. Clasificación de medidores de flujo



Fuente: https://drive.google.com/file/d/1HvS398f_kydVF7nDqU992reP4S_zDPbO/view

4.1. MEDICIÓN DINÁMICA

La medición dinámica determina la cantidad de flujo que circula a través de un elemento primario de medición y se utiliza para calcular los volúmenes de producción, para determinar el potencial del pozo, para recibo y entrega en custodia, utilizando medidores instalados en línea. Dichos medidores se clasifican según su principio de operación en dos grupos: Volumétricos y Másicos¹⁸.

Tabla 2. Clasificación de medidores según su principio de operación

MEDIDORES VOLUMÉTRICOS	
MEDIDORES VOLUMÉTRICOS DIRECTOS	MEDIDORES VOLUMÉTRICOS INDIRECTOS

¹⁸ Ibid., p. 45.

<p>Medidor tipo desplazamiento positivo (DP) se pueden dividir en cuatro clases principales:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rotativos • Lóbulos rotatorios • Rotores ovales • Disco 	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor tipo turbina • Medidor tipo venturi • Medidor de flujo tipo vortex
MEDIDORES MÁSCOS	
<ul style="list-style-type: none"> • Medidor tipo coriolis 	

❖ **MEDIDORES VOLUMÉTRICOS**

Definen directamente el volumen por desplazamiento o por deducción (presión diferencial, área variable, velocidad). Los medidores que determina volumen por deducción utilizan elemento específico tales como orificios, tubo Venturi, etc.), con el fin de crear la diferencia de presión (DP). En donde los volumétricos pueden ser directos (correlaciones) o indirectos.

✚ **MEDIDORES VOLUMÉTRICOS DIRECTOS**

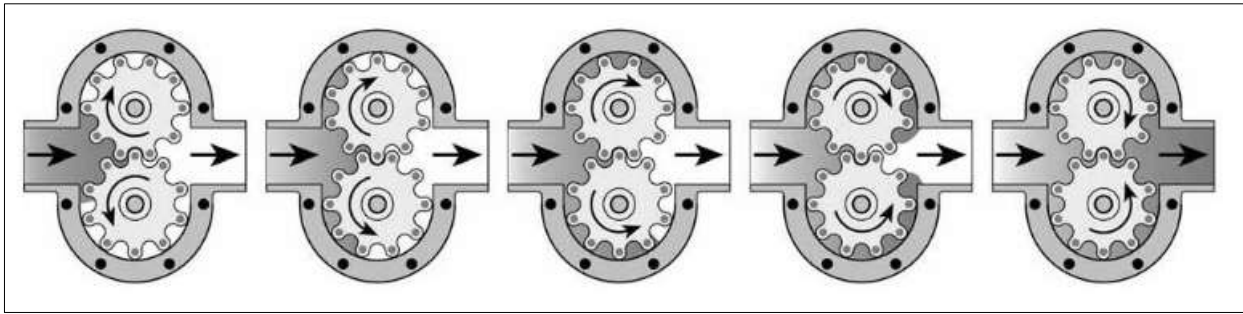
A continuación, se enunciarán los medidores volumétricos directos:

✓ **MEDIDOR DESPLAZAMIENTO POSITIVO (DP)**

Los medidores de desplazamiento positivo se utilizan para medir líquidos y gases. Este dispositivo toma una cantidad definida del fluido entre dos aletas conectadas al rotor, y al girar éste, transmite el movimiento a un contador con la ayuda de un sistema de engranes, después, toma la siguiente porción y así sucesivamente. Sumando todas las porciones, se obtiene la cantidad total que se llevó a través del medidor. Como se muestra en la figura 9¹⁹.

¹⁹ Ibid., p. 46.

Figura 9. Medidor de desplazamiento positivo.



Fuente:<http://encyclopedia.che.engin.umich.edu/Pages/Flowmeters/PositiveDisplacement/PositiveDisplacement.html>

✓ **Ventajas y Desventajas**

Las ventajas y desventajas de usar los medidores de Desplazamiento Positivo son:

Ventajas:

- Exactitud.
- Capacidad de medir líquidos viscosos.
- Opera con flujos cercanos a cero.
- Su operación es simple con respecto a otros medidores volumétricos.
- Capacidad para operar sin suministro de potencia externa.
- Capacidad para registrar volúmenes a ratas de flujo cercanas a cero.
- No se necesita acondicionamiento de flujo.
- Se requiere una menor presión de sustentación.

Desventajas:

- No resiste cambios bruscos del flujo.
- Susceptible a corrosión y erosión.
- Costos de mantenimiento altos.
- Costos de inversión altos
- Partes mecánicas susceptibles a deterioro.
- Susceptibilidad a daño por elevaciones en el flujo y desprendimiento de los gases.
- Reducción severa en el flujo si se atasca el medidor.
- Aumentan los requerimientos de mantenimiento.

- Son sensibles a los cambios de viscosidad y a las bajas viscosidades²⁰.

✓ **Condiciones de Operación y Mantenimiento**

En Ecopetrol cada medidor debe contar con una carta histórica del comportamiento de los factores donde se grafique los factores del medidor obtenidos durante las corridas de verificación, los cuales deben tener repetibilidad igual o menor a 2 y 3 desviaciones estándar.

Las cartas de control se deben graficar con las corridas de verificación y calibración del medidor buscando obtener claramente los límites de alarma (2 Desviaciones estándar) y de acción (3 Desviaciones estándar).

Donde el tamaño de bache no supera los mil (1000) barriles, se recomienda dar el promedio ponderado de los factores de medición de dicho equipo preferiblemente 25 datos en lo posible, en un periodo no superior a 2 meses.

En el caso de los llenaderos donde no hay suficientes despachos y estén estos espaciados en el tiempo se recomienda utilizar una distribución t-student con un factor de cobertura de 3 para una muestra menor a 10 datos y de 2 para una muestra igual a 10 datos.

Los movimientos sucesivos de los alabes forman una cámara medidora de un volumen preciso entre ellos, por cada revolución del rotor. Ni los alabes ni el rotor tiene contacto con las paredes estacionarias de la cámara medidora. En los medidores de este tipo el flujo no es alterado en ninguna forma mientras es medido; por tal razón, son eficientes y de alta precisión.

Un contador de medidor simplemente cuenta el número de revoluciones del elemento interno de medición (rotor), multiplicada por una relación fija de engranajes para obtener así un registro de volumen. La precisión del volumen registrado depende de la validez de tres (3) características básicas del medidor:

1. El volumen desplazado por cada cámara de medición, en la cual cada segmento consecutivo de fluido permanece aislado, es siempre constante.

²⁰ ECOPETROL. Manual de medición de hidrocarburos. Capítulo 5. p. 15.

2. Todo el fluido que pasa a través del medidor lo hace a través de las cámaras de medición (no hay "By-pass").
3. Todo el fluido pasa solo por una vez a través del medidor (no hay retroflujo).



La exactitud en estos medidores depende de cuatro factores:

1. Que el volumen de la cámara de medición permanezca constante. Para ello se debe evitar depósito de cera o adherencia viscosa y desgaste que causa un cambio en el volumen.
2. Que todo el líquido que entra al medidor vaya a la cámara.
3. Que el flujo transferido pase por el medidor solo una vez.
4. Rata de flujo.

Otras condiciones se detallan a continuación:

- Evitar que el porcentaje de pérdida alrededor o a través de la cámara de medición pueda cambiar debido a una variación en la viscosidad del líquido y/o desgaste que agranda o reduce las áreas de espacios libres.
- Remover el mecanismo interior si el sistema se va a someter a una prueba de presión de agua.
- Los Medidores deben aislaren al hacer pruebas hidrostáticas.
- Limpiar el interior de la tubería antes de poner en funcionamiento el medidor.
- Estar completamente seguro de la dirección del flujo, el cual debe ser de izquierda a derecha, mirando por el alojamiento correspondiente a la brida.
- Instale una válvula de control de contrapresión aguas abajo del medidor.

Entre los Factores que afectan la medición en los Medidores de Desplazamiento Positivo están los siguientes:

- El volumen de la cámara de medición puede cambiar debido a:
 -  Depósito de cera o adherencia viscosa.
 -  Desgaste que causa un cambio en el volumen.
- El porcentaje de pérdida a través de la cámara de medición puede cambiar debido al cambio en la viscosidad del líquido.

- Altas Temperaturas en el fluido de operación, causa expansión del volumen de la cámara, en este caso es recomendable instalar un desaireador.
- La Presión no afecta si tiene doble carcasa.
- Altas viscosidades en el producto hacen que este se adhiera a las paredes de la cámara de medición causando reducción de esta.
- Depósitos en la cámara de medición, como parafina, disminuyen el volumen de esta²¹.

MEDIDORES VOLUMÉTRICOS INDIRECTOS

Los medidores indirectos deducen la rata de flujo mediante la medición de alguna propiedad dinámica. Dentro de los medidores de este tipo se encuentran:

- Turbina
- Ultrasónico
- Diferencial de presión (platinado orificio)
- Diferencial de presión (cuña, tobera, vénturi, pitot, codo).
- Área variable (rotámetro)
- Magnético
- Vortex²²

✓ **MEDIDOR TIPO TURBINA**

El medidor de turbina tiene un rotor de varias paletas o una hélice montada en un eje con cojinetes o soportes de centrado para que gire libremente. El fluido hace girar el rotor a una velocidad proporcional a la velocidad del fluido. Las puntas de las paletas pasan por una bobina captadora y cada impulso eléctrico representa un cierto caudal²³.

✓ **Ventajas y Desventajas**

Entre las Ventajas y Desventajas de los Medidores de Turbina se encuentran las siguientes:

²¹ Ibid., p. 16-17.

²² Ibid., p. 18.

²³ CARDENAS. Op cit., p. 47.

Ventajas:

- Exactitud.
- Manejo de un amplio rango de flujo.
- Tamaño pequeño y peso liviano.
- Larga vida de los cojinetes.
- Aplicación a un amplio rango de T y P.
- Amplio rango de flujo para líquidos de baja viscosidad.
- Amplio rango de Temperatura y Presión.

Desventajas:

- Necesidad de acondicionar flujo.
- Control de contrapresión.
- Dificultad de medir flujos viscosos (Especialmente medidores de turbina de multi-hoja).
- Necesita accesorios electrónicos.
- Susceptibles a sucios y depósitos en el rotor.
- Sensible a cambios de viscosidad.
- Susceptible a daños por flujos bruscos.
- Necesidad de presión de sustentación para prevenir volatilización y/o cavitación y errores.
- Sensibilidad a cambios en la viscosidad hacia altos valores (Bajos números de Reynolds).
- Susceptibilidad al daño por desprendimiento de gases o incrementos súbitos en el flujo²⁴.

✓ **Condiciones de Operación y Mantenimiento**

Existen dos características muy importantes en este tipo de medidores:

- **Repetibilidad:** Se refiere a la capacidad de un medidor y sistema de prueba para repetir los volúmenes registrados durante una serie de corridas de

²⁴ ECOPETROL. Op cit., p. 22.

pruebas consecutivas bajo condiciones constantes de operación y flujo constante. Para turbinas el rango de repetibilidad es de + 0.02 % a + 0.05 %.

- **Linealidad:** Es la capacidad de un medidor para mantener su factor de calibración casi constante en un rango de flujo específico. La linealidad es expresada como el rango total de desviación de su curva de exactitud de línea recta entre los flujos mínimos y los máximos recomendados. Para turbina esta linealidad se encuentra en el rango de + 0.10 a 0.25.
 - Un medidor de turbina de alto rendimiento posee baja fricción en los rodamientos.
 - En medida en que la viscosidad aumenta La rata de flujo en la que la velocidad del rotor comienza a estar en desproporción frente a la rata de flujo del líquido, aumenta a medida que se incrementa la viscosidad.
 - Cualquier cambio en la geometría de los bordes de los álabes del rotor debido a erosión, corrosión, golpes o adherencia de basura, cambiará la relación entre la velocidad del rotor y la del líquido, por consiguiente, el rendimiento del medidor.
 - Los medidores de turbinas requieren acondicionamiento de la corriente de flujo inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor para anular los componentes rotacionales en el perfil de flujo.
 - Cualquier depósito sobre la parte del área de flujo a través del rotor afectara drásticamente el rendimiento del medidor.
 - Entre los factores que afectan el área de flujo están:
 - **Cavitación:** La cavitación es el fenómeno que se presenta cuando la presión de operación llega a ser menor que la presión de vapor del fluido, produciéndose una vaporización del líquido que está fluyendo. La cavitación disminuye el área efectiva de flujo aumenta la velocidad del fluido al pasar por la turbina incrementándose bruscamente el K-factor. El área efectiva de flujo disminuye ya que las burbujas que se forman ocupan gran espacio, y el líquido es obligado a aumentar la velocidad. Esto corroe el eje longitudinal de las aspas del rotor. El

diseño helicoidal de las aspas es una buena medida para contrarrestar este fenómeno.

La contrapresión mínima para evitar la cavitación está definida por la siguiente ecuación:

$$P_b = 2DP + 1.25P_v \quad (14)$$

P_b = Presión mínima en el medidor.

DP = Caída de presión a través del medidor (psig).

P_v = Presión de vapor del líquido (psi).

- **Depósitos**

Si los depósitos como ceras o parafinas se adhieren a las superficies interiores de la turbina causan disminución del área de flujo. Los depósitos causan sobre-registro del flujo.

- **Incrustaciones o Filamentos**

Cualquier material que se adhiera al rotor causará el efecto de retardar su rotación en comparación con la velocidad del líquido. Las incrustaciones causan un error de subregistro del flujo.

- **Viscosidad del líquido**

Al aumentar la viscosidad, se aumenta la velocidad del rotor, para una misma rata de flujo produciéndose un sobregistro, explicado por las fuerzas de torsión de impulso y de resistencia, ocurriendo que las fuerzas de impulso debidas a la velocidad vencerán a las fuerzas de resistencia viscosa:

❖ Los factores que afectan la velocidad angular del rotor son:

- **Angulo del alabe**

Puede erosionarse por golpes de objetos extraños, adherencia de basuras, o el material de construcción puede deflexionar (poco común).

➤ **Fricción viscosa**

La resistencia por fricción permanecerá igual, pero el movimiento de torsión descende cuando baja la rata de flujo, haciendo que la relación de velocidades sea menos lineal.

➤ **Fricción de los rodamientos**

Se altera la fricción por formación de depósitos en la chumacera (en gasolinas) o en los rodamientos (en GLP).

➤ **Acondicionamiento del flujo**

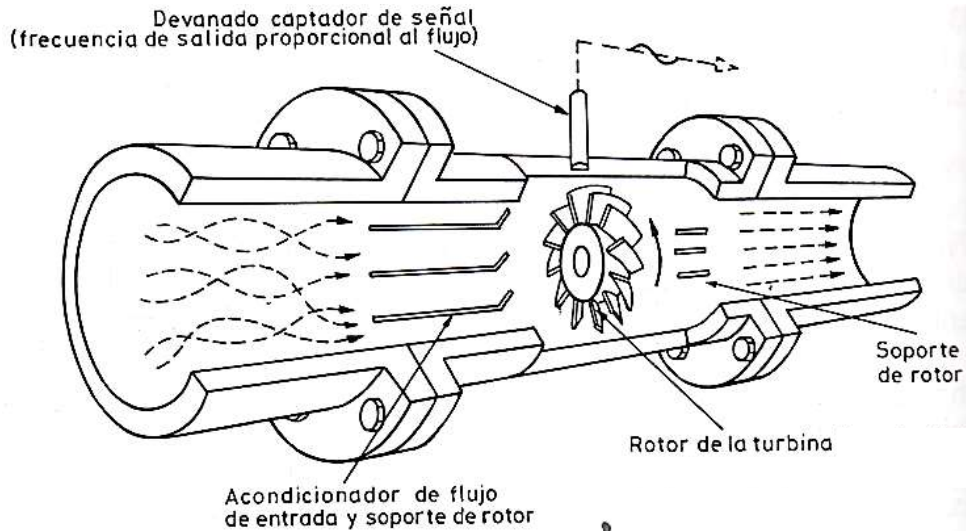
El acondicionamiento busca que los remolinos no alteren la velocidad angular del rotor.

✓ **Consideraciones para Gas**

- ❖ La velocidad del rotor de un Medidor de Flujo de Turbina se incrementa linealmente con la velocidad del flujo. Así, la rotación de los álabes es una medida de la velocidad y se detecta por medio de sensores magnéticos externos o por medio de engranajes, apareciendo la lectura, en pies cúbicos o en metros cúbicos, en un contador montado en la parte externa del medidor.
- ❖ La relación entre la velocidad lineal del fluido y la velocidad del rotor es lineal (dentro de un $\pm 1\%$), sobre una amplia relación de capacidades (“rangeability ó Turndown”) de 10:1 a 20:1. El funcionamiento a baja velocidad se ve afectado por el perfil de velocidad, la fricción a través de los álabes, la fricción en los cojinetes y otros pares de torsión retardadores. El medidor de flujo de turbina se utiliza para mediciones de flujos de gases y líquidos limpios, con un amplio rango de flujo.
- ❖ Debido a las grandes diferencias de densidad entre gases y líquidos, se requiere dos diseños diferentes de medidores de flujo de turbina. Ambos diseños se utilizan en aplicaciones de Transferencia de Custodia que requieren exactitud²⁵.

²⁵ Ibid., p. 22-27.

Figura 10. Medidor tipo turbina



Fuente: <http://grupo8ich.blogspot.com.co/p/marco-teorico.html>

Cuando se utilizan medidores de turbina se tienen en cuenta dos suposiciones:

- 1) Cuando se conoce la velocidad promedio del fluido, se puede determinar el flujo, si el área transversal es constante.

$$qv = v * A$$

(15)

Dónde: q tasa de flujo, v velocidad promedio del fluido y A área del tubo.

- 2) Con el conocimiento de la velocidad rotacional del rotor, se puede determinar la velocidad del fluido, si la velocidad rotacional del rotor representa la velocidad promedio del fluido, es decir; La velocidad de rotación del rotor está relacionada con la velocidad del líquido²⁶.

✓ **MEDIDORES ULTRASÓNICOS**

El equipo de medición ultrasónica se basa en el tiempo que demora una señal ultrasónica en viajar de un transductor a otro, una distancia conocida.

Los medidores de tiempo de tránsito, utilizan un par de traductores que envían y reciben alternadamente señales ultrasónicas codificadas a través del fluido. Cuando la señal sonora va en la misma dirección del flujo el tiempo de tránsito es menor que cuando va en la dirección opuesta. El medidor tiene

²⁶ CARDENAS. Op cit., p. 48.

la habilidad de medir esta pequeña diferencia de tiempo que es proporcional a la velocidad de flujo, es apto para medir líquidos limpios o con sólidos y burbujas de gas. Los transductores pueden estar montados linealmente o en lados opuestos de la tubería insertados radialmente e inclinados en ángulos agudos²⁷.

Figura 11. Medidor ultrasónico para líquidos



Fuente: <http://www.tablar.de/produkte/durchfluss/ultraschall/optisonic-3400c/>

✓ **Ventajas y Desventajas (Líquidos).**

Ventajas:

- Alta rangeabilidad.
- Calibración electrónica.
- No tiene partes mecánicas móviles.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil instalación.
- Software de mantenimiento con indicadores de desempeño.

Desventajas

- Ruidos y Vibraciones de equipos electrónicos lo afecta.

²⁷ Ibid., p. 30.

- El mantenimiento debe ser cuidadoso con los transductores.
- No es recomendable en crudos muy pesados.
- Requiere protección contra señales y corrientes parasitas.

✓ **Ventajas y Desventajas (En Gas):**

Ventajas:

- Grandes Diámetros.
- No se presentan pérdidas de presión en el medidor.
- Respuesta rápida.
- Actualización.
- No depende de las propiedades termodinámicas del gas.
- Posibilidad de verificación en seco.
- Excelente exactitud.
- Amplia Rangeabilidad.

Desventajas:

- Se ve afectado por la suciedad del fluido.
- Alto costo.
- Exigente en su instalación.
- Tecnología relativamente nueva.
- Problemas en Gas natural con CO₂ y H₂S.
- Debe estar protegido contra corrientes parásitas, descargas y magnetismo²⁸.

✓ **Condiciones de Operación y Mantenimiento**

- La exactitud de este medidor depende de:
 - ❖ La precisa geometría del cuerpo del medidor y la localización de los transductores.
 - ❖ La integración técnica inherente en el diseño del medidor.
 - ❖ La calidad en el perfil de flujo y los niveles de pulsación existentes.

²⁸ Ibid., p. 33.

- ❖ La exactitud de la medición de los tiempos de tránsito, esta exactitud a la vez depende de: La estabilidad electrónica del reloj, consistente detección de los pulsos y la compensación de señales de los pulsos²⁹.

- ✓ **MEDIDORES DE FLUJO TIPO PLATINA DE ORIFICIO**

Los medidores de platina de orificio han sido los equipos a los cuales se les han realizado los más extensos estudios sobre el comportamiento del fluido, partiendo de la medición del fenómeno físico de una caída de presión originada por una platina que representa una restricción al flujo del fluido a medir. En las líneas de diámetros de dos (2) pulgadas (5 cm) y mayores, el orificio concéntrico es la restricción más común para líquidos, gases y flujos de vapor a baja velocidad.

Los estudios presentados en las recomendaciones AGA 3 parte 1, 2, 3 y 4, donde se desarrollan ecuaciones empíricas basadas en experimentos. Estas recomendaciones se basan en:

- Fluido limpio.
- Fluido en una sola fase.
- Fluido homogéneo.
- Fluido Newtoniano.
- La medición se realiza con platinas concéntricas al diámetro interno del tubo.
- Platinas flanchadas siguiendo las recomendaciones de instalación del AGA 3³⁰.

- ✓ **Ventajas y Desventajas**

Ventajas:

- Los medidores de platina de orificio han sido los equipos en los cuales se han realizado los más extensos estudios sobre el comportamiento del fluido, partiendo de la medición del fenómeno físico de

²⁹ Ibid., p. 34.

³⁰ Ibid., p. 35.

una caída de presión originada por una platina que representa una restricción al flujo del fluido a medir.

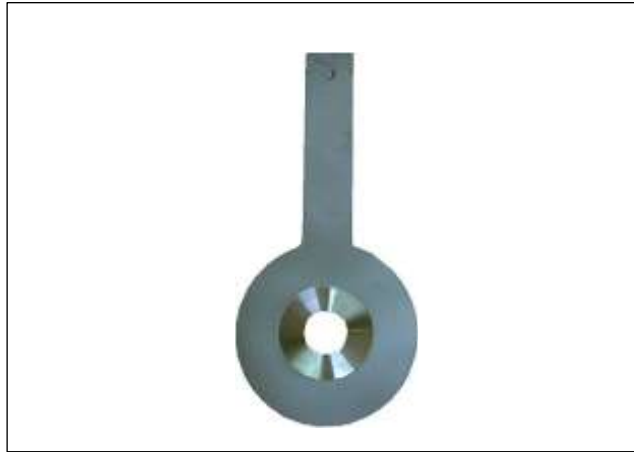
- Son fáciles de fabricar y no contienen partes en movimiento.
- Su comportamiento está bien estudiado.
- Son económicos, especialmente en tamaños grandes, comparados con otro tipo de medidores.
- Pueden ser utilizadas en cualquier posición.
- Existe un gran número de normas.
- Algunos de ellos generalmente no requieren calibración por comparación con otro medidor de caudal.
- Una placa de orificio diseñada y fabricada de acuerdo a una norma reconocida medirá el caudal con una incertidumbre alrededor del 1 % (o un poco menor), siempre y cuando se encuentre en buenas condiciones.
- La incertidumbre de medición puede ser reducida por calibración comparando el sistema con un patrón.
- Debido a la relación cuadrática existente entre el caudal másico y la presión diferencial, la incertidumbre de medición se incrementa a caudales bajos, por eso la mayoría de estos medidores se operan en un intervalo de 3:1 o de 8:1. Aunque el uso de transmisores de presión “inteligentes” está incrementando el alcance de estos medidores.

Desventajas

- Requiere diámetros de tubería muy extensos.
- Requiere enderezador de Flujo.
- Tienen un alto grado de incertidumbre³¹.

³¹ Ibid., p. 40.41.

Figura 12. Platina de Orificio



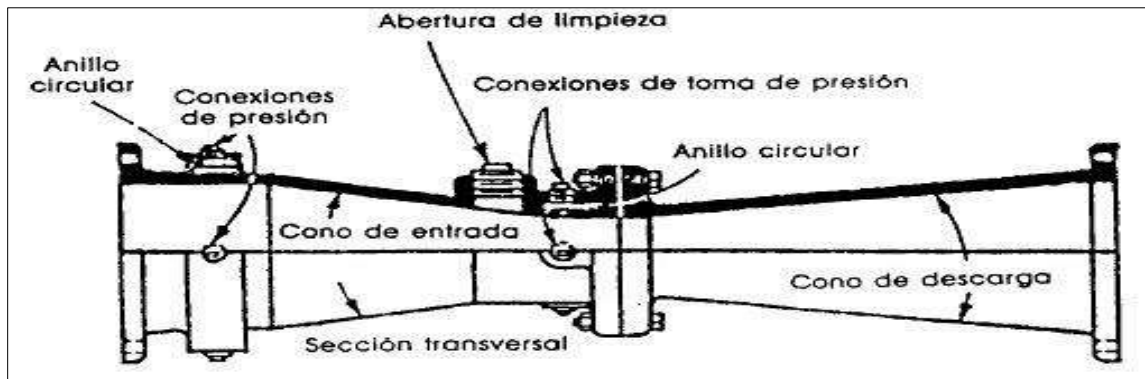
Fuente: Manual de medición de hidrocarburos

✓ **MEDIDOR DE TIPO VENTURI**

Este dispositivo tiene un cono convergente que va reduciendo gradualmente el diámetro hasta llegar a lo que se conoce como garganta, posteriormente hay un cono divergente, el cual expande el flujo otra vez al diámetro de tubería inicial. La presión cambia en la proximidad de la sección estrecha; así, al colocar un manómetro o instrumento registrador en la garganta se puede medir la caída de presión y calcular el flujo instantáneo.

El medidor Venturi es uno de los dispositivos más precisos para medir el gasto en tuberías. Causa una muy baja pérdida de carga y, con las precauciones debidas, se puede usar para líquidos con determinadas concentraciones de sólidos.

Figura 13. Medidor venturi



Fuente: <http://www.sapiensman.com/tecnoficio/docs/doc17.php>

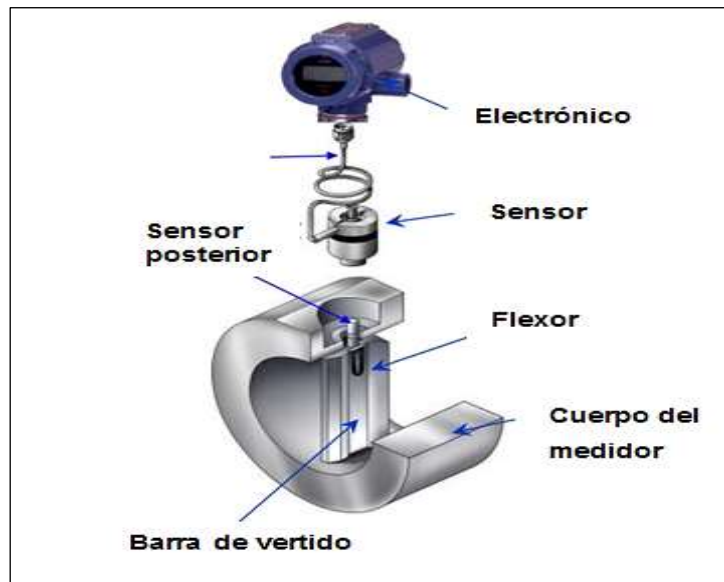
La sección de entrada tiene un diámetro inicial igual al diámetro de la tubería y una sección cónica convergente que termina con un diámetro igual al de la garganta: la salida consiste en una sección cónica divergente que concluye con el diámetro de la tubería.

✓ **MEDIDOR DE FLUJO TIPO VORTEX**

El funcionamiento del medidor Vortex depende fundamentalmente del régimen de flujo del fluido, por lo cual, para su funcionamiento, requiere que este sea turbulento, de manera que la relación de los efectos de flujo medido permita determinar el flujo volumétrico instantáneo. El funcionamiento de este tipo de medición inicia cuando un fluido pasa a través de una barrera que forma capas adyacentes de fluido a lo largo de las superficies externas del cuerpo. La clave para que el fluido se separe en capas y formen vórtices en la zona de baja presión detrás del obstáculo es que el obstáculo tenga los bordes afilados.

La frecuencia de los vórtices es directamente proporcional a la velocidad del fluido, generando de esta manera el funcionamiento básico del medidor. Las técnicas utilizadas para determinar la frecuencia de los vórtices son el anemómetro de hilo caliente, el ultrasonido, la variación de presión local, el transductor eléctrico, entre otros.

Figura 14. Medidor de flujo tipo vortex



Fuente: <http://aitunexpo.blogspot.com.co/>

❖ **MEDIDORES MÁSICOS**

Son instrumentos de alta precisión que miden ciertas propiedades de los fluidos como caudal, flujo de masa, densidad, temperatura, corte de agua (para el petróleo), entre otros. Entre ellos tenemos:

✓ **MEDIDOR TIPO CORIOLIS**

Este medidor se basa en el efecto Coriolis, según este efecto, un objeto que se mueve en un sistema de coordenadas que rota con una velocidad angular experimenta una fuerza Coriolis proporcional a la masa y velocidad del fluido, así como la velocidad angular del sistema³².

✓ **Ventajas y Desventajas**

Ventajas

- Su exactitud es de + 0.10% en medición de flujo.
- Repetibilidad de + 0.005%.
- Rangeabilidad de 20:1 hasta 80:1.

³² AVILÉS, José y PÉREZ, Edson. Análisis de la medición de hidrocarburos en el activo integral de producción Macuspana-muspac. Tesis de grado, Ciudad universitaria, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. 56-71 p.

- Sin partes móviles propensas a desgaste.
- De bajo mantenimiento.
- Son de fácil instalación.
- No requiere acondicionamiento de la tubería.
- El sensor es no intrusivo.
- Bajos niveles de mantenimiento porque son mínimamente afectados por sustancias corrosivas y abrasivas.
- No es susceptible al daño por desprendimiento de gases.
- Capacidad para medir a tasas de flujo cercanas a cero.
- Mínimamente afectado por cambios en la viscosidad.
- Mediciones directas de masa y densidad (Proporcionando medición de volumen indirecta).
- Normalmente no se requiere acondicionamiento de flujo.

Desventajas

- Cambios significativos en la densidad afectan la exactitud.
- Variaciones en la rata de flujo afecta la medición de densidad.
- Cambios en temperatura del fluido afectan la elasticidad de los tubos.
- Cambios en la presión afecta las características de vibración de los tubos.
- Corrientes en múltiples fases (liquido/gas/sólidos) afectan la medición.
- Ocurre la cavitación, por baja contrapresión aguas abajo.
- Se forman depósitos dentro del sensor de flujo en algunas ocasiones.
- Se genera corrosión y erosión del tubo sensor de flujo en algunas ocasiones.
- Sensibilidad a las condiciones de instalación, incluidos choques y vibraciones.
- Acumulación de depósitos internos que pueden afectar la precisión.
- No se utilizan, normalmente, tamaños más grandes a seis (6) pulgadas para las aplicaciones de transferencia de custodia.

- Algunas veces se dificulta la calibración, debido al lapso de tiempo de las salidas de los pulsos.
- Requieren periódico reajuste a bajas presiones, y bajos flujos.
- Necesita control de presión de sustentación.
- Generan altas caídas de presión³³.

✓ **Condiciones de Operación y Mantenimiento**

Algunas recomendaciones para el mantenimiento del sistema son:

- Inspección visual del montaje mecánico cada año.
- Inspección visual de los sellos de conexión y del conduit cada año.
- Verificación del cero flujo durante la puesta en marcha y cada seis meses.
- Verificación de salidas análogas y pulsos cada año.
- Verificación de lecturas de densidad cada año.

Otros factores a tener en cuenta son:

- Con el medidor másico Coriolis se logran exactitudes de +/- 0.10% en medición de flujo, con repetibilidad de +/- 0.005%. La exactitud sobre la medida de densidad es de +/- 0.0005 g/cc.
- Rangeabilidad de 20:1 a 80:1; dependiendo del modelo.
- El sensor es no intrusivo y no tiene partes móviles propensas al desgaste, expuestas al proceso, lo que genera bajo mantenimiento.
- Fácil instalación, pues no se requieren condiciones especiales de flujo o acondicionamiento de la tubería.

Dentro de los aspectos críticos en la instalación de un Medidor Másico Coriolis están:

- Vibración en el montaje del sistema de medición (externa o de múltiples Medidores).
- Flujo pulsante, si es cercano a la frecuencia de vibración del sensor.

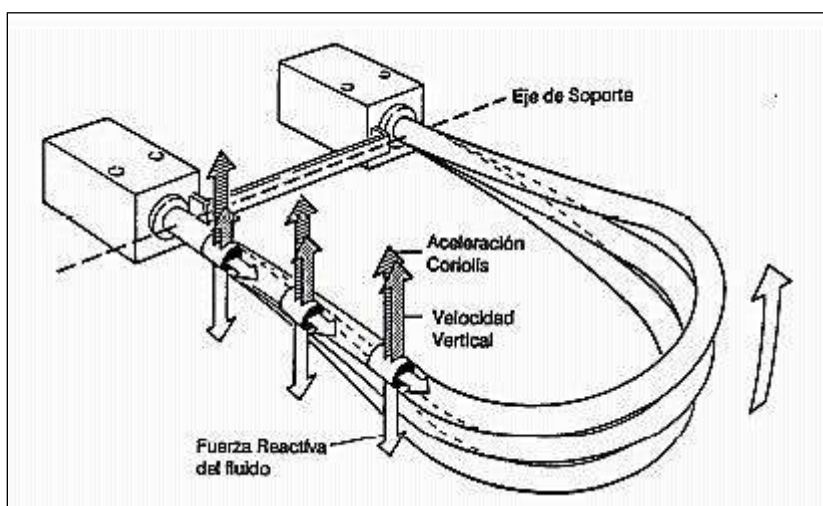
³³ ECOPETROL. Op cit. p. 51-53.

- Tensión mecánica (axial, radial, torsional) presente en la instalación.
- Perfiles de velocidad no uniforme y remolinos en el flujo.
- Interferencias por frecuencias de radio o electromagnéticas.
- Verificación periódica de valor de cero almacenado.

En gases se deben de tener en cuenta la siguiente recomendación:

- Para gases la medición de flujo másico requiere altas presiones, la exactitud de la medición, para presiones de alrededor de 200 Bares (2900 psig), es de $\pm 1\%$ ³⁴.

Figura 15. Medidor tipo coriolis



Fuente: http://www.sapiensman.com/tecnoficio/electricidad/instrumentacion_industrial6.php

4.2. MEDIDORES MULTIFÁSICOS

A diferencia de los separadores convencionales, los medidores de flujo multifásico miden continuamente el flujo de gas, petróleo y agua sin separar físicamente la corriente de flujo en fases de fluidos individuales. Los medidores de flujo multifásico reciben los fluidos trifásicos directamente desde una línea de flujo, realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos a la línea de flujo (abajo). Estos

³⁴ Ibid., p. 53-54.

medidores muestran los resultados de las mediciones a los pocos minutos de ser puestos en operación.

La caída de presión producida en los medidores de flujo multifásico es significativamente menor que la que se produce en los separadores convencionales, lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales. En aplicaciones de mediciones permanentes, estos dispositivos ocupan un espacio mínimo en las localizaciones de superficie o en las plataformas marinas.

Los sistemas de medición de flujo multifásico aumentan la frecuencia de ejecución de las pruebas de pozos, pero también mejoran la calidad de las mediciones. El flujo de ciertos pozos es tan inestable que no puede ser medido en forma precisa con un separador de prueba convencional. Los medidores de flujo multifásico son más precisos que los separadores de prueba convencionales y se ven menos afectados por los regímenes de flujo complejos. Las mediciones de flujo multifásico además identifican condiciones de fases que probablemente no sean detectadas por las mediciones exclusivamente volumétricas de los separadores de prueba convencionales. Por otra parte, a diferencia de los separadores de prueba de pozos, los medidores de flujo multifásico no poseen partes móviles ni requisitos de mantenimiento asociados para mantener la precisión de las mediciones. Los medidores de flujo multifásico incrementan la seguridad operacional porque se elimina la necesidad de contar con válvulas de alta presión y líneas de alivio de presión. Además, se evita el almacenamiento de volúmenes sustanciales de hidrocarburos en las condiciones potencialmente inestables de los separadores de prueba³⁵.

Los medidores de flujo multifásico no sólo eliminan los obstáculos para lograr mayor consistencia, confiabilidad y calidad en las mediciones, sino que el proceso de medición en sí se convierte esencialmente en una función de monitoreo continuo³⁶.

³⁵ ATKINSON, Ian. Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico. Oilfield review. 2005. 2 p.

³⁶ CASTELLANOS, Mario. Innovaciones de la compañía Schlumberger para la medición de flujo multifásico. Tesis de licenciatura, México, D.F. Instituto politécnico nacional. 2009. 93-95 p.

Las técnicas y dispositivos de medición usados para obtener la velocidad de la fase y la composición en un sistema de medición multifásica y de gas húmedo son las siguientes³⁷.

Tabla 3. Condiciones de operación del medidor de flujo multifásico

PARÁMETROS	
Presión de diseño	1218 PSI
Presión de operación	300 PSI – 1160 PSI
Temperatura de diseño	100 °C
Temperatura de operación	10 – 80 °C
Corte de agua	0 – 100%
Fracción de gas (GVF)	0 – 100%
Tasa de producción	0 – 314.5 BPD
Patrones de flujo	Todos: (por ejemplo, burbujeante, Slug, anular, etc.)

Fuente: Manual multiphase meter technologies

Tabla 4. Velocidad de la fase y la composición en un sistema de MFM

VELOCIDAD	COMPOSICIÓN
Medidores Venturi	Capacitancia
Medidores de desplazamiento positivo	Conductividad e inductancia
Medidores de coriolis	Microondas
Técnicas de correlaciones cruzadas	Infrarrojos
Atenuación acústica	Dual venturi
	Absorción de rayos gama

³⁷ GONZALES, Ruben. Compendio de nociones elementales de medición multifásica. Presentación. 2012. 16 p.

El desempeño de los medidores se puede ver afectado cuando las propiedades de los fluidos varían con el tiempo; los siguientes factores tienen un mayor impacto en los medidores multifásicos:

- Salinidad del agua
- Metales pesados en líquidos
- Contenido de ácido sulfhídrico
- Contenido de dióxido de carbono
- Densidad y viscosidad de las fases
- Comportamiento de las fases

Para seleccionar de manera correcta el medidor se deben considerar los siguientes parámetros:

- Caudal
- Presión
- Velocidad de flujo
- Temperatura
- Composición
- Pronostico de producción

La finalidad al tener control de estos parámetros es para determinar el tamaño y la configuración que más se adecue a las necesidades de flujo y medición requeridas, estos medidores deben alcanzar los niveles de incertidumbre permitidos, considerando que la incertidumbre disminuye entre más estables sean las propiedades físico-químicas de la fase³⁸.

➤ **Principales ventajas de medidores multifásicos**

- Optimizan la producción debido a monitoreo continuo de flujos.
- Mejor precisión de las curvas de declinación de producción permite los cálculos de las reservas con mayor precisión ayudando a la planeación estratégica de explotación del yacimiento.

³⁸ GARCES, Adriel. Aspectos fundamentales de la asignación y distribución de hidrocarburos. Tesis de grado, Ciudad universitaria, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2016. 48-49 p.

- Reduce los gastos de perforación y completación de los pozos por medio del mejor entendimiento de la interferencia entre los pozos y mejor caracterización de la zona de estimulación.
- Incrementa la confianza de la información permitiendo una identificación temprana de los problemas de los pozos.
- Optimización de las operaciones de levantamiento artificial.
- El empleo de medidores multifásicos permite realizar pruebas de pozos de manera rápida y eficiente.
- Los medidores multifásicos permiten una reducción de costos para desarrollo de campos.
- La tecnología empleada por el medidor multifásico permite una detección rápida del agua en la producción, facilitando la toma de dediciones para una mejora de la producción.
- Con el uso de medidores multifásicos, se mejora los niveles de seguridad en el campo por su forma compacta y ligera en comparación a los equipos de separación.
- Permite un manejo de la información en tiempo real y un control remoto de la unidad, con las ventajas económicas que esto involucra.
- El medidor multifásico no posee partes móviles lo que representa un mantenimiento bajo.
- Permite un análisis rápido de la información, determinado la tendencia en el desempeño de un pozo y facilitando la toma de decisiones de forma oportuna y rápida.

❖ **Desventajas**

- El medidor multifásico es sensible a cambios en las condiciones del fluido que lo atraviesa.
- El costo inicial para la implementación de este medidor es mucho mayor que el de un separador de pruebas.
- Su mantenimiento demanda personal muy capacitado.

✓ **Características del medidor multifásico**

- Diseño compacto: Reducción del espacio y peso y sin requisitos de tuberías rectas aguas arriba y aguas abajo
- Fácil de instalar y operar: Vertical, instalado sin ningún requisito especial para la geometría de tubos agua arriba, calibración en sitio (no obligatoria), bajas pérdida de presión
- Bajo mantenimiento: Mantenimiento estándar para transmisores de presión, diferencial de presión y temperatura
- Campo probado: Campo probado e instalado por las principales empresas petroleras alrededor del mundo
- Alta fiabilidad: Componentes robustos y fiables para la industria
- Flexibilidad en uso: Se utiliza en aplicaciones en tierra y costa afuera³⁹.

Algunos medidores multifásicos emplean algún tipo de elemento radioactivo de baja energía el cual le ayuda a inferir o conocer algunos de los parámetros requeridos para realizar las mediciones correctas. La tabla 5 muestra las diferentes técnicas de los sistemas de medición de flujo multifásico:

Tabla 5. Técnicas empleadas para inferir los parámetros

TÉCNICA	PARÁMETRO A INFERIR O CONOCER
Densitómetro de rayos gamma de baja energía	Densidad del fluido
Espectroscopia de rayos gamma de energía múltiple	Fracción de las fases
Espectro de absorción infrarroja	Concentración de los componentes del flujo
Permitividad de flujo	Estimado de la fase acuosa
Conductividad de la fase acuosa	Conductividad del fluido
Densidad a partir de un medidor de presión diferencial	Densidad del fluido. Estimación de la velocidad de flujo
Fuerza coriolis	Corte de agua

³⁹ SERVICIO A POZOS. Medición multifásica. En línea. 23/02/2018. Enlace <http://www.grupodiarqco.com.mx/servicio-a-pozos/medicion-multifasica.html>.

Presión y temperatura	Condiciones de flujo. Condiciones estándar
Dispositivos de presión diferencial	Velocidad de flujo
Correlaciones	Velocidad de flujo
Dispositivos de desplazamiento	Caudal total volumétrico
Acústicos	Velocidad. Fracción de las fases

4.3. TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA UTILIZADAS PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN CRUDO EXTRA PESADO

La creciente necesidad de energía, combinada con el agotamiento de los recursos mundiales de petróleo ligero, ha generado un interés sustancial en las reservas de petróleo pesado. La hidrodinámica de los aceites de alta viscosidad presenta varios desafíos en la medición de flujo multifásico, otros problemas también están relacionados con la tendencia de los aceites pesados a formar emulsiones y el efecto de fluidos complejos sobre el rendimiento de los medidores. Las alternativas de medición de flujo multifásico se pueden agrupar principalmente en tres categorías principales; estos son MPFM en línea, sistemas de medición de flujo multifásico de separación (parciales o completos) y métodos de inferencia. Como se indica en el nombre, los medidores en línea realizan todas las mediciones directamente en la línea de flujo multifásico sin requerir la separación de las fases. La velocidad de flujo de cada fase se calcula como la fracción de área en la tubería multiplicada por la velocidad de cada fase. Esto requiere una determinación mínima de seis parámetros. Los parámetros básicos medidos por MPFM pueden incluir: densidad, velocidad, tasa de flujo másico, momento, fracción de fase o la velocidad de fases individuales. Los métodos para obtener mediciones necesarias pueden incluir combinaciones de las siguientes técnicas:

- Mediciones electromagnéticas (microondas, capacitancia, conductancia)
- Densitometría / espectroscopia de rayos gamma
- Medición de presión diferencial a través de la restricción de flujo
- Medición volumétrica de desplazamiento positivo
- Medición de la fuerza Coriolis

- Medida ultrasónica
- Correlación cruzada de señales para inferir velocidades de flujo (presión, eléctrica, rayos gamma, etc.)

Desafíos asociados con las propiedades inherentes de los aceites pesados

Los aceites pesados se caracterizan por altas viscosidades, altas densidades y, a menudo, contienen otros componentes, como azufre y metales pesados. Estas características inherentes de los aceites pesados pueden afectar el rendimiento y la medición precisa de los medidores de flujo multifásico e incluso pueden provocar incrustaciones en los componentes del medidor y los elementos sensores. Un resumen de los efectos negativos de las propiedades de los aceites pesados en la medición de flujo multifásico incluye lo siguiente:

- ✓ Una característica común entre los MPFM comercialmente disponibles es que usan un medidor Venturi para determinar la tasa de flujo total. Esto hace que todos estos MPFM sean igualmente susceptibles a cambios en el coeficiente de descarga como resultado de cambios en la viscosidad y laminarización del flujo a altas viscosidades (números bajos de Reynolds). Típicamente, los fabricantes de MPFM incorporan curvas de calibración o correcciones de datos para tener en cuenta el comportamiento laminar del flujo a bajos números de Reynolds característicos de los aceites viscosos.
- ✓ Azufre encontrado en aceites pesados en concentraciones superiores al 0.5% en peso. puede afectar algunas mediciones de rayos gamma y conducir a fracciones de caudal de agua y aceite inexactas.
- ✓ Los metales que se encuentran comúnmente en los aceites pesados pueden afectar las mediciones de impedancia debido a sus propiedades de conductividad.
- ✓ Los aceites pesados también implican mayores pérdidas de presión debido a la mayor viscosidad.
- ✓ La formación de emulsiones (debido a los aceites de alta viscosidad que se mezclan con el agua producida) cambiará significativamente las propiedades del fluido y afectará negativamente la capacidad de los MPFM para operar en esas condiciones. Las características complejas de las emulsiones, incluidos los

cambios del aceite continuo al agua continuo y las variaciones en el punto de inversión, puede representar desafíos significativos para las tecnologías MPFM en la determinación de la fracción de fase.

- ✓ De las relaciones agua-líquido que conducen a una fase líquida continua en el agua, la información errónea sobre la salinidad del agua puede causar errores significativos en las tasas de flujo de agua y aceite.
- ✓ Los electrodos de impedancia utilizados en algunos MPFM, que miden la fracción de fase y la velocidad del gas, pueden verse afectados por los aceites pesados⁴⁰.

A continuación, se describen las tecnologías disponibles para la medición de crudo extra pesado:

4.3.1. MEDIDORES MULTIFÁSICOS CON TECNOLOGÍA Vx®. Debido a las limitaciones propias de los separadores de prueba convencionales, Schlumberger y Framo Engineering AS desarrollaron la tecnología de pruebas de pozos multifásicos Vx. Este sistema de medidores de flujo multifásico es aplicable a instalaciones permanentes, pruebas móviles y optimización de operaciones de levantamiento artificial, está diseñada para cuantificar el caudal de flujo volumétrico de agua, petróleo y gas de un pozo productor a condiciones de línea en tiempo real⁴¹.

Estos sistemas combinan una medición del flujo másico a través de un venturi, con una medición de la densidad en base a la atenuación de rayos gamma de energía dual. Las mediciones de presión y temperatura indican la relación presión-volumen temperatura (PVT) dentro de la línea de flujo. Estas mediciones proporcionan datos de fases precisos y continuos, permitiendo el cálculo de las fracciones de las tres fases (petróleo, gas y agua) a intervalos de 22 ms y a una frecuencia de 45 Hz. Este procedimiento proporciona mediciones altamente dinámicas y frecuentes y hace que el

⁴⁰ VIANA, Flavia, MEHDIZADEH, Parviz, OWSTON, Rebecca A., & SUPAK, Kevin R. (2013, June 11). [Citado 12 de marzo de 2018]. Challenges of Multiphase Flow Metering in Heavy Oil Applications. Society of Petroleum Engineers. 165427-MS.

⁴¹ Ibid., P 4.

MPFM sea un medidor de flujo de gran respuesta a cualquier variación de flujo y composición. Los sistemas Vx son más fáciles de instalar, más seguros y más eficientes que los separadores de pruebas. Además, los sistemas Vx no requieren separación de fases o acondicionamiento del flujo aguas arriba del punto de medición, pueden adaptarse a requisitos de pruebas más extensas y ocupan menos espacio. La tecnología Vx ha demostrado ser más exacta que los separadores de pruebas porque las mediciones se hacen continuamente a una alta tasa de muestreo, permitiendo inclusive efectuar mediciones precisas de los flujos en baches. El uso de un venturi facilita la medición de las tasas de flujo másico debido a su simplicidad, su eficiencia para mezclar las fases y el hecho de que la caída de presión a través de un venturi se puede convertir a tasa de flujo másico, dado que la densidad del fluido se mide óptimamente. El flujo monofásico o multifásico a través de un venturi se puede describir más sencillamente como:

$$Q_{total} = K(\Delta p / \rho_{mezcla})^{1/2} \quad (16)$$

Donde Q_{total} es el flujo volumétrico total, K es la constante de proporcionalidad para el venturi específico, Δp es la diferencia de presión medida por dos medidores de presión absoluta o un medidor de presión diferencial, y ρ_{mezcla} es la densidad medida del fluido o de la combinación de fluidos.

Los medidores fabricados con la tecnología Vx no requieren ningún control del proceso porque ellos son insensibles a los cambios de caudales y fracciones de cada fase, así como a cambios de presión. El corazón de la sección de medición es un medidor sin partes móviles que puede ser montado en un patín portátil (PhaseTester) para instalaciones temporales, como unidad móvil, o instalado como un dispositivo de monitoreo permanente de producción (PhaseWhatcher)⁴².

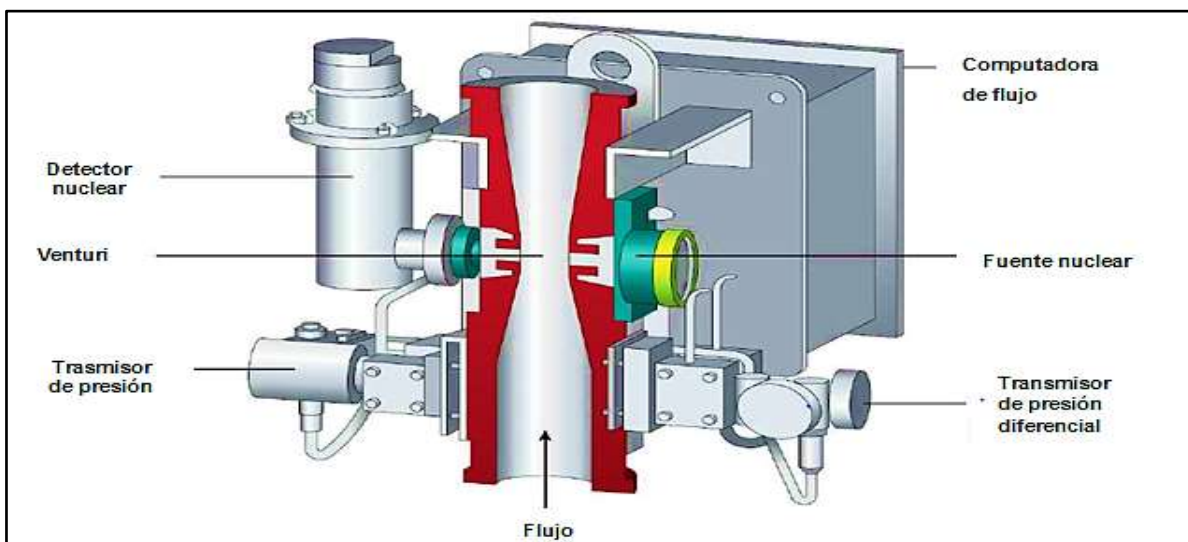
⁴² UGLYALCALA. Nuevas técnicas de medición de crudos pesados. En línea. 1 de diciembre de 2016. [citado 23/02/2018]. Enlace <https://informationandtruth.wordpress.com/2016/12/01/nuevas-tecnicas-de-medicion-de-crudos-pesados/>.

➤ Componentes

Los componentes principales del medidor de flujo multifásico Vx son un medidor venturi provisto de sensores de presión absoluta y presión diferencial; además de un detector de rayos gamma espectral de energía dual, acoplado a una fuente química radioactiva unitaria de baja intensidad para medir el flujo másico total y las fracciones de petróleo, agua y gas.

- **Sección venturi:** Es una sección de tubería que posee una restricción de diámetro y es la que produce el diferencial de presión en la línea del medidor, en la garganta de la sección es donde se realiza la medición del fluido.
- **Transmisor de presión diferencial:** El transmisor de presión diferencial está provisto de un encapsulamiento y dos sellos remotos. Los sellos están conectados a un puerto de alta y baja presión en el venturi, usando tubos capilares flexibles. La medición de presión diferencial se da en la sección de diámetro reducido del venturi, lo cual produce una diferencia de presiones estáticas entre el lado aguas arriba y aguas abajo del dispositivo. El encapsulamiento del transmisor está acoplado al cuerpo del venturi. El computador de admisión de datos de flujo utiliza estos datos para calcular la velocidad del flujo.

Figura 16. Componentes



Fuente: Schlumberger Multiphase Meter Vx

- **Transmisor de presión de línea:** El transmisor de presión de línea mide la presión en la garganta del Venturi mediante un sensor conectado al proceso por capilares de impulsos, el transmisor está instalado en la sección de medición del cuerpo del venturi. La señal de salida es usada por el computador de adquisición de datos de flujo para corregir el modelo PVT para cambios de presión.
- **Transmisor de temperatura:** Está situado en la “T” ciega. Este transmisor mide la temperatura a la entrada del medidor, la señal de este transmisor es usada por el computador de adquisición de datos de flujo para corregir el modelo PVT por cambios de temperatura.
- **Contenedor de la fuente:** Está instalado en la garganta del venturi y tiene como finalidad reducir la radiación emitida por la fuente al exterior a niveles por debajo de los límites aceptables. Este posee una pequeña abertura que permite la salida del rayo de radiación dirigido hacia el receptor pasando por el flujo a ser medido.
- **Fuente radioactiva:** La fuente de rayos gamma está instalada en la garganta de la sección Venturi, la que emite la señal al detector para cuantificar las ratas de flujo. La fuente radioactiva está montada en un cuerpo de acero inoxidable recubierto de plomo.
- **“T” Acondicionadora de flujo:** Es el elemento que se ubica aguas arriba de la sección venturi y es el que produce una mezcla más homogénea del fluido de producción antes de entrar a la medición.
- **Línea en U:** Está línea une la sección venturi con la línea de salida y está elaborada en acero inoxidable.
- **Puerto python:** Es el sitio por donde se introduce la muestra de crudo y agua para realizar la prueba in-situ del medidor, consta de una tapa tipo roscado de golpe que se la retira cada vez que se necesita realizar la prueba previa a una limpieza interna de la sección venturi.
- **Computador de adquisición de datos de flujo:** Constituye el corazón del sistema de medición. Es la encargada de recolectar y procesar toda la información procedente de los instrumentos anteriormente descritos⁴³.

⁴³ Ibid., P. 6.

Tabla 6. Especificaciones técnicas del medidor venturi-radiación gamma dual

Servicio de medición	Petróleo, agua y gas
Temperatura de trabajo en línea	-20@150°C
Presión de operación	Máximo 10000 Psi
Rango de medición de flujo	[100-70,000] Barriles por día de líquido (agua más petróleo) [100- 1MM] Pies cúbicos por día de gas
Capacidad para medir fracciones de fluido	Cortes de agua 0 @ 100%, y Fracciones de gas 0 @ 98%
Salinidad	[0 @ 100%] (saturación)
Viscosidad del líquido	0.1 @ 4,000cp
Dimensiones	1.6 x 1.5 m
Altura	1.7 m
Peso	1700 Kg

Fuente: Schlumberger multiphase meter vx

➤ **Funcionamiento**

El fluido que sale del pozo a través del cabezal llega a un choke en donde se realiza el ajuste de acuerdo a las necesidades de producción del pozo, luego de esto viene conectado el medidor; entonces, el fluido ingresa por la línea de entrada hacia la T ciega en donde el fluido tiende a formar una mezcla homogénea aguas arriba de la sección venturi, el fluido asciende hacia la garganta y se produce un cambio de velocidad y un diferencial de presión, y es aquí donde la fuente radioactiva emite los rayos gamma al detector. La atenuación que producen los rayos gamma al pasar por el fluido de producción es distinta de acuerdo a la fase que están atravesando, cada atenuación de petróleo, agua y gas produce dos niveles de energía (alto y bajo), con estos dos elementos se obtiene la cantidad de fluido producido de cada fase de fluido (gas, petróleo y agua).

Aquí no es necesario inyectar ningún químico ya que si un fluido presenta emulsión o espuma no le afecta en lo más mínimo en la medición. Una vez que fue medido el

fluido pasa a la línea de salida y de acuerdo a que equipo se esté utilizando sea Phase Tester o Phase Watcher se lo procede a quemar o se lo conecta a las facilidades de la planta procesadora respectivamente.

➤ **Tipos de medidor**

El medidor multifásico por su aplicación se lo divide en dos: Phase Tester y Phase Watcher.

✓ **Phase Tester**

El Phase Tester viene montado en un chasis como se muestra en la figura 16 para ser transportado de pozo a pozo en pruebas de producción, y de esta forma se ahorra espacio en zonas que no se tiene mucho lugar como para instalar una estación o facilidades de producción. El Phase Tester tiene diferentes tamaños de venturi y este tamaño depende del volumen que va a pasar por el medidor.

- Sus diámetros son:
 - ✓ 29 mm para volúmenes de 1.000 a 8.000 BPD
 - ✓ 52 mm para volúmenes de 5.000 a 13.000 BPD
 - ✓ 87 mm para volúmenes de 10.000 a 80.000 BPD

Figura 17. Phase tester



Fuente: <https://informationandtruth.files.wordpress.com/2016/12/20eeb-sin2bt25c325adtulo.png>

✓ **Phase Watcher**

El Phase Watcher es en si el medidor multifásico que se coloca de una manera permanente en la estación de producción reemplazando al separador de prueba⁴⁴.

Figura 18. Phase watcher



Fuente: https://informationandtruth.files.wordpress.com/2016/12/bef32-sin2bt25c32_5adtulo.png

✓ **Ventajas**

- ❖ La configuración dual del tamaño de Venturi permite medir el flujo de un rango más amplio de caudales y proporciona mediciones mejoradas de fracciones de fase a través del análisis completo del espectro de rayos gamma.
- ❖ A través de la especificación única de la tecnología Vx, es posible identificar el error global y el rendimiento intrínseco de PhaseTester o PhaseWatcher.
- ❖ Tener un sistema de medición simple que sea predecible ofrece la ventaja de una mejor comprensión del rendimiento del MFM durante la vida útil del pozo y la capacidad de gestionar la precisión dentro de un límite estrecho.
- ❖ El servicio de muestreo activo multifásico es una solución única para mejorar la precisión global de la medición del caudal al reducir la incertidumbre asociada con los parámetros de entrada de propiedades del fluido, tanto con variaciones de presión como de temperatura⁴⁵.

⁴⁴ Ibid., P 7-8.

⁴⁵ HOLLÄENDER, F., PINGUET, Bruno G., ZHANG, Jun J., BASTOS, V., & DELVAUX, E. (2007, January 1). [Citado 13 de marzo de 2018]. An Innovative Multiphase Sampling Solution at the Well Site to Improve Multiphase Flow Measurements and Phase Behavior Characterization. International Petroleum Technology Conference. IPTC-11573-MS.

- ❖ La tecnología Vx proporciona ahora una solución multifásica completa, que se ocupa no solo de la medición, sino también del muestreo y el conocimiento de las propiedades de los fluidos en el sitio del pozo.
- ❖ Mediciones altamente dinámicas y frecuentes y tiene gran respuesta a cualquier variación de flujo y composición.
- ❖ La tecnología Vx mejora la PhaseTester y Phase Watcher para convertirse en el primer medidor capaz de medir con precisión 3 fases (aceite, agua, gas) de 0 a (al menos) 99.8% GVF y de 0 a 100% WLR. Este es el primer medidor capaz de medir cualquier fase sin ninguna separación en línea⁴⁶.

✓ **Desventajas**

- ❖ La principal desventaja es que este tipo de medidores tienen un principio de funcionamiento condicionado por una gran cantidad de variables y es evidente que un pequeño error en cualquiera de ellas produce mediciones totalmente equivocadas.
- ❖ Realizan mediciones indirectas basadas en modelos matemáticos que no necesariamente reflejan lo que en realidad está sucediendo en la sección de medición, debido a que la naturaleza de cada pozo es demasiado compleja y en sentido general, el flujo de fluidos de un pozo en particular propiamente expresado es indeterminado.
- ❖ A medida que la fracción volumétrica del gas aumenta la precisión en las mediciones tiende a disminuir.
- ❖ Actualmente no cuentan con normatividad para su diseño y operación.
- ❖ Son bastante costosos y requieren control permanente para su buen funcionamiento⁴⁷.
- ❖ El costo inicial para la implementación de este medidor es mucho mayor que el de un separador de pruebas.
- ❖ Su mantenimiento demanda personal muy capacitado.

⁴⁶ SAFAR, Emad, KARACALI, Ozgur, AL-KANDERI, Ibraheem, Fuentes, E. G., & ACAR, Cagdas. (2016, September 26). [Citado 13 de marzo de 2018]. Production Well Testing of Challenging Wells With an Enhanced Multiphase Flowmeter. Society of Petroleum Engineers.181301-MS.

⁴⁷ CASA, Santiago. Análisis técnico comparativo de los medidores multifásicos con el actual sistema utilizado para medir la producción de fluidos (unidad lact) en el campo edén-yuturi. Proyecto de grado. Escuela Politecnica Nacional. Quito. 2014 P 80.

- ❖ Presiones diferenciales por debajo de las establecidas para el funcionamiento del Venturi pueden causar que la rata de flujo calculada sea más baja que la verdadera, y con presiones diferenciales mayores se obtienen ratas de flujo con incertidumbres demasiado altas⁴⁸.

4.3.2. MEDIDORES MULTIFÁSICOS CON TECNOLOGÍA RED EYE® (REMMS).

El sistema de medición multifásico Red Eye (REMMS) combina la tecnología de separación parcial con la medición convencional de líquido y gas con el objeto de brindar una solución completa de medición multifásica. Un controlador avanzado controla la operación del sistema, interpreta y registra datos y establece comunicaciones con servidores externos. La unidad REEMS puede utilizarse para ensayos de pozos automatizados en un múltiple o en un pozo individual.

Los componentes principales de estos sistemas de medición multifásicos son un separador ciclónico cilíndrico de gas-líquido (GLCC), instrumentos de medición de flujo y válvulas de control de nivel.

El principio de operación se basa en la separación a granel por inducción de las fases líquida y gaseosa mediante la creación de un patrón de flujo ciclónico. Una vez separadas, las corrientes individuales se miden con medidores convencionales de líquido y gas, lo que proporciona a la unidad una ventaja distintiva en comparación con los medidores más complejos que no separan fases. Las fases separadas son recombinadas posteriormente o transportadas en líneas de flujo separadas.

Los sistemas de ensayo de pozos REMMS de Weatherford están diseñados conforme al código de tuberías ANSI B31.3. Esta característica brinda una gran flexibilidad para el diseño y la construcción de sistemas que soporten cualquier presión de proceso o cabeza de pozo y temperaturas de hasta 450°F (232°C). Además, elimina la necesidad de instalar una válvula de

⁴⁸ VARELA, Sandra. Determinación de la eficiencia de las tecnologías aplicadas en la medición de flujos multifásicos del pozo barinas I del campo san silvestre del estado barinas. Trabajo de investigación. P 10.

alivio de presión en el sistema. Dependiendo de los requisitos del cliente, los sistemas de ensayo de pozos de producción pueden diseñarse conforme a las especificaciones del código de recipientes de ASME, Sección VIII, División 1⁴⁹.

➤ Componentes

Los principales componentes incluyen un separador cilíndrico gas-líquido ciclónico (GLCC), instrumentos de medición de flujo y válvulas de control de nivel. El sistema crea un patrón de flujo de ciclón para inducir una separación masiva de líquidos y fases gaseosas en tuberías separadas. Después de la separación, los medidores de líquido y gas convencionales miden los flujos individuales. Luego, el sistema recombina las fases separadas en una sola tubería para transportarlas a la línea de flujo. Los principales componentes incluyen un separador cilíndrico gas-líquido ciclónico (GLCC), instrumentos de medición de flujo y válvulas de control de nivel. El sistema crea un patrón de flujo de ciclón para inducir una separación masiva de líquidos y fases gaseosas en tuberías separadas. Después de la separación, los medidores de líquido y gas convencionales miden los flujos individuales. Luego, el sistema recombina las fases separadas en una sola tubería para transportarlas a la línea de flujo.

➤ Características

- No utiliza fuentes nucleares
- Instrumentación convencional
- Diseño compacto
- Datos en tiempo real para optimización del pozo
- Rango operativo de 0 a +95% GVF
- Alta precisión
- $\pm 2\%$ de medición de gas volumétrico*
- $\pm 2\%$ medición de líquido volumétrico*

⁴⁹ UGLYALCALA. Op cit., P 9.

- $\pm 2\%$ corte de agua en rango de medición total^{*50}

✓ **Ventajas**

- Datos en tiempo real para el monitoreo en modo continuo: Los medidores de flujo y el GLCC operan en modo continuo, en lugar que, en modo por lotes, lo que permite que el operador tenga acceso a información de la producción en tiempo real. Los datos en tiempo real ayudan a maximizar la producción y crean la capacidad de optimizar las velocidades de inyección de agua, vapor, CO2 o gas natural.
- Diseño compacto: La unidad REMMS ocupa poco espacio y es liviana, lo que la hace ideal para el uso en sistemas portátiles, plataformas costa afuera, unidades móviles de producción costa afuera (MOPUs), embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) o en cualquier sitio donde existan restricciones de espacio o peso. Pesa aproximadamente 1/8 parte del peso en orden de marcha de un separador vertical y 1/64 parte del peso en orden de marcha de un separador horizontal.
- Optimización de pozos: Gracias a su bajo costo y diseño simple, el sistema de ensayo de pozos puede utilizarse con la mejor relación costo-beneficio para realizar el monitoreo en tiempo real de pozos individuales o una corriente de producción.

- ✚ Bajo costo operativo.
- ✚ Auto limpiante.
- ✚ Controles convencionales y estándares.
- ✚ Puede ser completamente automatizada.
- ✚ Capacidad de manejo de slugs.

El separador ciclónico posee la capacidad de procesar aproximadamente cuatro veces más el flujo de líquido instantáneo normal máximo.

- Rango de regulación alto: El sistema de ensayo de pozos puede diseñarse para rangos de regulación altos de 100:1.

⁵⁰ WEATHERFORD. Red Eye multiphase metering system. Testing and production services. En línea [Citado 13 de marzo de 2018]. 2017. Enlace [https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/production-optimization/redeye-multiphase-metering-system-\(remms\)/](https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/production-optimization/redeye-multiphase-metering-system-(remms)/). P 3.

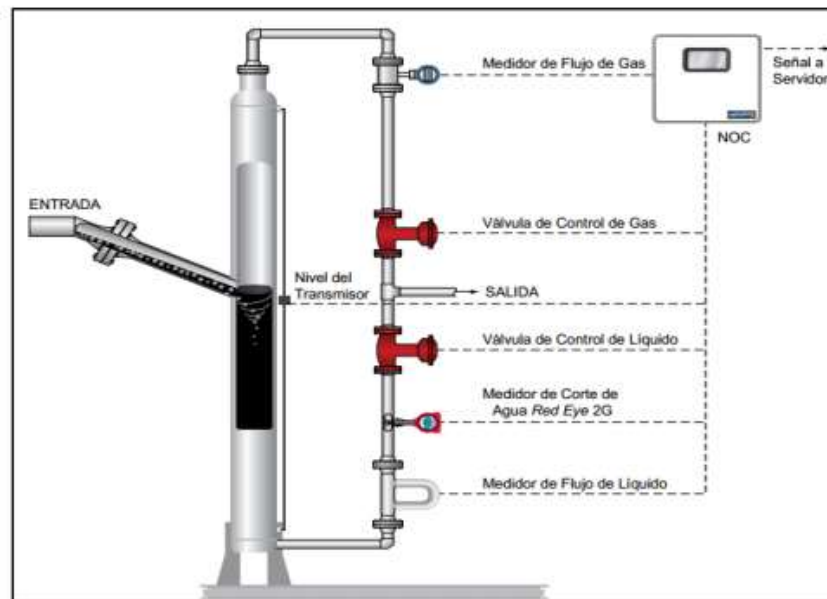
- No se ve afectado por el movimiento del buque o plataforma⁵¹.

➤ Método de separación

El sistema de ensayo de pozos REMMS de Weatherford puede diseñarse para procesar cualquier condición de flujo trifásico. El flujo trifásico ingresa en el GLCC por una entrada tangencial angosta. Esto hace que el líquido y el gas pasen rápidamente por la entrada y el eje vertical del GLCC, creando un vórtice.

Este vórtice hace que el gas se separe del líquido y, debido a la gran diferencia de densidad entre las fases gaseosa y líquida, el gas asciende rápidamente a la parte superior del GLCC y el líquido desciende a la parte inferior.

Figura 19. Separador multifásico RedEye y sus componentes



Fuente: http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/6106/1/55997_1.pdf

➤ Medición de flujo

El sistema de medición multifásica Red Eye utiliza un caudalímetro de líquido y el medidor de corte de agua Red Eye 2G para medir las tasas de flujo de aceite y agua. Un medidor de flujo de gas mide la velocidad del gas, y luego el sistema recompina las dos fases o las transporta en líneas de flujo separadas. Un transmisor

⁵¹ UGLYALCALA. Op cit., P 10.

de presión diferencial monitorea el nivel de líquido dentro del GLCC. Instalados en el barco, los transmisores de presión y temperatura miden la temperatura del proceso y las condiciones de presión. Las válvulas de control de gas y líquido mantienen un nivel de separación óptimo dentro del GLCC. La unidad terminal remota (RTU) Red Eye recibe las señales de todos estos instrumentos para controlar los procesos de separación y medición y mostrar los resultados de las pruebas de pozos.

El efecto de ciclón en el GLCC tiene cierta capacidad de amortiguación; y, cuando se combina con válvulas de control en las patas de gas y líquido, produce un sistema de separación eficiente con un rango de operación muy amplio.

El sistema de ingeniería puede manejar toda la gama de regímenes de flujo, desde el estado estacionario hasta el flujo slug⁵².

➤ **Unidad terminal remota red eye® (rtu)**

❖ Admite todos los modos de prueba de producción:

- Semiautomático
- Automático
- Manual

❖ Proporciona una visualización gráfica local de los datos del proceso, los índices de flujo y los resultados de las pruebas

❖ Proporciona prueba local y registro de datos sin procesar

❖ Certificado para operación de Clase 1, División 2 y Clase 1, Zona 2

❖ Admite opciones de conexión serie o Ethernet para sistemas host

➤ **Medidor de corte de agua red eye 2g:**

- Tecnología óptica de nueva generación
- Excelente precisión de rango completo
- Calibración simple
- Compatible con todos los aceites y condensados

⁵² WEATHERFORD. Op cit., P 4-5.

- No afectado por la salinidad y el gas disuelto
- Insensible al gas arrastrado
- Fácil instalación y servicio

➤ **Aplicaciones típicas**

✓ **Pruebas de producción**

Nuestro sistema Red Eye reemplaza a los separadores de prueba convencionales de dos y tres fases. El sistema tiene una huella más pequeña en comparación con los separadores basados en gravedad y viene completamente integrado de fábrica. Las mediciones en tiempo real aumentan la eficacia de las pruebas de pozos para que pueda probar sus pozos con mayor frecuencia.

✓ **Monitoreo de pozo individual**

El sistema Red Eye también le permite monitorear los pozos individuales con datos en tiempo real para optimizar cualquier sistema de levantamiento artificial o las tasas de inyección de gas, agua y vapor de inundación. Los datos continuos de tasa de flujo en tiempo real proporcionan los comentarios necesarios para mejorar los esfuerzos de optimización de la producción.

✓ **Requisitos específicos del cliente**

Podemos construir nuestras unidades según sus especificaciones. Bajo pedido, diseñamos sistemas que cumplen con sus expectativas en términos de tamaño, opciones de medición, precisión, redundancia e integración con otros equipos existentes, como válvulas de estrangulación o válvulas selectoras de múltiples puertos. Podemos modificar el diseño mecánico del sistema Red Eye si tiene limitaciones de espacio, y podemos personalizar el software operativo para agregar entradas de los instrumentos adicionales que necesite para una aplicación en particular⁵³.

⁵³ Ibid., P 5-7.

Tabla 7. Especificaciones técnicas del medidor Red Eye

Alimentación	10@30 VDC, 9-Vatios
Temperatura operativa	0-150 °C
Presión operativa	Máximo 2000 psi @ 150°C
Conexión proceso brida	600 ANSI – 900 ANSI
Puertos de comunicación	RS-232 ó RS-485
Comunicaciones	Modbus RTU

Fuente: Weatherford company

El medidor Red Eye opera prácticamente en todo el rango de G.V.F La incertidumbre en la medición del corte de agua es menor al 2% incluso bajo condiciones de salinidad cambiante. Para mediciones de alto corte de agua, la incertidumbre es menor al 2% del corte de agua, con lo que se lograría disminuir el error en la medición de caudal neto de petróleo⁵⁴.

4.3.3. MEDIDOR DE FLUJO MULTIFASICO AGAR MPFM-50. Las primeras versiones de los MPFM fabricados por Agar Corporation incluyen la serie MPFM-300 y la serie MPFM-400. El último modelo de medidor de flujo multifásico es la serie MPFM-50 es un medidor de flujo trifásico, no nuclear, versátil, diseñado para condiciones reales de campo. Proporciona mediciones precisas y en tiempo real de los flujos de aceite, agua y gas simultáneamente sin separación de las fases.

La tecnología se basa en la medición de la tasa de flujo másico y la densidad de la mezcla de flujo multifásico usando un medidor de Coriolis diseñado por Agar, para la determinación de la fracción de gas usa un medidor Venturi dual, y para el cálculo del porcentaje de agua en líquido a través de un medidor de corte de agua (ya sea tecnología de transmisor de microondas OW-201 o permitividad OW-301 basada en propiedades)⁵⁵. La combinación de este medidor coriolis de nueva generación y el medidor de corte de agua Agar con tecnología de microondas proporciona un medidor

⁵⁴ CASA. Op. Cit., P. 107.

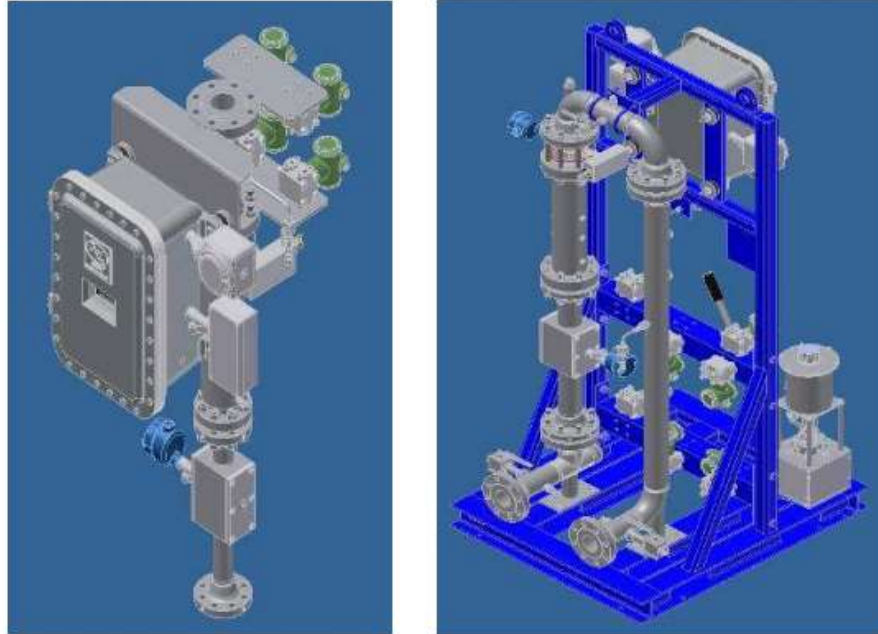
⁵⁵ VIANA. Op cit., P 8.

de flujo preciso y de bajo costo, que puede medir el crudo, agua y gas sin separación de la corriente de producción. El medidor de agua en crudo Agar con tecnología de microondas proporciona la capacidad de medir cortes de agua de 0 a 100%, incluso en condiciones de salinidad variable. Especialmente diseñados para un bajo mantenimiento y facilidad de operación, no requieren calibración de campo ni conocimiento previo de las propiedades del fluido (como la densidad del fluido y la salinidad) para alcanzar las precisiones especificadas. Las capacidades de datos en tiempo real de estos medidores permiten optimizar todos los tipos de técnicas críticas de mejora de la producción, y puede ser montado con facilidad en un remolque para servicio portátil.

- ✓ El MPFM-50 está conformado por los siguientes componentes:
 - Medidor de Flujo Másico Coriolis
 - Medidor de Corte de Agua AGAR OW-200
 - Detector de Interfase AGAR ID-201
 - Medidor Venturi Doble
 - Transmisores de Presión

La unidad MPFM-50 está disponible como una versión estándar en línea y como una versión montada sobre patín como se muestra en la Figura 20.

Figura 20: Unidad MPFM-50 versión estándar en línea y versión montada sobre patín.



Fuente: http://agarcolombia.co/images/project/project_single-1.jpg

Tabla 8. Especificaciones técnicas generales del MPFM

Fracción volumétrica de gas	0 a 100%
Corte de agua	0 a 100%
Regímenes de flujo	Todos
Presión	Hasta 10,000 PSI
Temperatura ambiente	-4 ° F a 160 ° F (-20 ° C a 70 ° C) Opcional Temperatura baja -40 ° F a 160 ° F (-40 ° C a 70 ° C)
Temperatura del proceso	Modelo estándar 32 ° F a 212 ° F (0 ° C a 100 ° C) Modelo de alta temperatura de 32 ° F a 450 ° F (0 ° C a 232 ° C)
Viscosidad del liquido	Baja Viscosidad Modelo: 0,1-30 cP

	Alto Viscosidad Modelo: 0,1-2000 cP
Salinidad	0 a 30% de NaCl en peso (hasta saturación)
Arena/partículas	Hasta 5% en volumen y menos de 1 mm de tamaño de partícula
Max. Caída de presión	Menos de 15 psi (1 bar)
Materiales	Estándar: acero inoxidable 316; Hastelloy, y otros materiales disponibles en orden especial; Según ASME B31.1 y B31.3; Aisladores Cerámicos

Fuente: Agar Colombia

Tabla 9. Precisión

PRECISIÓN	
Flujo de liquido	Mejor que $\pm 5\%$
Flujo de gas	Mejor que $\pm 8\%$
Corte de agua	Mejor que $\pm 2\%$

Fuente: Agar Colombia

Tabla 10. Especificaciones eléctricas

ELÉCTRICO	
Fuente de alimentación	24 VDC, 110, 220, 460 VAC
Requerimientos de energía	50 vatios para la opción básica (opciones de menor potencia disponibles bajo petición)

Fuente: Agar Colombia

✓ **Ventajas**

- Fracción de gas 0-100%
- Corte de agua 0-100%
- No afectado por los regímenes de flujo
- Alta precisión, medición de flujo en tiempo real
- No necesita conocimiento de propiedades del fluido

- No es afectado por parafinas o depósitos de asfaltenos
- Viscosidades altas y bajas
- No hay fuentes nucleares (radiactivas)
- Compacto, portátil y fácil de transportar e instalar
- Aplicación de gas húmedo
- Capacidad de auto verificación
- Interfase de comunicación web

El AGAR MPFM-50 elimina la necesidad de costosos equipos secundarios tales como separadores de fase, válvulas y bombas para la medición de caudal⁵⁶.

4.3.4. MEDIDORES MULTIFÁSICOS CON TECNOLOGÍA ROXAR MULTIPHASE METER 2600. Con 25 años de innovación y como el fundador de la medición multifásica, Roxar está llevando su tecnología a un nuevo nivel con el lanzamiento del medidor de 3ª generación: MPFM 2600, basada en la tecnología Zector™.

Figura 21. Roxar multiphase meter 2600



Fuente: <https://informationandtruth.files.wordpress.com/2016/12/285c6-sin2bt25c325adtulo.png>

⁵⁶ AGAR COLOMBIA. Medidor de flujo multifásico Agar. En línea. [Citado 14 de marzo del 2018]. Enlace <http://agarcolombia.co/MPFM-50.html>.

➤ **Características**

- Diseño ligero, simple, reducción de peso del 80% y mitad de la longitud en comparación con la generación anterior. Peso: 110 kg. Longitud: 650 mm
- Tecnología Zector™: la señal avanzada procesamiento, nueva electrónica de campo e innovador geometría del electrodo
- Venturi reemplazable que permite una vida útil y rango de operación prolongados. Con cuatro cámaras con tapones y anillos de presión, que mejoran la precisión y la estabilidad, disminuyendo incertidumbres.
- Compacto, solución de medición integrada de presión, presión diferencial y temperatura. transmisor multivariable. Permite mediciones de alta sensibilidad, precisión, DP, P y T. Combina las mejores características de control remoto, soluciones de sellado y tubos de impulso abierta. Limita la posibilidad de obstrucción.
- Versión no radiactiva que cubre la mayor parte de las condiciones de operación.
- Sistema de densidad gamma compacto para aplicaciones especiales y alta GVF (gas volumen fracción, fracción de volumen de gas). La versión básica es no-gamma adecuado para instalaciones <95% GVF. Se aplica cuando el uso de fuentes de nucleónicas están prohibidas por leyes o políticas empresariales. Para aplicaciones con muy alta GVF (> 95%), se recomienda la versión gamma. El sistema de gamma puede ser fácilmente modernizado, siempre y cuando las condiciones de flujo así lo exijan.

✓ **ROXAR MPFM 2600 MVG**

El medidor tiene un alto grado de libertad disponible con respecto a los componentes que se puede separar y recombinar para cumplir los requisitos específicos del campo / pozo. Como las condiciones de flujo y los requisitos de medición cambian a lo largo de la vida útil del campo / pozo, los módulos adicionales pueden actualizarse en cualquier momento. Como solo se suministran los módulos necesarios, esto simplifica la solución de medición, reduciendo el riesgo de fallas y los requisitos de mantenimiento.

El Roxar MPFM 2600 M viene con una herramienta de software de configuración fácil de usar. Esto permite a los usuarios configurar eficientemente el medidor para sus requerimientos. El nuevo software incluye una función única incorporada de tres modelos / algoritmos diferentes que se ejecutan en paralelo, proporcionando redundancia, autocomprobación y autoverificación del medidor.

Módulos y opciones

La plataforma de tecnología Roxar Multiphase 2600 consta de las siguientes opciones y módulos:

Módulos centrales

- MPFM 2600 M - Versión base
- MPFM 2600 MG - Base + Gamma
- MPFM 2600 MV - Base + Venturi
- MPFM 2600 MVG - Base + Venturi + Gamma

Módulos opcionales / características

- Modo de funcionamiento Wetgas
- Sistema de salinidad multifásico de Roxar (RMSS)

En función de las necesidades y preferencias del operador, estos módulos se pueden mezclar y combinar para cumplir los requisitos de la aplicación.

- **MPFM 2600 M**

Con la versión base modular, el MPFM 2600 M, tanto las fracciones de fase como las velocidades se obtienen a partir de las mediciones de impedancia de alta velocidad, ejecutando el software patentado no gamma. El algoritmo no gamma proporciona mediciones de flujo multifase sin la necesidad de un sistema gamma. No se requieren mediciones de presión y temperatura para informar las tasas de flujo en las condiciones reales del flujo predominante de petróleo, sin embargo, las mediciones de temperatura se recomiendan en los flujos dominantes de agua. La conversión de las condiciones reales al estándar se

puede lograr con la entrada de P y T de una de las siguientes opciones: entrada manual directa del usuario, sonda T adicional y transmisor T integrados en el medidor con entrada de presión de una fuente externa, o P & T escritos en el Modbus registrarse directamente desde un DCS con datos de mediciones cercanas.

- **MPFM 2600 MG**

Agregar el sistema gamma (fuente + detector Cs-137) al medidor agrega una mayor precisión y robustez a las mediciones.

- **MPFM 2600 MV**

Al agregar el venturi (diseñado como un manguito insertable reemplazable en campo), aumenta el rango operativo de GVF, la precisión del medidor y la robustez. El MPFM 2600 MV funciona con el algoritmo no gamma, proporcionando mediciones de flujo multifásico sin la necesidad de un sistema gamma.

- **MPFM 2600 MVG**

Con el sistema gamma agregado, se configura el medidor MPFM 2600 MVG completo, para la mejor precisión, robustez y la mayor flexibilidad de aplicación.

- **Modo Wetgas**

Además, habilitar el modo de gas húmedo permite que el MPFM 2600 proporcione mediciones precisas en pozos de gas, gas húmedo y condensado de gas.

- **Medición de la salinidad del agua**

Si se esperan cambios en el agua de formación y su conductividad, se puede agregar el Sistema de salinidad multifásico de Roxar (RMSS), que proporciona mediciones directas en tiempo real de la conductividad del agua en pozos de alto riego.

✓ **SELECTOR DE MODELO MPFM 2600**

• **MPFM 2600 M**

El modelo base MPFM 2600 M está diseñado para instalaciones permanentes de pozos únicos y es una herramienta de monitoreo de pozos para el corte de agua de tendencia, la relación gas / petróleo y los caudales. Este medidor es ideal para detectar cambios graduales o repentinos, por ejemplo, indicando la penetración de gas.

• **MPFM 2600 MG**

El MPFM 2600 MG está diseñado para instalaciones permanentes de pozo único, y la adición de la fuente gamma mejora la precisión y robustez del medidor, especialmente en las mediciones de fracciones

• **MPFM 2600 MV**

El MPFM 2600 MV está diseñado para instalaciones permanentes de pozo único, tanto para pozos de petróleo como de gas. Esta versión proporciona buenos índices de flujo de precisión para petróleo, agua y gas en un rango más amplio de aplicaciones.

• **MPFM 2600 MVG**

El MPFM 2600 MVG es esencialmente el medidor "completo", con los tres módulos principales incluidos (impedancia eléctrica, venturi y gamma). Este medidor se puede usar tanto para aplicaciones de pozos individuales como pozos múltiples, tales como mediciones de flujo de retorno, pruebas de pozos y medición de asignación con la mejor precisión.

Esta separación de los módulos / características de MPFM 2600 en módulos reutilizables, escalables y separados que constan de elementos funcionales independientes y autónomos también facilita la reparación y el mantenimiento según sea necesario, una solución de medición altamente rentable y comprobada en campo.

La siguiente tabla se puede utilizar para seleccionar el modelo o la combinación adecuada en función del tipo de aplicación y la necesidad de medición.

Tabla 11. Comparación para la seleccionar el modelo o combinación adecuada en función del tipo de aplicación y necesidad de medición

vvv = obligatorio vv = recomendado. v = puede ser utilizado. X = no se puede usar.

Aplicación	MPFM 2600M	MPFM 2600MG	MPFM 2600MV	MPFM 2600MVG	RMSS
Uso de la aplicación					
Tendencias del corte de agua (en un solo pozo)	vv	v	v	v	v
Tendencias de la tasa de flujo (en un solo pozo)	vv	v	v	v	v
Medición de asignación (en un solo pozo)	x	v	v	vv	v
Prueba periódica de pozos / medición de múltiples pozos	x	x	x	vvv	v
Medida de Pozos combinados	x	x	x	vvv	v
Fracción de volumen de gas (GVF)					
Es el GVF 0-85%?	v	v	v	v	v
Es el GVF 85-98%?	x	x	x	vvv	x
Es el GVF 95-100%?	v	v	vv	v	x
Es el GVF 0-100%?	x	x	x	vvv	v

Fuente: EMERSON, Process management. Product data sheet. Roxar MPFM 2600 MVG. 2016.

- Las versiones que no son gamma (MPFM 2600 M y 2600 MV) están diseñadas para rangos de GVF bajos a medios (0-85%) y aplicaciones de pozo único con regímenes de flujo relativamente estables. No están diseñados para aplicaciones de prueba de pozos o flujos combinados; para lo cual se requiere la versión gamma.
1. El software del modo de funcionamiento Wetgas se usa para $GVF > 95\%$ y no requiere un sistema gamma (ya que no es una entrada para los algoritmos en este modo), pero si también se espera que el GVF sea inferior al 95%, luego se debe seleccionar la versión gamma (con el modo Wetgas). El modo Wetgas requiere una caracterización PVT completa de los hidrocarburos producidos.
 2. El sistema de salinidad multifásico de Roxar (RMSS) es relevante para las siguientes condiciones:
 - Si espera un corte de agua alto ($> 70\%$ WLR, dependiendo del régimen de flujo)
 - Si el GVF es $<85\%$
 - Si se espera agua con diferentes salinidades en la corriente del pozo
 - Para una mejor garantía de flujo y monitoreo del tipo de agua
 - Si desea evitar el muestreo para obtener conductividad de agua de referencia
 3. Para MPFM 2600 M & MG, si el GVF es $<15\%$, entonces la calidad y precisión de los caudales se reducirán, pero el medidor aún proporcionará lecturas fiables de corte de agua.
 4. El MPFM 2600 M y MV requiere una calibración WLR o GOR en línea alrededor del punto de inicio de operación.
 5. Puede usarse como un medidor de tendencia de humedad / humedad, los caudales no se medirán⁵⁷.

Tabla 12. Especificaciones - roxar mpfm 2600

	MPFM 2600 M y MG 0-100% agua en proporción líquida (WLR)
--	--

⁵⁷ EMERSON, Process management. Product data sheet. Roxar MPFM 2600 MVG. 2016.

<p>Rango de operación</p>	<p>0-85% fracción de volumen de gas (GVF)</p> <p>MPFM 2600 MV</p> <p>0-85% fracción de volumen de gas (GVF), y</p> <p>Fracción del 95-100% del volumen de gas (GVF) en el modo Wetgas</p> <p>MPFM 2600 MVG</p> <p>0-100% agua en proporción líquida (WLR)</p> <p>0-100% fracción de volumen de gas (GVF)</p>
<p>Tamaños del medidor</p>	<p>1 ½ "a 8"</p>
<p>Instalación</p>	<p>Flujo vertical ascendente</p>
<p>Incertidumbre típica (Intervalo de confianza del 95%)</p>	<p>MPFM 2600 M y MG</p> <p>Modo de operación multifásico:</p> <p>Velocidad del líquido: +/- 8- 10% relativo</p> <p>Tasa de Gas: +/- 8- 10% relativo</p> <p>Corte de agua: +/- 3- 5% absoluto</p> <p>MPFM 2600 MV y MVG</p> <p>Modo de operación multifásico:</p> <p>Velocidad de líquido: +/- 3-5% relativa</p> <p>Tasa de Gás: +/- 6-8% relativa</p> <p>Corte de agua: +/- 2-4% absoluto</p> <p>Modo de funcionamiento Wetgas:</p> <p>Hidrocarburo total: +/- 5% relativo</p> <p>Fracción de volumen de agua: +/- 0,2% absoluta</p>
<p>Presión de diseño</p>	<p>Estándar: ANSI 300 #, 600 #, 900 # y 1500 # (hasta 3,750 psi).</p>

	Interfaz Hub con una versión de 5,000 psi también disponible
Temperatura de diseño	- 20 a + 130 ° C (266 ° F)

➤ **Tecnología**

La tecnología Zector™ Clase 2600® no radiactivo, proporciona una caracterización precisa y en tiempo real de los patrones de flujo. El procesamiento de señales basado en electrodos geométricos proporciona información nunca antes disponible, incluyendo múltiples datos de velocidad de flujo y mediciones cerca de la pared. La tecnología comprende un nuevo y compacto sensor geométrico que permite mediciones en sectores individuales, además de la medición del área de la sección transversal completa. Roxar está introduciendo la nueva clase de medidores multifásicos compactos para los operadores que buscan optimización de la producción, control de flujo y la mejora de pruebas de pozos. Su reducido tamaño permitirá a los operadores instalarlo en pozos individualmente y en lugares de difícil acceso.

✚ **Los componentes clave de la tecnología de zector roxar:**

1) Geometría del electrodo DP26 que dispone:

- Múltiples velocidades de flujo.
- Medidas cerca de la pared.
- Mide un gran número de diferentes combinaciones.
- Permite una medición de la fracción mucho más detallada.
- Los electrodos “close-to-wall” mejoran la precisión de la medición, amplían el rango de trabajo, y ofrecen múltiples mediciones de velocidad.

2) Nueva electrónica de impedancia (es la oposición que existe, a la corriente alterna, por un circuito compuesto de resistencias, condensadores y bobinas.).

- Reemplaza la capacitancia y la electrónica inductivas, y utiliza el mismo conjunto de electrodos.
- Mide ambos componentes al mismo tiempo.

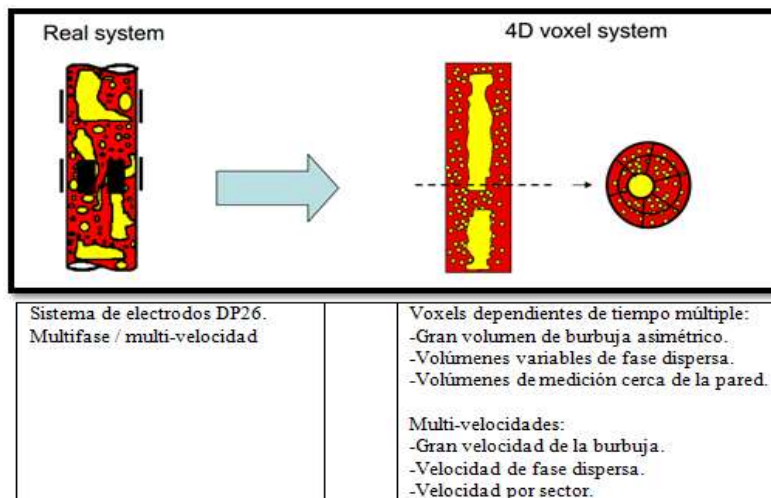
- Funciona a la perfección en flujo continuo de petróleo y de agua.
- Analog Devices Blackfin®, desarrollado especialmente para procesar imágenes en tiempo real y la aplicación de medios de transmisión.

3) Procesamiento de señales basado en vóxel(4D píxeles).

- Un voxel es un elemento de volumen, que representa un valor en un espacio tridimensional. Esto es análogo a un píxel, que representa los datos de imagen 2D.
- El procesamiento de señales basado en Voxel permite mediciones en sectores individuales, además de la medida del área de la sección transversal completa tradicional.

4) La nueva tecnología funciona a la perfección tanto en flujo continuo de petróleo y como en agua que se traduce en la rápida detección de los cambios de régimen.

Figura 22. Electrodo DP26 y Voxel 4D



Fuente: <https://informationandtruth.files.wordpress.com/2016/12/284e7sin2bt25c325adtulo.png>

284e7sin2bt25c325adtulo.png

Las especificaciones a continuación son para una solución a costo óptimo que reunirá la mayoría de los requisitos del operador. Sin embargo, Roxar puede proporcionar soluciones a medida para adaptarse a cualquier aplicación y especificaciones necesarias⁵⁸.

⁵⁸ UGLYALCALA. Op cit., 11-12.

La nueva generación de medidores Roxar 2600 calculan la velocidad del flujo de gas, líquido y agua sin separación midiendo la impedancia eléctrica del fluido y dimensionando el coeficiente de descarga de Venturi para los fluidos esperados extraídos del depósito. Las correlaciones se usan para determinar las velocidades de fase y las distribuciones. El medidor Roxar mide la presión, la presión delta, la temperatura, las velocidades múltiples, las mediciones de cerca de la pared y la caracterización en tiempo real de los patrones de flujo. Un densitómetro gamma se usa para mediciones de densidad dentro de condiciones de alto GVF. Las versiones de Nongamma también están disponibles para aplicaciones de bajo GVF.

Roxar afirma que su tecnología de medidor multifásico utilizada para las mediciones de velocidad se puede utilizar para aplicaciones con emulsiones y alta viscosidad por debajo del 90% GVF y con la configuración correcta del medidor (RFM-TD-01676-191, 2006).

En el documento de descripción funcional para Roxar 2600, Roxar resume cantidades influyentes y su efecto sobre la precisión de su medidor. Ellos afirman que:

Las variaciones en la salinidad del agua no tienen efecto en las lecturas de corte de agua en todas las condiciones del proceso con menos de 60% a 80% de corte de agua.

Como la arena tiene propiedades dieléctricas muy cercanas al petróleo, cualquier arena se medirá como parte del aceite. Sin embargo, las mediciones dieléctricas están basadas en el volumen; la arena tendrá poco efecto en el rendimiento del medidor.

La cera presente en el flujo o depositada dentro del sensor se medirá como petróleo porque la densidad y las propiedades dieléctricas de la cera y el aceite son similares.

El Roxar 2600 fue evaluado de forma independiente por el grupo de investigación NEL y por terceros en 2009. NEL indicó que el medidor se desempeñó bien durante las pruebas y publicó los siguientes resultados:

El error máximo en el flujo de líquido medido en flujo continuo de aceite fue -2.81% y en flujo continuo de agua fue -3.5% con un margen total de 6.1%, desplazamiento medio de -0.59% y una desviación estándar de 1.77%.

El error máximo en el flujo de gas fue -8.78% con un margen total de 15.77%, desplazamiento medio de -2.45% y una desviación estándar de 4.7%.

En flujo continuo de aceite, la desviación máxima del corte de agua de referencia fue 1.41%. En flujo continuo de agua fue 2.75%. Los errores de corte de agua dieron una propagación total de 3.78% con una compensación promedio de 0.42% y una desviación estándar de 0.89%.

NEL también indicó que las mediciones de la tasa de flujo de aceite estaban dentro de las incertidumbres declaradas del medidor⁵⁹.

4.3.5. MEDIDOR MULTIFÁSICO HAIMO. El medidor multifásico en línea Haimo detecta la fracción de gas (GVF) y el agua (WLR) mediante tecnología de rayos gamma. La tasa de flujo total de la corriente multifásica se mide con el medidor de flujo Venturi. Una unidad de adquisición de datos (DAU) realiza todos los cálculos y convierte las mediciones de flujo de línea a condición estándar utilizando un modelo PVT

➤ **Principio de funcionamiento**

- Esta unidad compacta está compuesta por un medidor de flujo Venturi y un medidor dual de rayos gamma.
- La tasa de flujo total de los fluidos multifásicos (TFR) se mide con un medidor de flujo Venturi.
- Transmisor multivariable (MVT) mide la presión diferencial a través del venturi junto con la temperatura y la presión. Las señales en bruto de la MVT son procesadas por la Unidad de Adquisición de Datos, y luego se usan para calcular la tasa de flujo total junto con los parámetros PVT.

⁵⁹ VIANA. Op cit., P 7-8.

- El medidor dual de Gamma se usa para medir GVF y WLR de los fluidos multifásicos. Los pulsos del detector gamma dual son recolectados y procesados por el transmisor gamma dual de alta velocidad actualizado de Haimo para proporcionar una alta precisión de corte de agua a un nivel de 0 ~ 95% GVF.

Las tasas de flujo volumétrico en condiciones estándar se calculan a partir de las tasas de flujo en condiciones de línea usando el modelo de software PVT. El modelo PVT desarrollado por Haimo es una herramienta versátil para caracterizar mezclas multicomponentes con énfasis en los fluidos de yacimiento.

Figura 23. Medidor multifásico Haimo



Fuente: <http://www.haimotech.com/uploadfiles/20160822/1471826361129327.jpg>

➤ Características

- Medidor de flujo en línea
- Datos altamente precisos y repetibles
- Operación remota y adquisición de datos
- No intrusivo
- Sin partes móviles: bajo mantenimiento
- Pequeña huella y peso
- Instalación simple y operación segura
- Excelente respuesta dinámica al cambio en el flujo del pozo
- Baja pérdida de presión

- Bajo consumo de energía

➤ **Aplicaciones**

- Medición del aceite, agua y gas en el flujo multifásico a GVF <95%
- Pruebas de producción de pozo
- Mejora de las pruebas de pozo y gestión de yacimientos
- Monitoreo y optimización de producción

✓ **Ventajas**

- Reducir los costos del desarrollo de campo
- Detección temprana de agua
- Mejor diagnóstico por pozo
- Operación remota y automatizada
- Instalación simple y operación segura
- Adquisición de datos en tiempo real⁶⁰

Tabla 13. Especificaciones técnicas del medidor Haimo

ESPECIFICACIONES TECNICAS		
Corte de agua	0-100%	
GVF	0-0.95%	
Flujo máximo	Liq:12575 BOPD; Gas: 0 KPCD	
	Liq:2381 BFPD; Gas: 253.977 KPCD	
Flujo mínimo	Liq: 812 BOPD; Gas: 0 KPCD	
	Liq: 154 BFPD; Gas: 16.394 KPCD	
INCERTIDUMBRE		
Rango GVF		

⁶⁰ HAIMO. Sp mpfm. En línea [Citado 14 de marzo del 2018]. Enlace http://www.haimotech.com/Products-and-Services/MPFM/SP-MPFM.html?utm_source=uploadfiles-products&utm_medium=PDF.

0-95%	Flujo Liq (rel)	5%
	Flujo Gas (rel)	7%
	Corte de agua (Abs)	2%
REPETIBILIDAD		1/3 del %

Fuente: Ecopetrol. Medidores Multifásicos. Gerencia de operaciones de desarrollo y producción. 2016.

4.4. COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS ANTERIORMENTE MENCIONADAS

Para la selección de un medidor multifásico, debemos apoyarnos en la experiencia lograda en campo por usuarios y ser muy cuidadosos al leer las recomendaciones de los proveedores. Se debe tomar en cuenta que para cada pozo habrá diferentes factores a considerar. La variedad de medidores multifásicos que existen en la industria petrolera, dificulta la selección del más adecuado, debido a que utilizan distintos principios de medición de los elementos y dispositivos que los integran, por lo que los medidores pueden ser sencillos o complejos, creando una serie de ventajas y desventajas operacionales, técnicas y económicas para las diferentes condiciones de operación, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 14. Ventajas y desventajas de los medidores

MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Vx	<ul style="list-style-type: none"> • Configuración dual del tamaño de Venturi (mide amplios rangos de caudal) • Identifica error global y rendimiento (Phase Tester o Phase watcher) • Servicio de muestreo • Mediciones altamente dinámicas y frecuentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Condicionado a una cantidad de variables • Realizan mediciones indirectas basadas en modelos matemáticos • A medida que aumenta la fracción volumétrica de gas la precisión de las mediciones tiende a disminuir

	<ul style="list-style-type: none"> • Gran respuesta a cualquier variación de flujo y composición 	<ul style="list-style-type: none"> • El costo inicial de implementación es bastante elevado
REMMS	<ul style="list-style-type: none"> • No utiliza fuentes nucleares • Instrumentación convencional • Diseño compacto • Datos en tiempo real • Optimización de pozos • Alta precisión • Rango de regulación alto • No se ve afectado por el movimiento del buque o plataforma 	<ul style="list-style-type: none"> • No maneja altos cortes de agua
AGAR	<ul style="list-style-type: none"> • No afectado por los regímenes de flujo • Alta precisión, medición de flujo en tiempo real • No necesita conocimiento de propiedades del fluido • No es afectado por parafinas o depósitos de asfaltenos • Viscosidades altas y bajas • No hay fuentes nucleares (radiactivas) • Aplicación de gas húmedo • Capacidad de auto verificación • Interfase de comunicación web 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo grande y pesado • Intrusivo • Caídas de presión considerables
ROXAR	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño ligero • Tecnología Zector™ • Venturi reemplazable • Compacto y preciso • Permite mediciones de alta sensibilidad • Limita la posibilidad de obstrucción • Versión no gamma (GVF<95%) • Versión gamma (GVF>95%) 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene problemas con el flujo tipo slug

HAIMO	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de flujo en línea • Sin partes móviles • Reduce costos de desarrollo de campo • Detección temprana del agua • Mejor diagnóstico por pozo • Operación remota y automatizada • Instalación simple y operación segura • Adquisición de datos en tiempo real 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo grande y pesado
--------------	---	--

Haciendo un análisis de las diferentes ventajas y desventajas que poseen cada uno de estos medidores nos pudimos dar cuenta que algunos por su gran tamaño presentan dificultad a la hora de transportarlos a locaciones de difícil acceso y van a ocupar gran espacio lo que representa un problema si no se cuenta con el espacio suficiente, otros están sujetos a una gran cantidad de variables y un pequeño error causa mediciones totalmente equivocadas y algunos por su gran costo de implementación fueron también descartados. Se descartó el medidor multifásico Vx ya que su principio de funcionamiento está condicionado por una gran cantidad de variables y un pequeño error en cualquiera de ellas produce mediciones totalmente equivocadas, otro factor que se tuvo en cuenta es que el costo de su implementación es bastante elevado. El medidor multifásico Agar también fue descartado ya que es un equipo grande, pesado y se producen en éste caídas de presión considerables que afecta la medición de crudo extra pesado. El siguiente medidor que fue descartado es el medidor multifásico Haimo el cual por ser también un equipo grande y pesado no era viable en este estudio. Entonces para este estudio se optó por seleccionar los medidores multifásicos ROXAR Y REMMS que, por sus características, costo beneficio son los más rentables y óptimos para las pruebas de pozos con crudos extrapesados.

5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS MEJORES TÉCNOLOGÍAS APLICABLES A CRUDOS EXTRA PESADO

En este capítulo se llevara a cabo un análisis técnico, tomando en cuenta las variables operacionales y los resultados de producción obtenidos por los medidores de flujo multifásico REMMS y ROXAR, para así poder facilitar la selección del medidor que más se ajuste a los requerimientos del campo o al menos de los pozos seleccionados para su estudio, siguiendo los lineamientos establecidos por los requerimientos legales vigentes (El nuevo reglamento de fiscalización de Colombia contemplado en la resolución 41251 de 2016), con el fin de posteriormente realizar un análisis económico que defienda la rentabilidad de dicha elección.

5.1. REGLAMENTACIÓN TÉCNICA Y LEGAL VIGENTE DE COLOMBIA

La reglamentación nacional de medición y fiscalización de los hidrocarburos producidos están sujetas a las normas nacionales e internacionales aplicables, en especial aquellas recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-ICONTEC, RETIE, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

A finales de 2016 se expidió el nuevo reglamento de fiscalización de Colombia contemplado en la resolución 41251 de 2016, por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de regalías y contraprestaciones económicas en favor del estado. Expedida por el ministerio de minas y energía.

En materia de precisión y certidumbre de medición, la vinculación de Colombia a la Organización Internacional de Metrología Legal aprobada por la Ley 1514/12, dispuso que las normas OIML R constituyen reglamento técnico metrológico de aplicación obligatoria, en ausencia de un reglamento técnico metrológico específico. Las normas OIML R para el caso de la medición estática y dinámica de hidrocarburos, fijan la precisión en términos de un parámetro denominado error máximo permisible (EMP). En orden de magnitud, dicho parámetro coincide con la diferencia máxima de cantidad aceptable fijado por las “buenas prácticas de la industria del petróleo”, y con el nivel máximo de incertidumbre aceptado que fijó el

nuevo reglamento de medición upstream de Colombia, para el punto de medición oficial de hidrocarburos líquidos por medición estática: $\pm 0,5\%$. En materia de transferencia de custodia, este valor puede satisfacerse con relativa facilidad, pero en materia de fiscalización upstream, en la cual, la corriente en el punto de medición oficial proviene de un tren inmediato de tratamiento, cuya metrología de materiales se sujeta a un balance en la facilidad, con corrientes de distintos niveles de precisión e incertidumbres permitidas, balance que contabiliza entradas, salidas, cambios de inventarios, y pérdidas, además de cambios de fase de los materiales, sostener estos parámetros de precisión requiere de un esfuerzo sostenido de administración metrológica, equipos y procedimientos adecuados⁶¹.

En la norma estándar API MPMS 20.1, contiene diagramas para las tres operaciones típicas:

- Facilidad de producción y procesamiento de gas natural.
- Facilidad de producción y procesamiento de hidrocarburos líquidos.
- Facilidad de producción y procesamiento de crudos pesados.

En Colombia la producción de hidrocarburos ha aumentado durante la última década y principalmente corresponde a la extracción de crudos pesados ($^{\circ}\text{API} < 15$) y extra pesados ($^{\circ}\text{API} < 10$).

La resolución tiene por objeto establecer los requisitos mínimos que deben cumplir los operadores para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se produzcan en el país, para prevenir las prácticas que puedan inducir a errores en el cálculo de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del estado.

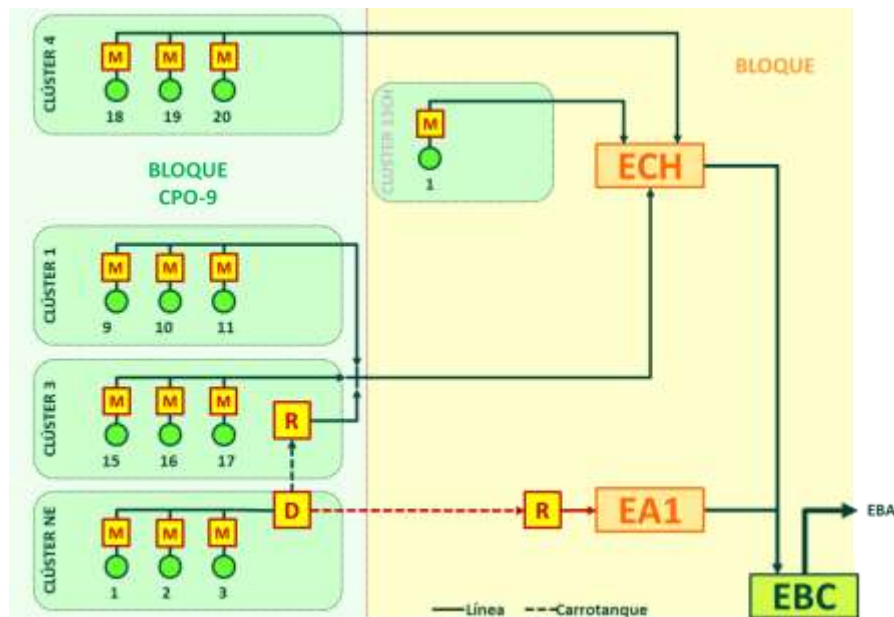
En la resolución también se estipulan las obligaciones generales de los operadores donde deben adoptar las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos. Los parámetros establecidos para la medición multifásica se encuentran en el capítulo

⁶¹ VILLANUEVA, William. El modelo de balance másico para determinación efectiva de los volúmenes de producción y su impacto en los económicos del negocio petrolero. Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. Artículo Técnico, Bogotá. 2017.

3 de esta resolución. Los medidores de flujo multifásico fijos o portátiles para la medición de asignación o para realizar pruebas de pozo en lugar de separadores de prueba se pueden usar siempre y cuando las características de diseño, instalación, operación, mantenimiento, calibración, verificación e incertidumbre, estén acordes con las especificaciones de la norma técnica API MPMS capítulo 20 sesión 3⁶².

5.2. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE CRUDO EXTRA PESADO

Figura 25. Esquema de producción



En el campo de crudo extra pesado se tomaron datos de producción de 9 pozos (1, 9, 10, 11, 15, 16, 17, 18, 19), después se seleccionaron solo 5 por insuficiencias de datos representativos. Para la descripción del fluido de producción se tomaron dos muestras de 20 litros del pozo 16 y se les realizó un análisis ASSAY estándar de lo cual se mostrarán los resultados más relevantes, además de datos como el factor volumétrico del aceite, gas y el GOR mostrados en la tabla 15.

⁶² Resolución 4 1251 de 2016, por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado. Expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 15. Características del fluido de producción.

Variable	Valor
Temperatura	88.89 °C (192 °F)
Presión	80 psi
Viscosidad @ 100°C	327.6 mm ² /sec
%BSW	5.60
API @60°F	7.73
°P. Vapor	<0.5 kPa
Contenido de agua	5.55% vol.
Sal (NaCl)	744 mg/kg
Bo	0.91
Bw	1.7

5.3. VARIABLES OPERATIVAS DEL CAMPO

Tabla 16. Variables operacionales del campo

Temperatura	31.2 - 91.1°C (88,2 – 196°F)
Presión	(5 - 64,6) Psig
Aceite	0 – 2189,3 bbl
Agua	2,76 – 2469,18 bbl
Gas	0 – 164,26 MSCF
%BSW	0,013 – 1
GOR	0 – 93,82
%WC	30,71

5.4. EVALUACIÓN DE LOS MPFM

Para evaluar el desempeño de los medidores multifásicos en la medición de los fluidos de producción, según la regulación 41251 del ministerio de minas y energía, se deben comparar las medidas arrojadas por un sistema de referencia como well testing o tanques, el cual en este caso es el sistema well testing.

Para la evaluación técnica se tendrá en cuenta dos criterios; uno cualitativo, por medio de cuadros de comparación y funcionalidades de los medidores y otro cuantitativo, basado en el % de error relativo de la comparación de los resultados de los medidores, con el sistema de referencia.

Como criterio cualitativo, se compararon las características, ventajas y desventajas de los dos medidores seleccionados para la evaluación técnica.

Tabla 17. Rangos de medición del roxar y remms.

RANGO DE MEDICIÓN		
MEDIDOR	Roxar	Remms
PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	Max. 3750	Max. 2000
TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	-20 – 130	0-150
LIQUIDO (BOPD)	Max. 24200	0-2500
CORTE DE AGUA (%)	0-100	0-100
GAS (GVF)	0-100	0-95
FUENTE RADIOACTIVA SI/NO	SI	NO
REGIMENES DE FLUJO	Manejo de slug	Todos
MEDIDOR UTILIZADO PARA LA MEDICION DE FLUJO TOTAL	Medidor gamma Medidor Venturi Impedancia eléctrica	Separador GLCC (Gás-Líquido Cylindrical Cyclone) Medidor de Flujo de Gás. Medidores de Nivel

		Medidor de Corte de Agua Red Eye Medidor de Flujo de Líquidos
--	--	---

Tabla 18. Ventajas y desventajas del roxar y remms

MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
REMMS	<ul style="list-style-type: none"> • No utiliza fuentes nucleares • Instrumentación convencional • Diseño compacto • Datos en tiempo real • Optimización de pozos • Alta precisión • Rango de regulación alto • No se ve afectado por el movimiento del buque o plataforma 	<ul style="list-style-type: none"> • No maneja altos cortes de agua
ROXAR	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño ligero • Tecnología Zector™ • Venturi reemplazable • Compacto y preciso • Permite mediciones de alta sensibilidad • Limita la posibilidad de obstrucción • Versión no gamma (GVF<95%) • Versión gamma (GVF>95%) 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene problemas con el flujo tipo slug

Tabla 19. Incertidumbre

INCERTIDUMBRE			
Medidor	Flujo de líquido (%) (rel)	Flujo de gas (%) (rel)	Corte de agua (%) (abs)
Roxar	+/- 3 - 5	+/- 6 - 8	+/- 2 - 4
Remms	5	5	2

A nivel cualitativo se pudo concluir que el medidor multifásico Roxar posee mejores características y ventajas con respecto al medidor Remms ya que este medidor no maneja altos cortes de agua y además cuando se requiere medir crudo extra

pesado, el red eye se contamina con este y por ende muestra un mal desempeño. En general el medidor roxar tiene un mayor rango de medición en cuanto a variables operacionales, como por ejemplo el rango de presión de operación es mucho mayor que la del medidor remms.

Como criterio cuantitativo o de evaluación estadística, se compararon los registros de volúmenes de producción de cada pozo tomados por los medidores multifásicos, tomando como un filtro el tiempo de flujo, por lo cual se descartó el pozo 10 debido a que en los registros del medidor REMMS, no se presentaban medidas de 24 horas de producción. Además de lo anterior en los pozos 17, 18 y 19, por problemas técnicos, nunca se registraron datos de producción del sistema de referencia, por lo cual se descartan los 3 pozos en el estudio comparativo, dando solo las opciones de los pozos 1, 9, 11, 15 y 16.

Además de lo anteriormente descrito, de la población de 29 muestras del medidor multifásico ROXAR, se tomó una muestra representativa de 21 con un nivel de confianza del 90% y un margen de error del 10%.

Seguidamente se le aplico la media aritmética (Ecuación 17) a la totalidad de datos de producción de los cinco pozos seleccionados, con el fin de poder ser comparados con los resultados arrojados por los medidores multifásicos REMMS y ROXAR, y así poder sacarles el % de error relativo (Ecuación 18), según lo establece la regulación 41251, dando como resultado la tabla 20.

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \tag{17}$$

$$\%E = \frac{\text{Indicación}_{MPFM} - \text{Indicación}_{Referencia}}{\text{Indicación}_{Referencia}} * 100 \tag{18}$$

Cabe aclarar que se aplicó este procedimiento ya que las medidas de volúmenes de producción no fueron tomadas en el mismo momento de tiempo, por lo que se buscaba llegar a una comparación “fiable” a pesar de no estar en igualdad de

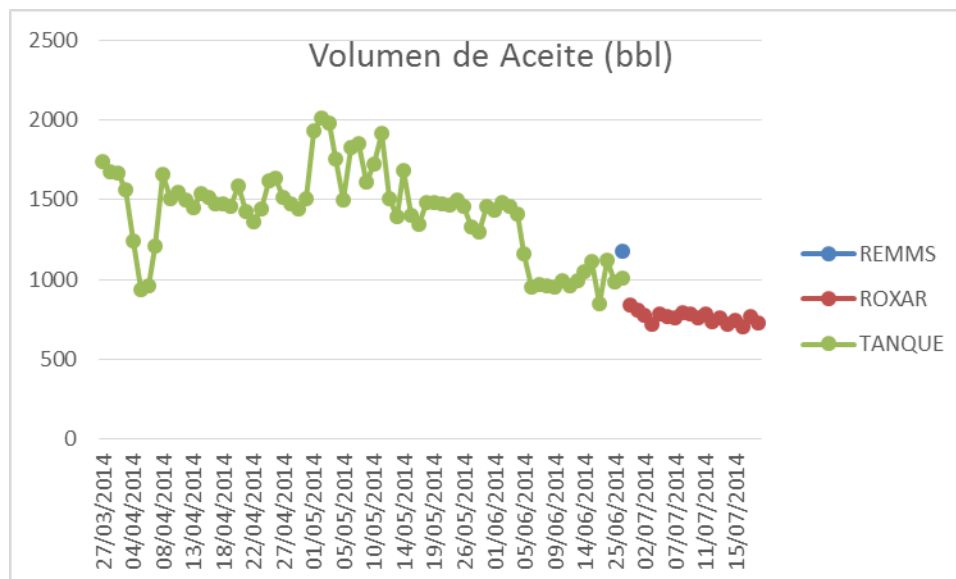
condiciones. Se puede observar en la Figura 26, la diferencia de tiempo en los registros de producción.

Tabla 20. Comparación de datos de producción.

Pozos	WELL TESTING				REMMS							
	OIL	GAS	WATER	TOTAL FLUID	OIL	%ERROR	GAS	%ERROR	WATER	%ERROR	TOTAL FLUID	%ERROR
1	1667,00	50,01	418,57	2085,57	1694,70	1,66	50,84	1,66	617,30	47,48	2312,00	10,86
9	1519,66	45,27	1697,51	172,21	755,46	-50,29	20,12	-55,55	890,14	-47,56	134,68	-21,79
11	966,89	31,96	1200,37	229,68	838,05	-13,32	23,47	-26,56	1247,10	3,89	409,05	78,09
15	1575,94	46,34	569,36	1989,24	1180,50	-25,09	37,25	-19,61	402,15	-29,37	1582,65	-20,44
16	1409,46	40,80	272,37	1694,65	988,03	-29,90	19,49	-52,23	283,56	4,11	1271,59	-24,96

Pozos	WELL TESTING				ROXAR							
	OIL	GAS	WATER	TOTAL FLUID	OIL	%ERROR	GAS	%ERROR	WATER	%ERROR	TOTAL FLUID	%ERROR
1	1667,00	50,01	418,57	2085,57	1675,46	0,51	50,26	0,51	525,20	25,47	2200,66	5,52
9	1519,66	45,27	1697,51	172,21	1805,22	18,79	47,90	5,82	2144,34	26,32	339,12	96,93
11	966,89	31,96	1200,37	229,68	1200,86	24,20	36,43	13,99	2114,69	76,17	913,83	297,87
15	1575,94	46,34	569,36	1989,24	762,90	-51,59	23,06	-50,24	1233,34	116,62	1996,24	0,35
16	1409,46	40,80	272,37	1694,65	1020,67	-27,58	30,88	-24,31	795,23	191,97	1815,91	7,16

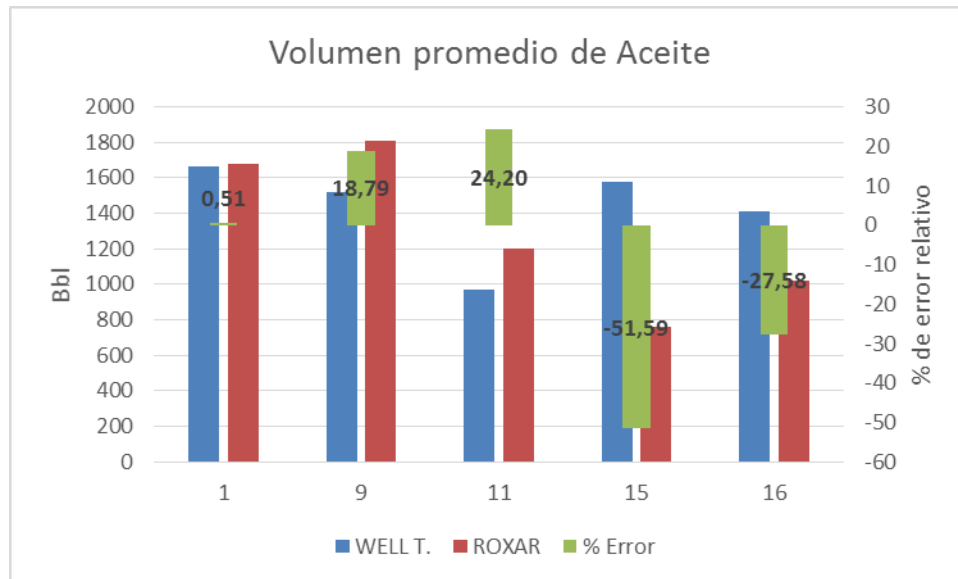
Figura 26. Registro de volumen de Aceite del pozo 15.



En la tabla 20 se puede apreciar el porcentaje de error relativo en cada fase de manera individual para todos los pozos, en donde se rellenó las casillas del respectivo color del medidor para indicar cual tiene el menor porcentaje, arrojando un resultado de tres a uno en el conteo general de cada fase, por lo cual se concluyó que el medidor multifásico más idóneo es el tipo ROXAR.

Después de generar las respectivas tablas de comparación de error relativo porcentual se sometieron los datos del medidor ROXAR a un análisis de barras (Figura 27) para poder apreciar mejor su tendencia en los respectivos pozos.

Figura 27. Volumen promedio de Aceite por pozo del medidor ROXAR.



Como conclusión general del estudio se puede observar que los datos arrojaran una preferencia por el medidor ROXAR. Dicho análisis se basó en datos a diferencia de tiempos y por ende diferentes condiciones, a lo cual puede ser aludido el alto porcentaje de error presentado en la medida de cada fase.

Otra conclusión que se puede agregar es que la tendencia de los registros de los medidores (Figura 27) tiene un patrón y magnitudes cercanas según el clúster (Figura 25), ya que, en todas las fases, el pozo con menor % de error fue el pozo 1 del clúster 13CH, seguidos de los pozos 9 y 11 del clúster 1 con porcentajes de error intermedio, y por último los pozos 15 y 16 del clúster 3 con medidas más alejadas a las del sistema de referencia.

Otro criterio a tener en cuenta es que la desviación que dio con respecto al agua fue muy alta para el agua en el remms por eso se descartó para los pozos con bajo corte agua ya que el crudo extra pesado contamina el red eye; también se debe estipular una velocidad mínima y aumentar la presión en la entrada del medidor

roxar para evitar la formación de bolsas de gas y así garantizar que el fluido va a estar dentro de la curva para cumplir los parámetros de GVF ya que al disminuir la presión se va a liberar gas y esto afecta la medición.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

Es necesario realizar un análisis financiero con el objetivo de establecer la rentabilidad de la implementación del proyecto, para este caso se tienen en cuenta tres escenarios, donde se revisan los costos de implementación y operación del servicio de well testing, del equipo de medición multifásico REMMS y del medidor multifásico MPFM 2600 Roxar, empleados para la medición de potencial de pozos en campo.

A continuación, se muestran tres tablas donde se denota el costo de cada servicio prestado por algunas compañías.

Tabla 21. Costos servicios Well Testing.

SET	DIA (US\$)	MES (US\$)
PTS4	38,680.62	1,199,099.15
PTS 4A	4,387.58	136,015.00
PTS9	0.00	0.00
PTS9A	0.00	0.00
PTS1	0.00	0.00
PTS2	23,517.16	729,031.88
PTS2A	4,360.35	135,171.00
ADICIONALES	4,148.61	128,607.00
TOTAL	75,094.32	\$ 2,327,924.03

Fuente: Cotización costos de servicio well testing, compañía 1.

Tabla 22. Costos servicios medidor multifásico REMMS.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR DÍA (US\$)	VALOR MES (US\$)
RENTA MEDIDOR	Día	2,475.00	76,725.00
CONTAINER OFICINAS	Día	99.00	3,069.00
ILUMINACIÓN POR PUNTO PROVISIONAL	Día	66.00	2,046.00
FT LÍNEA Y CONEXIONES 2,000 PSIG (60 FT/DÍA)	Pie/Día	0.50	15.5
EQUIPOS Y MATERIALES DE CONTINGENCIA 0- 2,000 BFPD	Día	31.90	988.9
MOVILIZACIÓN CAMABAJA	Trayectoria	1,300.00	1,300.00
TABLERO TRANSFERENCIA 480/220 V 75 KVA	Día	32.45	1,005.95
COMPRESOR DE AIRE (CAPACIDAD SUFICIENTE EQUIPOS INSTALADOS)	Día	24.75	767.25
MOVILIZACIÓN CAMABAJA	Trayectoria	1,300.00	1,300.00
MOVILIZACIÓN C600	Trayectoria	700.00	700.00

VALOR TOTAL	6,029.6	87,917.6
--------------------	---------	----------

Fuente: Cotización costos servicios medidor multifásico REMMS, compañía 2.

Tabla 23. Costos servicios medidor multifásico MPFM 2600 Roxar

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR (US\$)
ACTUALIZACIÓN DE EQUIPOS PARA LA MEDICIÓN. (APLICA MEDIDORES YA EXISTENTES)	1 (un)	4,629.95
COMISIONAMIENTO DEL MEDIDOR	1 (un)	3,746.74
ASEGURAMIENTO METROLÓGICO DE LA INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA AL MEDIDOR	1 (un)	3,511.55
OPERACIÓN DEL MEDIDOR EN MODO FISCALIZACIÓN Y/O PRUEBA DE POZOS	1 (mes)	45,613.57
ALQUILER DENSÍMETRO GAMMA	1 (mes)	1,255.92
VALOR TOTAL		58,757.73

Fuente: Cotización costos servicios medidor multifásico MPFM 2600 Roxar, compañía 3.

Como se puede observar en las tablas 13, 14 y 15, se logra evidenciar que, si es factible financieramente implementar el servicio para pruebas de producción de crudos extrapesados de pozos en campo por medio del medidor multifásico MPFM 2600 Roxar, debido a que tiene un valor de US\$ 58,757.73 el cuál es menor en comparación con los otros dos servicios analizados.

7. CONCLUSIONES

- Para la selección adecuada del medidor multifásico aplicable en crudo extra pesado se deben tener en cuenta tanto las características técnicas como económicas para elegir el más óptimo que se adecue a las especificaciones requeridas en el campo y a los requerimientos de medición.
- Se evidencio que para este tipo de medición de crudo extra pesado es más viable utilizar el medidor roxar debido a sus características, especificaciones técnicas y económicas siendo este el que muestra una medición más confiable y precisa.
- El medidor remms a pesar de que es uno de los mejores medidores multifásicos se ve afectado cuando se presenta un alto corte de agua y además cuando se requiere medir crudo extra pesado porque el red eye se contamina con este y por ende muestra un mal desempeño.
- Con respecto al medidor de flujo multifásico roxar se debe estipular una velocidad mínima y aumentar la presión en la entrada del medidor para evitar la formación de bolsas de gas y así garantizar que el fluido va a estar dentro de la curva para cumplir los parámetros de GVF ya que al disminuir la presión se va a liberar gas y esto afecta la medición.
- Se pudo concluir que en cuanto a la parte financiera del proyecto es más económico la implementación del medidor de flujo multifásico roxar en comparación con el sistema convencional well testing y el medidor de flujo multifásico remms

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tomar los registros de los medidores junto con el sistema de referencia en el mismo momento de tiempo y por un mínimo tres meses lo cual está establecido en la resolución 41251, para poder realizar un estudio comparativo más confiable.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ AGAR COLOMBIA. Medidor de flujo multifásico Agar. En línea. [Citado 14 de marzo del 2018]. Enlace <http://agarcolombia.co/MPFM-50.html>.
- ✓ Ahmed, T.H. Hydrocarbon Phase Behaviour. Gulf Publishing Company. 1989.
- ✓ ANSELMI Ruth, Alberto J. Baumeister, Revisión de los métodos y correlaciones para el análisis en líneas de transporte con flujo multifásico. Venezuela, 2008. P 2-4.
- ✓ ATKINSON, Ian. Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico. Oilfield review. 2005. 2 p.
- ✓ BARBIERII, Efraín, "El Pozo Ilustrado". PDVSA, Programa de Educación Petrolera. Cuarta Edición, Editorial FONCIED, Caracas, Venezuela.1998.
- ✓ Brill, James P. y Mukherjee, Hemanta. Richardson, Multiphase Flow in Wells. Texas: Society of Petroleum Engineers Inc., 1999, Vol. First Printing.
- ✓ CABARCAS, Manuel. Composición del crudo. Facilidades de superficie. Presentación diapositivas. 2015.
- ✓ CAMPOS, Cariana. Estudio de los factores que afectan el balance volumétrico del diluyente usado en el mejoramiento del crudo extra-pesado en la empresa mixta Petrocedeño. Tesis de grado, Puerto la cruz. 2010. P 28-30.
- ✓ CASA, Santiago. Análisis técnico comparativo de los medidores multifásicos con el actual sistema utilizado para medir la producción de fluidos (unidad lact) en el campo edén-yuturi. Proyecto de grado. Escuela Politecnica Nacional. Quito. 2014 P 80.

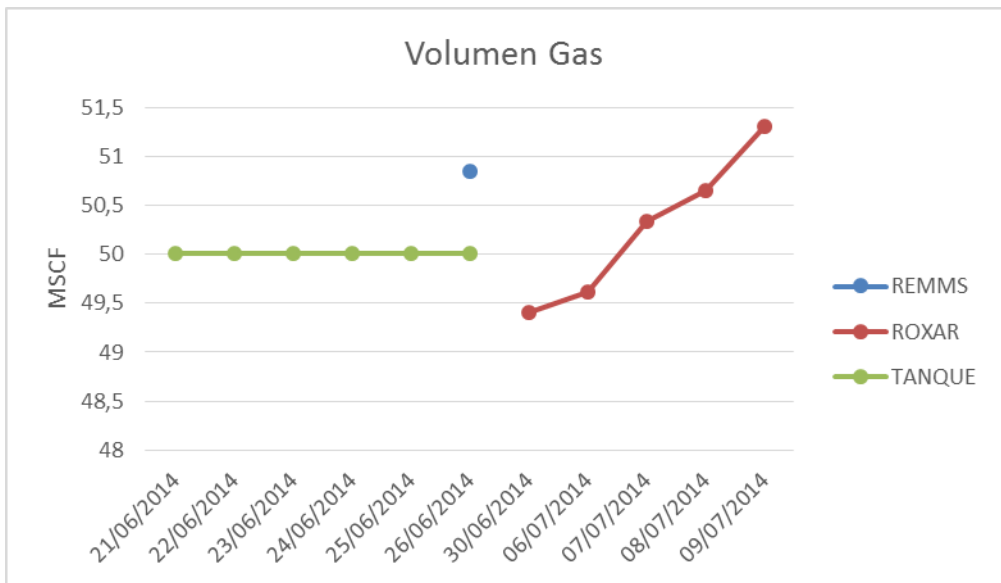
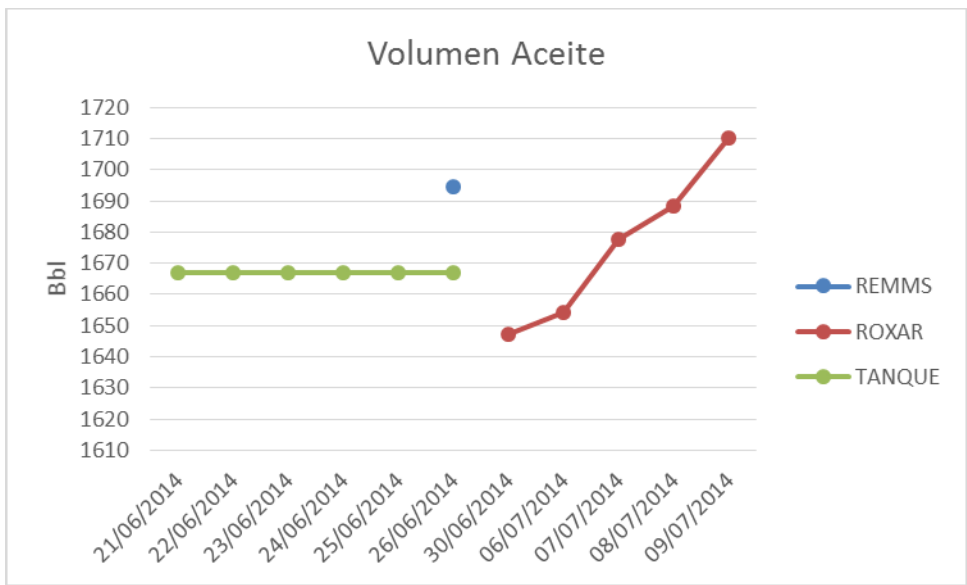
- ✓ CASTELLANOS, Mario. Innovaciones de la compañía Schlumberger para la medición de flujo multifásico. Tesis de licenciatura, México, D.F. Instituto politécnico nacional. 2009. 93-95 p.
- ✓ ECOPETROL. Ecopetrol y Talisman anuncian la comercialidad de Akacías en el bloque CPO-09. En línea 09/12/2013. [Citado 26/04/2018].
- ✓ DAHL, Eivind y MICHELSEN, Chritian. (2005, March 2). Handbook of multiphase flow metering. P 9-35.
- ✓ EMERSON, Process management. Product data sheet. Roxar MPFM 2600 MVG. 2016.
- ✓ ENERGIA16. Plays petroleros y tipos de crudo asociados en América Latina. En línea. [Citado 6 de marzo de 2018]. Enlace <https://www.energia16.com/plays-petroleros-y-tipos-de-crudo-asociados-en-america-latina/>
- ✓ FAERGESTAD, Irene M. Petróleo pesado. Serie de artículos. Oilfield review. Schlumberger. 2016. p. 1-3.
- ✓ GARCES, Adriel. Aspectos fundamentales de la asignación y distribución de hidrocarburos. Tesis de grado, Ciudad universitaria, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2016.
- ✓ GONZALES, Ruben. Compendio de nociones elementales de medición multifásica. Presentación. 2012. 16 p.
- ✓ Guo, Boyun, Lyons, William y Ghalambor, Ali. Petroleum Production Engineering. s.l.: Elsevier Science & Technology Books, 2007. ISBN: 0750682701.

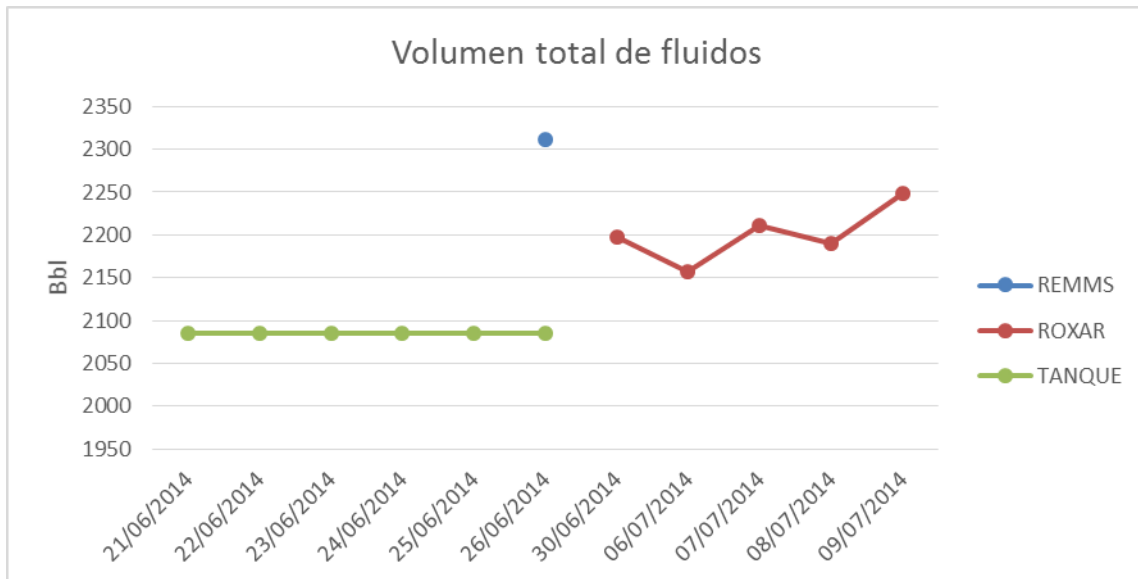
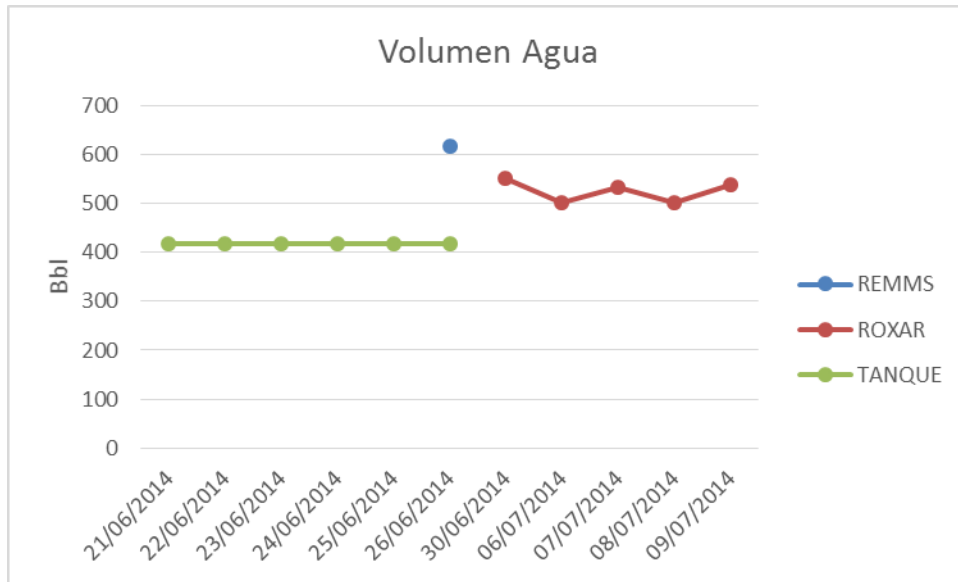
- ✓ HAIMO. Sp mpfm. En línea [Citado 14 de marzo del 2018]. Enlace http://www.haimotech.com/Products-and-Services/MPFM/SP-MPFM.html?utm_source=uploadfiles-products&utm_medium=PDF.
- ✓ HERNÁNDEZ, Laura y RONCALLO, Agustín. Análisis de desempeño de un medidor de flujo multifásico para el desarrollo de pruebas de pozo en un campo de crudo pesado del Magdalena Medio. Trabajo de grado, Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2016.
- ✓ HOLLAENDER, F., PINGUET, Bruno G., ZHANG, Jun J., BASTOS, V., & DELVAUX, E. (2007, January 1). [Citado 13 de marzo de 2018]. An Innovative Multiphase Sampling Solution at the Well Site to Improve Multiphase Flow Measurements and Phase Behavior Characterization. International Petroleum Technology Conference. IPTC-11573-MS.
- ✓ INTEVEP. MARAVEN, S.A. "Reología del sistema de crudo Zuata/diluentes". (1981).
- ✓ MORALES, Jonnathan. Estudio del comportamiento reológico de emulsiones de crudos pesados. Tesis de grado. Quito, Ecuador. Universidad Central del Ecuador. 2014. P 6.
- ✓ PETROINEMASU. Características físicas y químicas del petróleo. En línea. 17 de julio del 2010. [Citado 6 de marzo de 2018]. Enlace <http://petroinemasu.blogspot.com.co/2010/07/caracteristicas-fisicas-y-quimicas-del.html>.
- ✓ PBS Team Group, "Naftas". Colegio Carmen Arriola de Marín. En línea. 23 de noviembre de 2009 (2002). Disponible en: http://www.oni.escuelas.edu.ar/2002/BUENOS_AIRES/pertoleo-ygas/html/naftas.htm.

- ✓ RIAZA, Stephanie, CORTÉS, Farid B. y OTALVARO, Julián. Emulsiones con crudo pesado en presencia de nanopartículas. Boletín de ciencias de la tierra. Universidad Nacional de Colombia. 2014. P 1-2.
- ✓ SAFAR, Emad, KARACALI, Ozgur, AL-KANDERI, Ibraheem, Fuentes, E. G., & ACAR, Cagdas. (2016, September 26). [Citado 13 de marzo de 2018]. Production Well Testing of Challenging Wells With an Enhanced Multiphase Flowmeter. Society of Petroleum Engineers.181301-MS.
- ✓ SERVICIO A POZOS. Medición multifásica. En línea. 23/02/2018. Enlace <http://www.grupodiarqco.com.mx/servicio-a-pozos/medicion-multifasica.html>.
- ✓ UGLYALCALA. Nuevas técnicas de medición de crudos pesados. En línea. 1 de diciembre de 2016. [citado 23/02/2018]. Enlace <https://informationandtruth.wordpress.com/2016/12/01/nuevas-tecnicas-de-medicion-de-crudos-pesados/>.
- ✓ VARELA, Sandra. Determinación de la eficiencia de las tecnologías aplicadas en la medición de flujos multifásicos del pozo barinas I del campo san silvestre del estado barinas. Trabajo de investigación. P 10.
- ✓ VELÁSQUEZ, Ingrid y PEREIRA, Juan. Emulsiones de agua en crudo. Aspectos generales. Vol. 21. No. 03. Venezuela. 2014. P 45.
- ✓ VIANA, Flavia, MEHDIZADEH, Parviz, OWSTON, Rebecca A., & SUPAK, Kevin R. (2013, June 11). [Citado 12 de marzo de 2018]. Challenges of Multiphase Flow Metering in Heavy Oil Applications. Society of Petroleum Engineers. 165427-MS.
- ✓ WEATHERFORD. Red Eye multiphase metering system. Testing and production services. En línea [Citado 13 de marzo de 2018]. 2017. P 3.

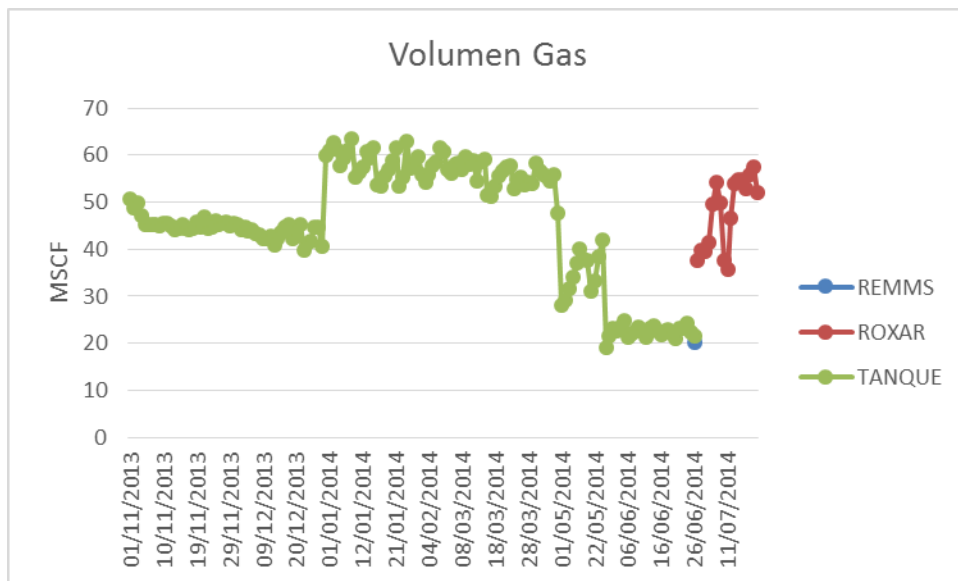
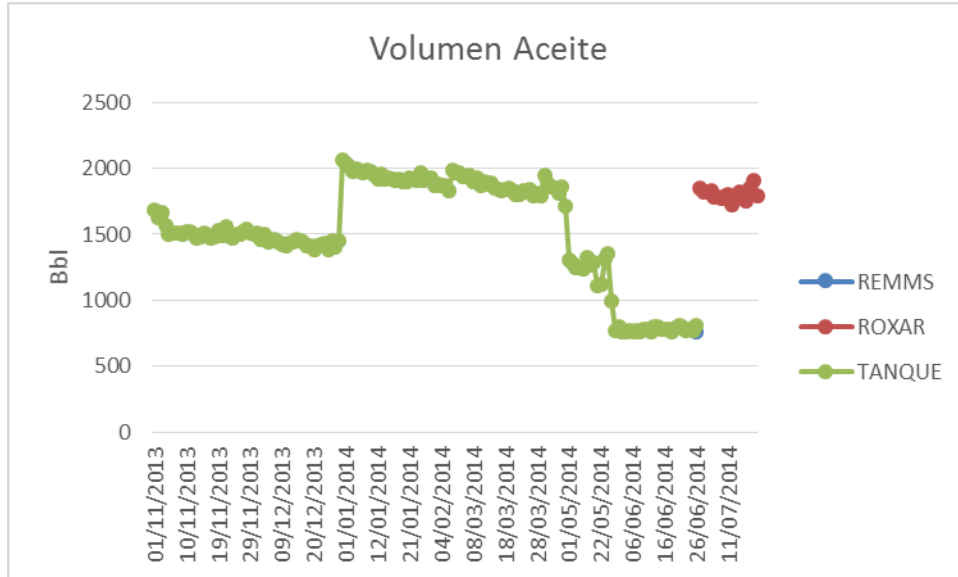
ANEXOS

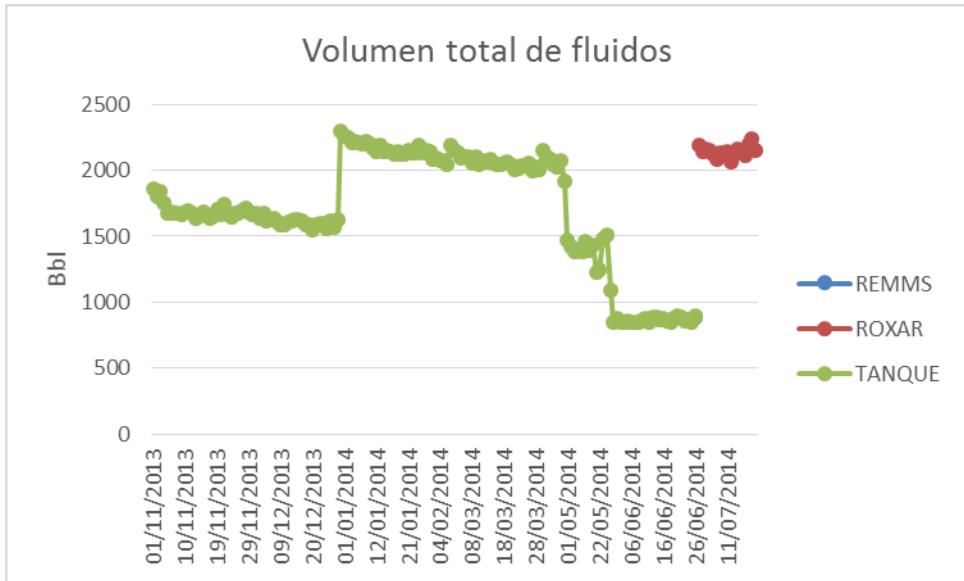
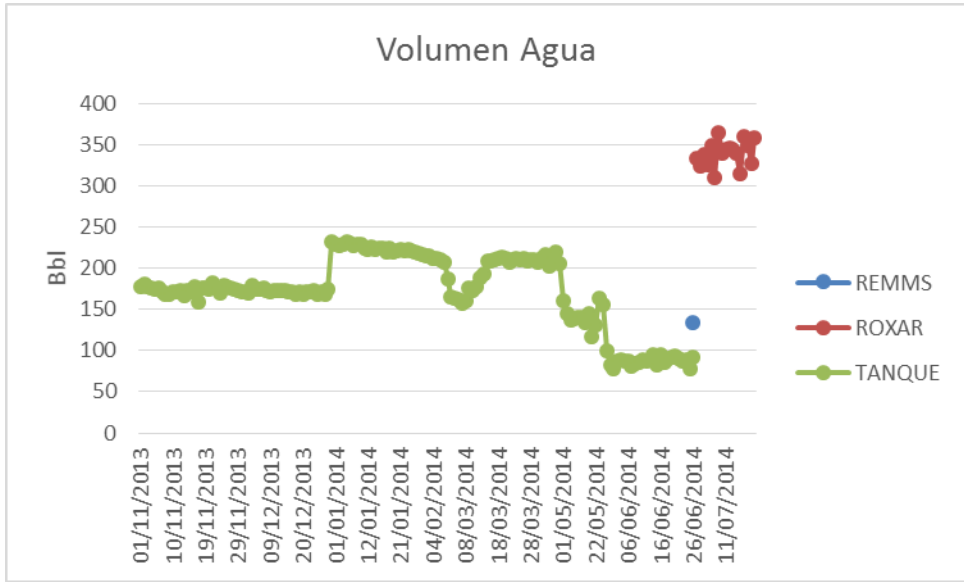
POZO 1



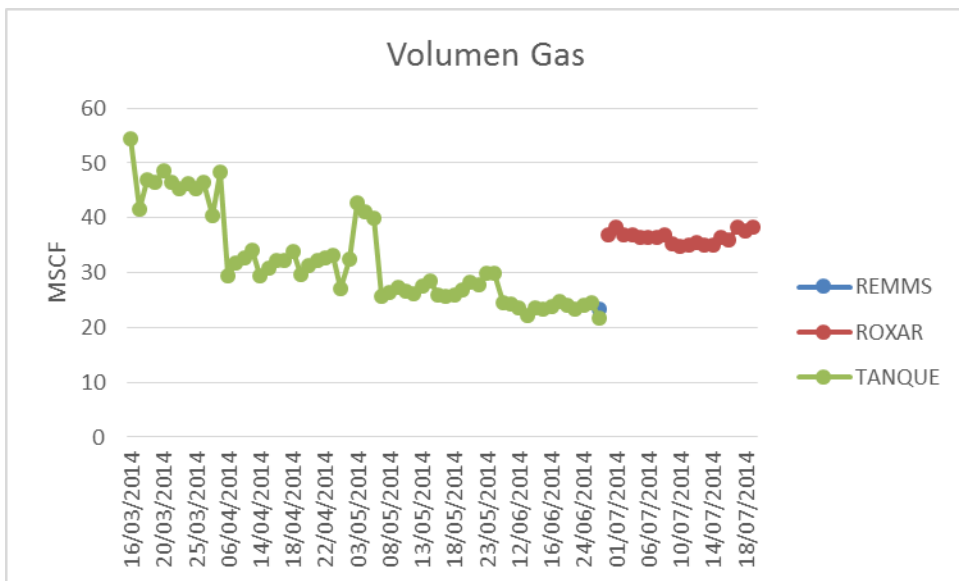
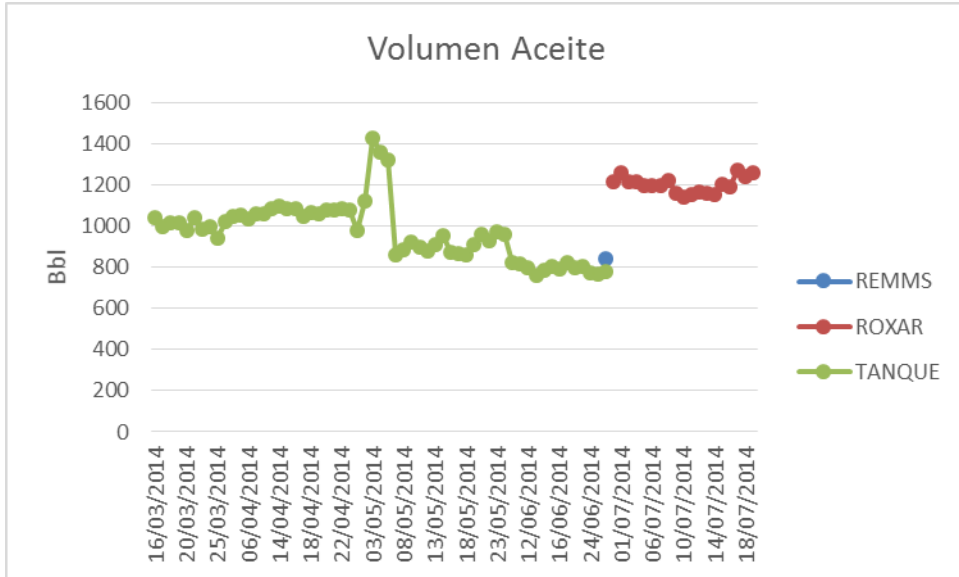


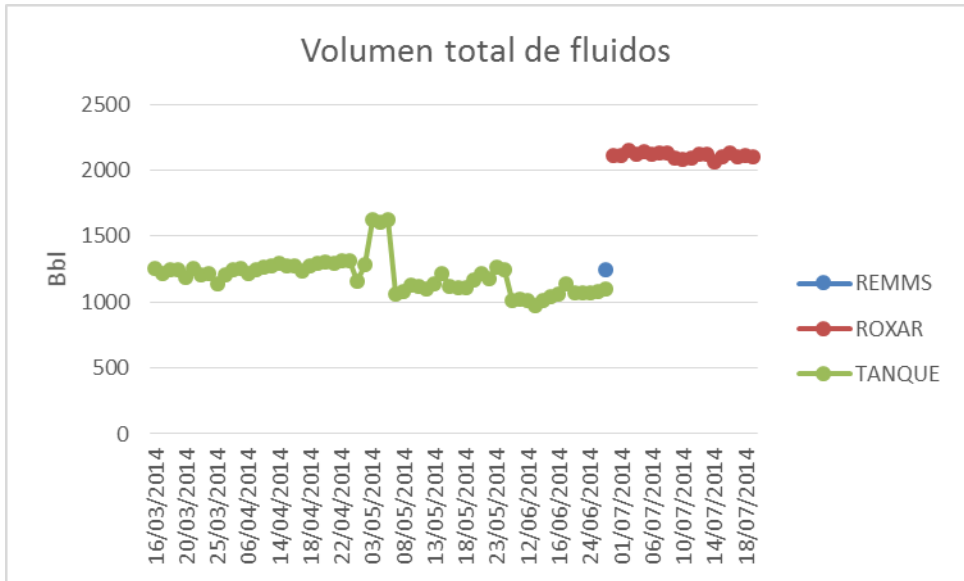
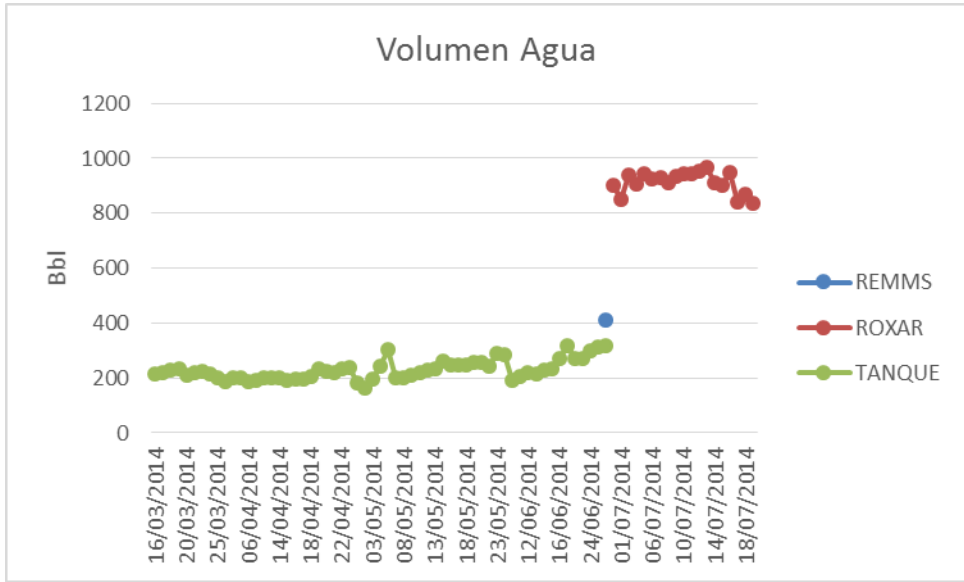
POZO 9



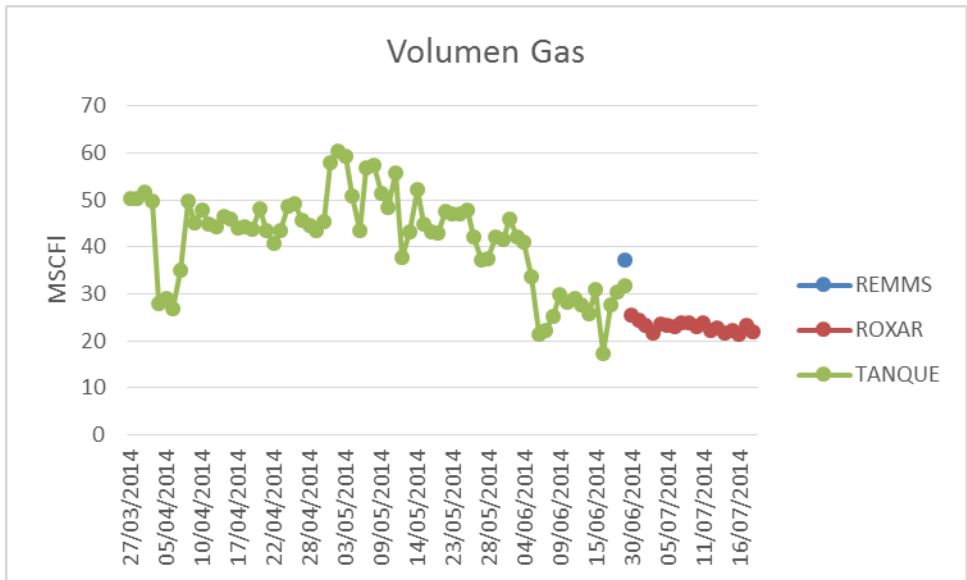
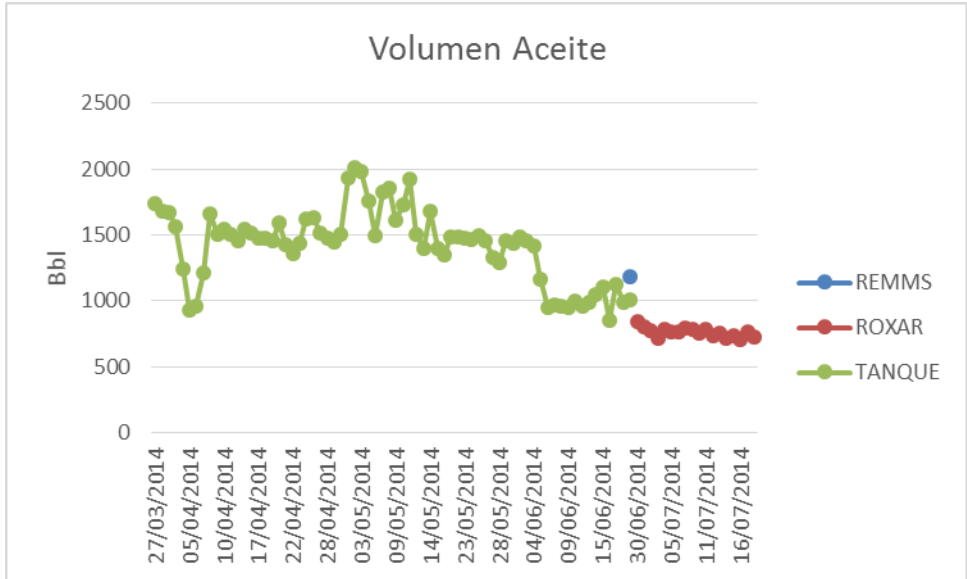


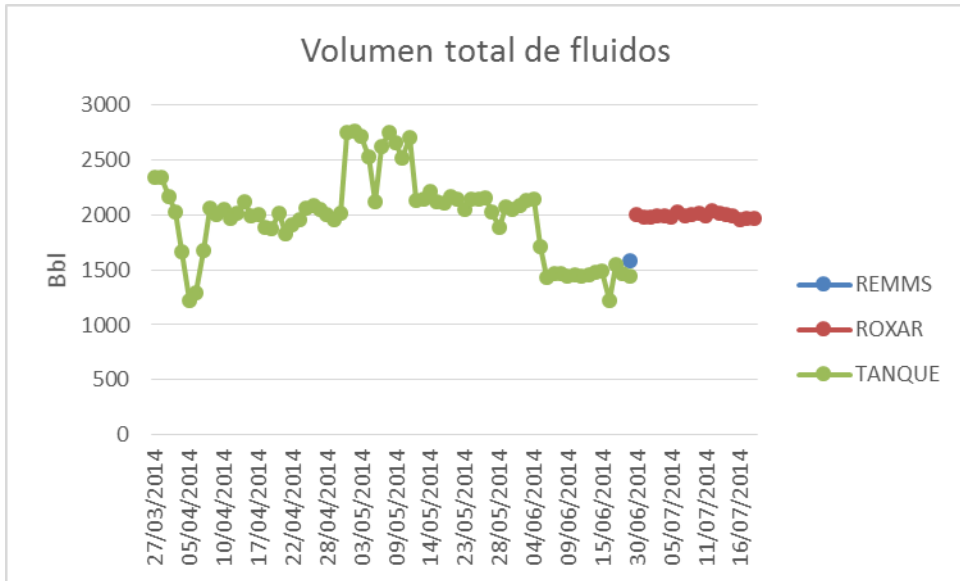
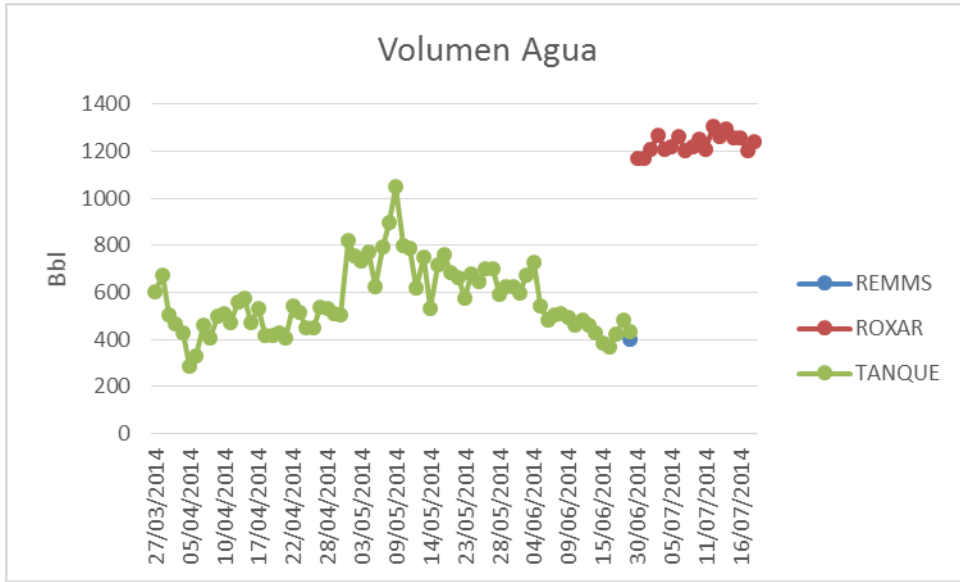
POZO 11





POZO 15





POZO 16

