

EFFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

Efecto de la implementación de medición multifásica portátil en un campo maduro para las pruebas de calidad y cantidad de fluidos de pozos.

Diego Andrés Uribe Serrano

Trabajo de Grado para Optar al Título de  
Especialización en producción de hidrocarburos

Director

German González Silva

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Producción de Hidrocarburos

Bucaramanga

2024

### Dedicatoria

Dedico este trabajo de grado a mis padres, por su amor incondicional y apoyo constante en cada paso de mi vida. Su fe en mí me ha motivado a superar obstáculos y alcanzar mis sueños. A mis amigos, por su comprensión y compañía en los momentos difíciles, y a mis profesores, por guiarme en este camino del conocimiento. Gracias a todos por ser parte fundamental de este logro.

### Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han sido parte fundamental en la realización de este trabajo de grado.

A mi familia, por su amor y aliento constante. Su fe en mí me ha impulsado a seguir adelante y a no rendirme ante los desafíos.

A mis compañeros de Producción y operaciones, por compartir este camino y ofrecerme su apoyo incondicional. Las discusiones y momentos juntos han enriquecido mi experiencia.

Finalmente, agradezco a todos quienes de alguna forma contribuyeron a este proyecto. Cada uno de ustedes ha dejado una huella en mi vida.

**Tabla de Contenido**

<b>Introducción</b> .....	12
<b>1. Generalidades del Campo Petrolero</b> .....	13
<b>1.1. Campo de Estudio</b> .....	13
<b>2. Características de la medición de calidad y cantidad en el campo petrolero</b> .....	15
<b>2.1. Medidores de flujo convencionales usados en el campo</b> .....	15
<b>2.1.1. Gas – Medidor de platina de orificio con computador de flujo</b> .....	15
<b>2.1.2. Liquido – Medidor de Coriolis</b> .....	17
<b>2.1.3. Medidor de flujo multifásico</b> .....	19
<b>3. Fundamento teórico para las pruebas estadísticas</b> .....	22
<b>3.1. Estadística</b> .....	22
<b>3.1.1. Estadística descriptiva</b> .....	22
<b>3.1.2. Estadística inferencial</b> .....	24
<b>4. Legislación aplicada sobre medición de hidrocarburos</b> .....	26
<b>5. Análisis estadístico descriptivo e inferencial de las mediciones de calidad y cantidad</b> ..	29
<b>5.1. Consideraciones iniciales:</b> .....	29
<b>5.2. Resultados para mediciones de calidad y cantidad</b> .....	31
<b>5.3. Resultados para factores de campo:</b> .....	35
<b>5.4. Resultados para porcentaje de pozos probados:</b> .....	37

EFFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO	5
<b>6. Análisis y discusión de resultados</b> .....	40
<b>7. Recomendaciones y oportunidades de mejora</b> .....	41
<b>8. Conclusiones</b> .....	42
<b>9. Trabajos Futuros</b> .....	46
<b>Referencias Bibliográficas</b> .....	47

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Rango de Factores de Campo.....	28
Tabla 2. Tabla de Frecuencias de pruebas de pozo con medidor multifásico y sin medidor .....	30
Tabla 3. Resultados estadísticos para el pozo 1.....	32
Tabla 4. Resultados estadísticos para el pozo 2.....	33
Tabla 5. Resultados estadísticos para el pozo 3.....	33
Tabla 6. Resultados estadísticos para el pozo 4.....	34
Tabla 7. Resultados estadísticos para el pozo 5.....	35
Tabla 8. Resumen de medidas de dispersión para la Sección A.....	36
Tabla 9. Resumen de medidas de dispersión para la Sección B .....	37
Tabla 10. Promedios aritméticos antes y después de septiembre 2022.....	37

**Lista de Figuras**

Figura 1. Esquema de funcionamiento medidor de platina de orificio .....	16
Figura 2. Esquema de funcionamiento medidor de Coriolis .....	18
Figura 3. Medidor de flujo multifásico AGAR .....	20
Figura 4 Mapa general de los campos .....	29
Figura 5 Mapa pozos seleccionados y estación .....	30
Figura 6. Porcentaje de pozos probados antes y después de Sep. 2022 .....	38
Figura 7. Tendencias de porcentaje de pozos probados .....	39

## Glosario

**BSW (Basic Sediment and Water):** medida que indica el contenido de sedimentos y agua en una muestra de petróleo crudo, expresada en porcentaje.

**Campos Maduros:** campos petroleros que han alcanzado la etapa de declive en su producción, generalmente explotados durante muchos años, con tasas de producción decrecientes y tecnologías más antiguas.

**Crudo Pesado:** tipo de petróleo con alta viscosidad y bajo grado API, generalmente más difícil de extraer y refinar.

**Desviación Estándar:** medida de la dispersión o variabilidad de un conjunto de datos en torno a su media.

**Factor de Campo (FC):** relación entre la producción medida y la producción estimada o teórica de un pozo, utilizado para evaluar la eficiencia de la operación.

**GOR (Gas-Oil Ratio):** relación entre la cantidad de gas producida y la cantidad de petróleo, generalmente expresada en pies cúbicos de gas por barril de petróleo (scf/bbl).

**Gravedad API:** es una medida de la densidad relativa del petróleo crudo en comparación con el agua. Un valor mayor de 10 indica que el crudo es más ligero que el agua y flota en ella.

**Medición Multifásica:** proceso de medir simultáneamente las tasas de flujo de diferentes fases de fluidos, como petróleo, gas y agua, en una línea de producción sin necesidad de separar físicamente las fases.

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

**Medidor Coriolis:** dispositivo que mide el flujo másico de un fluido utilizando el efecto Coriolis generado en un tubo vibrante cuando el fluido lo atraviesa.

**Medidor de Desplazamiento Positivo (DP):** instrumento que mide la tasa de flujo al capturar un volumen definido de fluido, que luego se desplaza hacia adelante a través del medidor.

**Medidor de Placa de Orificio:** instrumento que utiliza una placa con un orificio para medir el caudal de fluidos a través de la diferencia de presión generada a ambos lados de la placa.

**Medidor Venturi:** dispositivo de medición de flujo que utiliza un estrechamiento en la tubería (tubo Venturi) para crear una caída de presión que es proporcional al caudal.

**Prueba de Hipótesis:** método estadístico para determinar si los resultados observados en una muestra pueden generalizarse a la población completa.

**Salinidad:** medida de la cantidad de sales disueltas en el agua producida junto con el petróleo y gas, relevante para la eficiencia del levantamiento y tratamiento de los fluidos.

**Separador de Prueba:** equipo utilizado en la industria de los hidrocarburos para separar las diferentes fases de los fluidos producidos (petróleo, gas y agua) durante pruebas de pozo.

**Tendencia Central:** estadística descriptiva que resume un conjunto de datos en torno a un valor central, incluyendo medidas como la media, mediana y moda.

### **Resumen**

**Título:** Efecto de la implementación de medición multifásica portátil en un campo maduro para las pruebas de calidad y cantidad de fluidos de pozos.

**Autor:** Diego Andres Uribe Serrano

**Palabras Clave:** Medición multifásica, campos maduros, hidrocarburos, producción de fluidos, análisis estadístico, precisión de mediciones.

### **Descripción**

Los métodos tradicionales de medición de calidad y cantidad de hidrocarburos presentan limitaciones que se han convertido en desafíos para la fiscalización, principalmente en campos maduros donde los equipos con los que se cuentan tienden a estar obsoletos.

Este estudio analiza la implementación de la medición multifásica portátil en un campo del Magdalena Medio, comparando su precisión con métodos tradicionales. El objetivo es evaluar su impacto en la calidad y cantidad de las mediciones de fluidos y en la variabilidad de los datos operativos. Se utilizó un análisis estadístico de datos históricos, encontrando que la nueva tecnología mejora la precisión y consistencia de las mediciones, contribuyendo a una mejor gestión de la producción.

### **Abstract**

**Title:** Effect of the Implementation of Portable Multiphase Measurement in a Mature Field for Quality and Quantity Testing of Well Fluids.

**Author:** Diego Andres Uribe Serrano

**Keywords:** Multiphase measurement, mature fields, hydrocarbons, fluid production, statistical analysis, measurement accuracy.

### **Description**

Traditional methods for measuring the quality and quantity of hydrocarbons have limitations that pose challenges for regulatory oversight, especially in mature fields where equipment tends to be outdated.

This study analyzes the implementation of portable multiphase measurement in a field in the Magdalena Medio region, comparing its accuracy with traditional methods. The objective is to evaluate its impact on the quality and quantity of fluid measurements and the variability of operational data. Statistical analysis of historical data was used, finding that the new technology improves the precision and consistency of measurements, contributing to better production management.

### **Introducción**

La gestión y optimización de la producción en campos maduros de hidrocarburos representa un desafío significativo para la industria petrolera, especialmente debido a la variabilidad en la calidad y cantidad de los fluidos producidos. Tradicionalmente, la medición de estos fluidos se ha realizado mediante métodos convencionales, como los medidores de placa de orificio para gas y los medidores Coriolis para líquidos que, si bien han sido herramientas confiables, presentan limitaciones inherentes en cuanto a precisión y adaptabilidad a las condiciones cambiantes de los pozos.

Dadas las condiciones y las características del campo de estudio, la necesidad de obtener datos precisos y en tiempo real sobre la producción de fluidos es crucial para la toma de decisiones operativas y la optimización de la producción. En este contexto, la implementación de tecnología de medición multifásica portátil surge como una solución prometedora para superar las limitaciones de los métodos tradicionales. A través de un análisis estadístico descriptivo e inferencial de las mediciones de calidad y cantidad de fluidos en una muestra de pozos del campo, esta investigación busca proporcionar una visión detallada sobre la eficacia y precisión de la tecnología multifásica portátil. Además, se explorarán las implicaciones operativas de su implementación y se propondrán recomendaciones para optimizar su uso.

La introducción de esta tecnología podría representar un avance significativo en la gestión de la producción en campos maduros, mejorando la precisión de las mediciones, reduciendo la variabilidad en los datos y proporcionando una base más sólida para la toma de decisiones operativas. Se pretende entonces contribuir al entendimiento y evaluación de estas mejoras, estableciendo un marco de referencia para futuras implementaciones y optimizaciones en campos similares.

## **1. Generalidades del Campo Petrolero**

A continuación, se describirán las principales características generales del campo petrolero en estudio las cuales incluyen su ubicación, características de la producción, entre otras.

### **1.1. Campo de Estudio**

El campo de estudio está ubicado en el Magdalena Medio y consta de dos secciones, empezó su etapa de explotación y producción en el año 1955, es un campo maduro de crudo pesado en el cual se tienen entre 350 y 400 pozos productores, todos producen mediante sistemas de levantamiento artificial bombeo mecánico. El mecanismo de empuje del campo es gas asociado y el GOR oscila entre 500 y 600 scf/ bbl. En cuanto a producción el campo tiene un promedio diario de aproximadamente 9000 barriles de crudo, 18000 barriles de agua y 5.5 millones de pies cúbicos día. En los pozos la producción oscila entre 5 y 150 barriles de crudo, entre 10 y 400 barriles de agua y entre 1 y 70 mil pies cúbicos día, el API de los pozos está entre 10 y 22 °API y tienen cortes de agua muy variables desde 0% hasta cortes muy cercanos al 99%.

Históricamente se han ejecutado las pruebas de cantidad y calidad en separadores de prueba ubicados en estaciones que pueden estar a distancias que van desde los 100 m hasta los 3 Km. La medición de los fluidos se ha realizado por diferentes medidores ubicados a la salida de cada uno de los fluidos separados, para el caso del gas por platinas de orificio y para el caso del líquido por medidores Coriolis, el porcentaje agua y la °API se determinan por muestra tomada en cabeza de pozo y analizada en laboratorio. En el campo en mención se adquirieron dos medidores portátiles multifásicos y su utilidad fue probada contra los resultados obtenidos en estación alineando a un tanque exclusivo para tener un tercer método de comparación. Los medidores constan de tres principios de operación: el primero es medición por desplazamiento positivo para calcular el fluido total pasando por el medidor; el segundo consta de un doble Venturi en el cual se mide la fracción

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

volumétrica de gas y finalmente un medidor ultrasónico que mide el porcentaje de agua en el fluido. Su implementación inició en septiembre de 2022 y se requiere evaluar la efectividad de los dispositivos para proponerlos como el sistema primario de liquidación de pruebas de cantidad y calidad de fluidos del campo.

## **2. Características de la medición de calidad y cantidad en el campo petrolero**

Las mediciones de calidad en los pozos del campo petrolero se realizan en un laboratorio de medición que cumple con los estándares de la norma ISO 17025, siguiendo los lineamientos y consideraciones establecidos por la resolución 41251 de 2016.

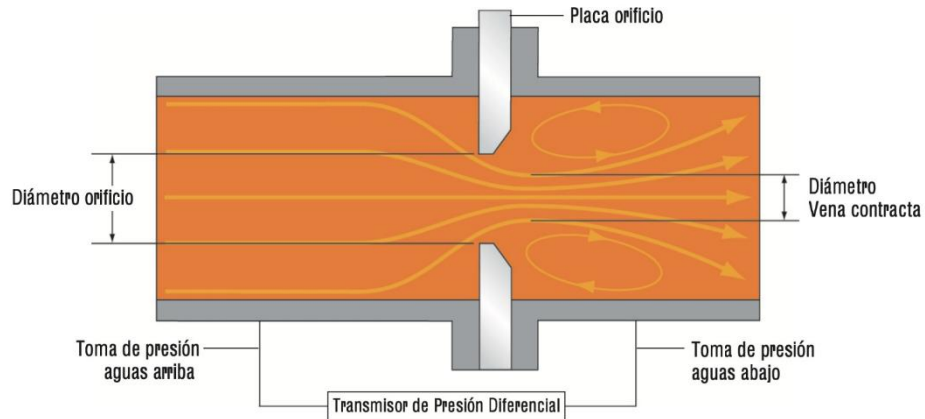
### **2.1. Medidores de flujo convencionales usados en el campo**

La medición de los caudales de flujo en el campo de estudio se realiza principalmente mediante dos tipos de medidores: para el gas se utilizan medidores de presión diferencial de platina de orificio, mientras que para la fase líquida se usan medidores de Coriolis.

#### **2.1.1. *Gas – Medidor de platina de orificio con computador de flujo***

Los medidores de flujo de platina de orificio son dispositivos utilizados para medir el caudal de fluidos en diferentes aplicaciones industriales. Estos medidores pertenecen al grupo de caudalímetros por pérdida de carga o de presión diferencial (Meribout et al, 2020). Un medidor de flujo de platina de orificio consiste en una placa de orificio, que es una placa metálica con un orificio en el centro en la cual el fluido fluye a través, creando una diferencia de presión antes y después de la placa. Esta diferencia de presión se utiliza para determinar el caudal del fluido. La placa de orificio puede tener diferentes formas y tamaños, dependiendo de las características del fluido y las necesidades de medición. Además, se utilizan otros componentes como tuberías de entrada y salida, tomas de presión y transmisores de presión para medir y registrar la diferencia de presión (Thorn et al, 1999).

Figura 1. Esquema de funcionamiento medidor de platina de orificio



**Fuente:** <https://vaporparalaindustria.com/medidores-de-caudal-de-placa-orificio-y-sus-aplicaciones/>

Estos medidores han sido optimizados y probados a lo largo de los años mediante diversas investigaciones y los resultados se han publicados como estándares, de los cuales el estándar primario es el DIN EN ISO 5167 con cuya ayuda es posible realizar cálculos exactos. Las siguientes ecuaciones para flujos masicos y volumétricos pueden ser encontrados en estos documentos de referencia (Frenzel et al, 2011):

$$q_m = \frac{C}{\sqrt{1 - \beta^4}} * \varepsilon * \frac{\pi}{4} d^2 * \sqrt{2 \Delta P \rho} \quad (1)$$

$$q_v = \frac{C}{\sqrt{1 - \beta^4}} * \varepsilon * \frac{\pi}{4} d^2 * \sqrt{\frac{2 \Delta P}{\rho}} \quad (2)$$

Donde:

C: Coeficiente de flujo

$\beta$ : relación de diámetros

$\varepsilon$ : factor de expansión

d: diámetro interno del orificio de la placa

$\Delta P$ : diferencial de presión

$\rho$ : densidad del medio medido

$q_m$ : flujo másico

$q_v$ : flujo volumétrico

Los medidores de placa de orificios tienen las desventajas de todo medidor de desplazamiento positivo: la presencia de partes móviles, que son susceptibles a desgaste y fallos, especialmente en flujos que contienen partículas sólidas, lo cual aumenta la necesidad de mantenimiento frecuente, que a su vez puede incrementar los costos operativos. Además, estos medidores requieren calibración regular para ajustarse a la viscosidad del fluido, lo que añade complejidad a su operación. Finalmente, a pesar de su precisión, su rendimiento puede verse afectado en aplicaciones con fluidos que presentan variaciones significativas en las propiedades físicas (Meribout et al, 2020).

### **2.1.2. *Líquido – Medidor de Coriolis***

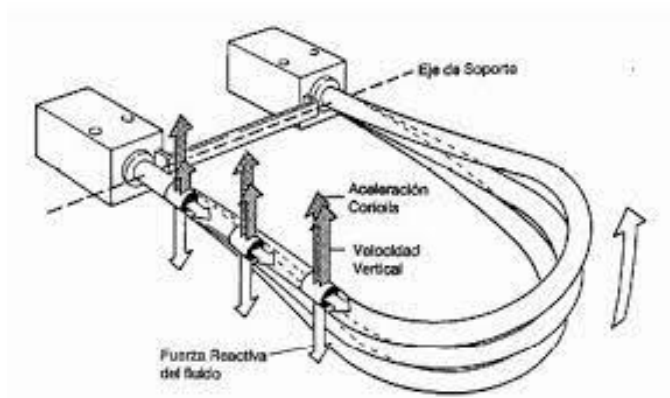
Los medidores de Coriolis son dispositivos utilizados para medir el flujo de líquidos o gases en un sistema. Estos medidores se basan en los principios de la mecánica del movimiento y utilizan el efecto Coriolis para realizar mediciones precisas (Emerson, 2020).

Un medidor de flujo Coriolis funciona detectando la masa del fluido que pasa a través de un tubo vibratorio. El principio de funcionamiento se basa en la detección de la fuerza generada por la aceleración de la masa del fluido en un tubo que vibra. Cuando el fluido atraviesa el tubo, su masa genera una fuerza que causa una torsión o vibración en el tubo. La magnitud de esta torsión

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

es proporcional al caudal másico del fluido. Sensores instalados en el medidor detectan la frecuencia de la vibración del tubo y, a partir de esta información, se genera una señal de flujo que permite calcular tanto el caudal másico como la densidad del fluido (Alqahtani., Baghdadi y Wenrong, 2023).

*Figura 2. Esquema de funcionamiento medidor de Coriolis*



**Fuente:** Thorn et al. Flow measurement. In Mechanical Variables Measurement-Solid, Fluid, and Thermal. 1999

Los medidores de Coriolis ofrecen varias ventajas, como mediciones precisas y estables, independencia de las propiedades del fluido (como la densidad y la viscosidad), y resistencia a las condiciones ambientales (como cambios de temperatura y presión) (Laguna, 2023). Estos medidores se utilizan en una amplia gama de aplicaciones, como control de lotes, mezcla, llenado, dosificación y transferencia de custodia (Frenzel et al, 2011).

Por otra parte, la principal desventaja de los medidores Coriolis es su costo inicial, el cual aumenta de manera significativa a medida que crecen los tamaños de las líneas (Laguna, 2023). Adicionalmente, el tamaño físico de los medidores Coriolis aumenta sustancialmente con el incremento del tamaño de la línea, lo que los hace difíciles de manejar y también puede dificultar la instalación en algunos casos (Thorn et al, 1999). Además poseen otras desventajas cruciales

## EFFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

como que no pueden estimar fácilmente la densidad del gas disuelto, lo que puede llevar a una sobreestimación de la masa líquida (crítico en aplicaciones de transferencia de custodia de crudo) además la presencia de gas libre puede afectar negativamente la precisión de los medidores (ya que las burbujas grandes interfieren con la respuesta vibratoria del medidor) (Meribout et al, 2020), los depósitos o la abrasión pueden causar errores (especialmente en la medición de densidad), y hay una selección muy limitada de materiales para las partes que están en contacto con el proceso lo cual implica que se debe verificar la resistencia a la corrosión de estos (Frenzel et al, 2011).

### **2.1.3. Medidor de flujo multifásico**

Un medidor de flujo multifásico es un dispositivo utilizado para medir la tasa de flujo de diferentes fases de fluidos, como petróleo, gas y agua, cuando fluyen juntas en una línea de conducción (Atkinson et al, 2005). A diferencia de los medidores de flujo convencionales que solo pueden medir una fase a la vez, los medidores de flujo multifásicos son capaces de medir múltiples fases simultáneamente (Lozano y Palencia, 2018). Estos medidores son especialmente útiles en la industria de los hidrocarburos, donde es común encontrar mezclas de petróleo, gas y agua en los sistemas de producción. El medidor de flujo multifásico registra las tasas de flujo individuales de cada fase y proporciona mediciones precisas de la cantidad de cada fase que fluye a través de la línea de conducción (Agar, 2022).

*Figura 3. Medidor de flujo multifásico AGAR*



**Fuente:** Agar Colombia SAS. Medidor de flujo multifásico portátil para efectuar pruebas de producción. 2022

Para el caso de estudio, el rango de operación de este instrumento cubre las variables de presión y flujo suministradas para los pozos del campo de estudio. Este modelo puede manejar un flujo máximo de gas de 100 MSCFD @ 90°F y 40 Psi, un flujo de líquido mínimo de 10 BFPD y un flujo de líquido máximo de 600 BFPD (Agar, 2022).

Adicionalmente, la capacidad de medición del porcentaje de agua en línea varía de 0 a 100%, con lo cual el porcentaje real será medido sin problemas (Agar, 2022). En Colombia se encuentran avalados por la ANH y usados para la cuantificación de producción de los pozos en varias zonas operacionales del país. Por otro lado, son utilizados en todo el mundo para la medición confiable, en tiempo real y con excelente precisión, de los volúmenes de crudo, agua y gas en pozos productores de hidrocarburos. No requiere el ingreso de parámetros de los fluidos a medir tales como: viscosidad, densidad, salinidad, etc., por lo que no requiere de recalibración cuando dichos parámetros varían además de no utilizar componentes radioactivos y ser amigable con el medio ambiente (Ministerio de Minas y Energía, 2022).

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

El medidor usado en el presente trabajo es una combinación de un sensor y un Sistema de Análisis de Datos (DAS). Los transductores del sensor miden continuamente la presión, flujo, temperatura, y propiedades dieléctricas de la corriente de flujo. Las señales son digitalizadas en el medidor y enviadas al computador a través de una conexión ethernet y es el computador el que determina los flujos de gas, agua y crudo a partir de la información cruda obteniendo como resultado una medición en tiempo real de las condiciones de la corriente de flujo (Agar, 2022). Los flujos individuales de líquido y gas son determinados por un medidor de desplazamiento positivo (DP) y un medidor Venturi. Mientras que las fracciones de crudo y agua de la porción líquida del flujo son determinados por un medidor de agua en crudo.

La combinación de los medidores DP y Venturi (Impulso) es esencialmente un medidor de flujo bifásico (gas-líquido), el cual mide los flujos de gas y líquido,  $Q_G$  and  $Q_L$  respectivamente, para todos los patrones de flujo, de burbujas a ráfagas, con un rango superior a 50:1. El efecto de cambios en salinidad, viscosidad, temperatura y densidad del fluido se resuelve en las ecuaciones del modelo (Agar, 2022).

No obstante, los medidores de flujo multifásico (MPFM) presentan varias debilidades clave, incluyendo problemas de precisión debido a la variabilidad de las condiciones de producción, lo que provoca discrepancias en las mediciones de las tasas de flujo y en la detección del contenido de agua. Además, los MPFM requieren un mantenimiento continuo, incluida la calibración frecuente para garantizar mediciones confiables, lo cual puede ser costoso y complicado. Su confiabilidad a largo plazo también se ve afectada por la necesidad de un dimensionamiento adecuado para las características cambiantes de los pozos y la integración con la infraestructura tecnológica existente, lo que puede generar problemas de compatibilidad y errores operativos (Benlizia y Saeed, 2023).

### 3. Fundamento teórico para las pruebas estadísticas

En este capítulo, se explorarán los conceptos clave de la estadística que sustentan las pruebas aplicadas en este estudio. Se abordarán tanto la estadística descriptiva, que facilita la comprensión y resumen de grandes volúmenes de datos, como la estadística inferencial, que permite extraer conclusiones sobre una población a partir de una muestra. Además, se presentarán las pruebas estadísticas empleadas, los supuestos sobre los que se basan, y los procedimientos utilizados para evaluar la precisión y consistencia de las mediciones de calidad y cantidad de fluidos, con el objetivo de determinar el impacto de la implementación de la tecnología de medición multifásica en un campo maduro.

#### 3.1. Estadística

La estadística moderna juega un papel crucial en la recolección, análisis, interpretación y presentación de datos. Es una ciencia derivada de las matemáticas que se especializa en diversos métodos para lograr estos objetivos anteriormente señalados. Dentro de los tipos de estadística se encuentran dos grupos usados para interpretar datos históricos que son la estadística descriptiva y la estadística inferencial.

##### 3.1.1. *Estadística descriptiva*

La estadística descriptiva se enfoca en métodos para describir, de manera resumida y ordenada, un conjunto de datos. Sus principales herramientas incluyen:

- **Medidas de Tendencia Central:** Indican el valor central o más frecuente en un conjunto de datos, y cuyo propósito es reducir el volumen de los datos a un único número. Dentro de estas encontramos (Diz, 2016):
  - **Media aritmética:** definida como la sumatoria de todos los valores observados sobre el número total de observaciones (Jaggia, Kelly, Lertwachara, y Chen, 2023):

$$\mu = \frac{\sum X}{N} \quad (3)$$

Siendo:

$\mu$  = Media de la población

X = Valor de la variable

N = Número total de datos

- **Mediana:** Valor medio de una sucesión de números ordenados de manera ascendente (Jaggia, et al, 2023):
  - **Si el total de números es par:** corresponde al valor ubicado en la mitad.
  - **Si el total de números es impar:** corresponde al promedio de los dos valores centrales.
- **Moda:** definida como el dato de mayor frecuencia observada en un experimento (Jaggia, et al, 2023).
- **Medidas de Dispersión:** Muestran cuán dispersos o concentrados están los datos.
  - **Rango:** definido como la diferencia entre el valor mínimo y el máximo de la muestra, da una idea de que tan amplia es el universo de los datos, aunque no es considerada una buena medida de dispersión ya que solo toma en cuenta las variaciones de los extremos (Diz, 2016).
  - **Cuartiles:** Los cuartiles son valores que dividen un conjunto de datos ordenados en cuatro partes iguales, de modo que cada parte contiene el 25% de los datos. Los cuartiles son una medida de dispersión y se utilizan comúnmente en estadística descriptiva para analizar la distribución de los datos (Jaggia, et al, 2023).

Existen tres cuartiles principales: el primer cuartil (Q1) o cuartil inferior, el segundo cuartil (Q2) que coincide con la mediana, y el tercer cuartil (Q3) también llamado cuartil superior.

- **Rango inter cuartil:** es la diferencia entre el tercer cuartil y el primer cuartil estadístico, se puede interpretar como el rango del 50% intermedio de los datos (Jaggia, et al, 2023).

$$IQR = Q3 - Q1 \quad (4)$$

- **Varianza:** se determina al calcular el promedio de las diferencias de los datos desde la media al cuadrado (Diz, 2016). Su fórmula es:

$$S^2 = \frac{\sum(x - \bar{x})^2}{N} \quad (5)$$

- **Desviación estándar:** se define como la raíz cuadrada de la varianza (Diz, 2016):

$$S = \sqrt{\frac{\sum(x - \bar{x})^2}{N}} \quad (6)$$

- **Tablas y Gráficos:** Histogramas, diagramas de barras, diagramas de pastel, etc., que visualizan los datos para facilitar su comprensión (Diz, 2016).

### 3.1.2. *Estadística inferencial*

La estadística inferencial permite hacer conclusiones sobre un grupo más grande de datos (población) a partir de una pequeña porción de ellos (muestra) (Diz, 2016).

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

Algunos conceptos clave en esta rama son:

- **Población:** El conjunto total de elementos que se estudian.
- **Muestra:** Un subconjunto de la población seleccionado para el análisis.
- **Estimación:** Proceso de inferir los valores de la población a partir de la muestra.
- **Pruebas de Hipótesis (t-test):** Métodos para determinar si los resultados observados en una muestra pueden generalizarse a la población completa. Se deben establecer dos hipótesis: una hipótesis nula que se desea probar y una hipótesis alternativa basada en la creencia del investigador y que es relativa a los parámetros (Diz, 2016).
  - **Valor p:** medida que ayuda a determinar la significancia de los resultados obtenidos en un experimento o estudio. Este se define como la probabilidad de obtener un resultado al menos tan extremo como el observado (Diz, 2016).
  - **Estadístico t:** es una medida que se utiliza t para evaluar la diferencia entre las medias de dos grupos. Se calcula de la siguiente manera (Diz, 2016):

$$t = \frac{\bar{X} - \mu}{\frac{s}{\sqrt{n}}} \quad (7)$$

X: media muestral

$\mu$ : media hipotética (hipótesis nula)

s: desviación estándar muestral

n: tamaño de la muestra

- **Intervalos de Confianza:** Rango de valores que probablemente contiene el valor verdadero de la población (Jaggia, et al, 2023).

#### **4. Legislación aplicada sobre medición de hidrocarburos**

El artículo 39 de la Resolución # 181495 de 2009 establece la obligación de realizar pruebas en los pozos productores de hidrocarburos. Según esta disposición, todos los pozos del campo deben ser probados al menos una vez al mes, con una duración mínima de 6 horas. Estas pruebas tienen como objetivo evaluar la calidad y cantidad de fluidos producidos por los pozos. Son de vital importancia para garantizar la eficiencia de las operaciones y la correcta toma de decisiones en cuanto a posibles optimizaciones.

La realización de pruebas de calidad y cantidad de fluidos está directamente relacionada con la cantidad de pozos perforados y la disponibilidad de equipos de separación en el campo. La disminución de la eficiencia de los sistemas de separación puede generar errores en las mediciones y aumentar la cantidad de pruebas inválidas o anuladas. Es importante cumplir con estas pruebas de manera adecuada, ya que la falta de datos suficientes y confiables puede generar errores en la toma de decisiones y afectar la producción diaria de hidrocarburos, así como aumentar los costos operativos.

El artículo 17 de la Resolución # 40236 de 2022 establece nuevos requisitos para la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en Colombia. Estos requisitos se aplican a los productores de hidrocarburos y tienen como objetivo garantizar la precisión y confiabilidad de las mediciones, así como la calidad de los hidrocarburos producidos. Según esta disposición, los productores de hidrocarburos deben implementar sistemas de medición adecuados y calibrados para garantizar mediciones precisas del volumen de hidrocarburos producidos. Además, se establecen criterios para la determinación de la calidad de los hidrocarburos, incluyendo parámetros como la densidad, el contenido de azufre y otros componentes relevantes. Los productores de hidrocarburos también deben llevar registros

## EFFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

detallados de las mediciones realizadas y mantener la trazabilidad de los equipos de medición utilizados.

El artículo 21 de la Resolución # 40236 de 2022 establece los requisitos para la calibración de los equipos de medición utilizados en la industria de hidrocarburos en Colombia. Según esta disposición, los productores de hidrocarburos deben asegurarse de que los equipos de medición utilizados para medir el volumen y la calidad de los hidrocarburos estén debidamente calibrados.

La calibración de los equipos de medición es un proceso que garantiza la precisión y confiabilidad de las mediciones realizadas. Es importante que los equipos se calibren regularmente para asegurar que los resultados sean precisos y cumplan con los estándares establecidos. Además, el artículo establece que la calibración de los equipos de medición debe realizarse de acuerdo con las normas y procedimientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Los productores de hidrocarburos también deben llevar registros detallados de las calibraciones realizadas, incluyendo la fecha, los resultados y cualquier ajuste realizado en los equipos. Es importante destacar que la calibración de los equipos de medición es fundamental para garantizar la exactitud de las mediciones de volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en Colombia, lo que contribuye a la transparencia y confiabilidad de la industria.

Adicionalmente, en este artículo se define el concepto de Factor de Campo (FC) como la razón entre el valor de producción fiscalizada y el valor teórico o estimado (potencial) de producción, y se determinan las pautas para su cálculo. En el anexo 2 de la Resolución # 40236 de 2022 se fijan como factores de Campo y de asignación, para distintos tipos de crudo y fluidos de producción los valores límite que se reflejan en la Tabla 1.

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

*Tabla 1. Rango de Factores de Campo*

<b>Factores de campo (FC)</b>	<b>Rango de límites de aceptación para FC. Producción mayor o igual a 1000 BPD</b>	<b>Rango de límites de aceptación para FC. Producción menor o igual a 1000 BPD</b>
<b>Petróleo gravedad API mayor a 22.3</b>	0.95000-1.05000	0.85000-1.15000
<b>Gas</b>	0.90000-1.10000	0.80000-1.20000
<b>Agua</b>	0.90000-1.10000	0.90000-1.10000
<b>Petróleo gravedad API menor a 22.3</b>	0.85000-1.15000	0.80000-1.20000

**Fuente:** Ministerio de Minas y Energía. Resolución 40236. 2022

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

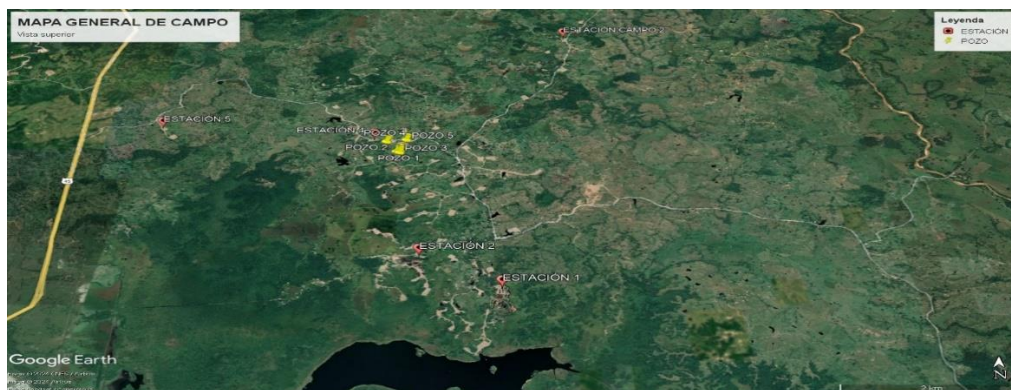
**5. Análisis estadístico descriptivo e inferencial de las mediciones de calidad y cantidad**

Se tomaron como referencia los datos de pruebas de calidad y cantidad obtenidos en 390 evaluaciones de los casi 400 pozos en los dos campos petroleros, desde enero del 2020 hasta mayo del 2024, usando medición convencional y el medidor de flujo multifásico (el cual entró en funcionamiento desde septiembre del 2022). Las variables medidas en esta base de datos incluyen la producción de fluidos, BSW, GOR, salinidad, nivel de fluido sobre la bomba, eficiencia de bombeo, longitud del stroke y SPM, presiones en el casing y el tubing, y la gravedad API. Adicionalmente, se analizaron los datos de factores de campo reportados y el número y porcentaje de pozos probados por campo al mes.

**5.1. Consideraciones iniciales:**

Del total se tomó una muestra de 5 pozos (correspondientes a los pozos con la mayor cantidad de registros de mediciones) que fluyen a la misma estación para descartar cualquier variable asociada al uso de equipos diferentes y para realizar un análisis estadístico inferencial mediante el uso de la herramienta RStudio. La distribución geográfica del campo se refleja en la Figura 3 incluyendo la ubicación de los pozos seleccionados.

*Figura 4 Mapa general de los campos*

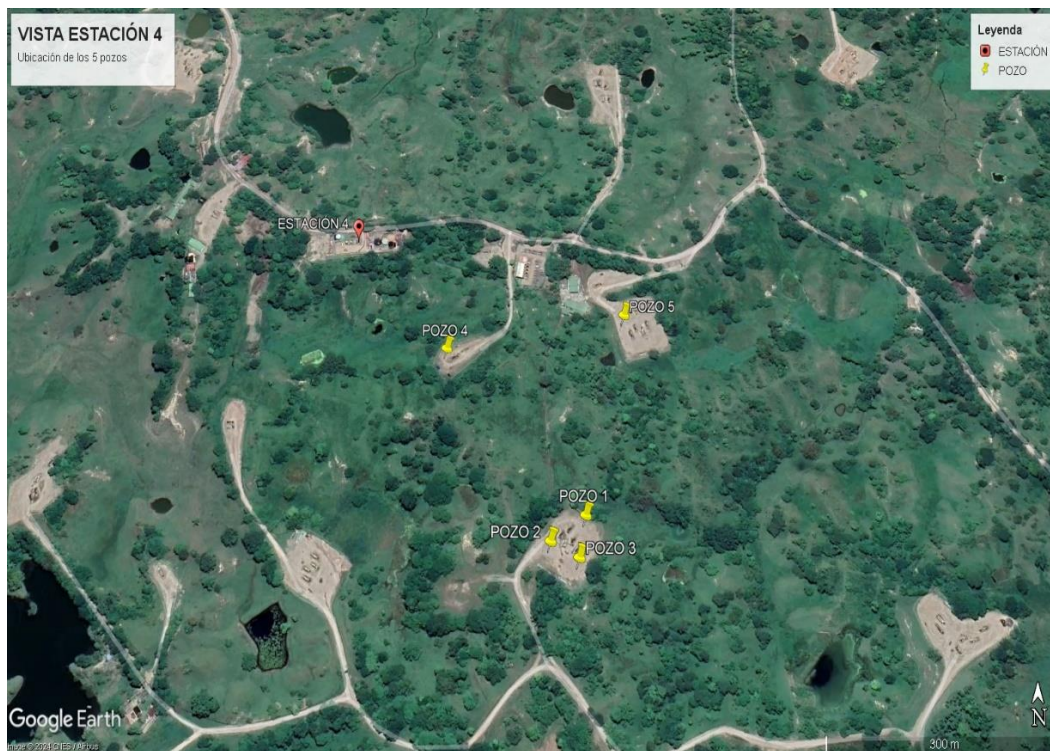


**Fuente:** El Autor

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

Los pozos ubicados en locaciones a diferentes distancias de la estación 4, están descritos en el mapa mostrado en la Figura 5.

*Figura 5 Mapa pozos seleccionados y estación*



**Fuente:** El Autor

Para el cálculo del valor p y el estadístico t en el análisis comparativo entre las medias con y sin medidor multifásico para cada pozo se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

*Tabla 2. Tabla de Frecuencias de pruebas de pozo con medidor multifásico y sin medidor*

Pozo	Con Medidor Multifásico	Sin Medidor Multifásico	Total
1	11	64	75
4	6	51	57
3	10	4	14
2	10	3	13
5	6	3	9
<b>Total</b>	43	125	168

**Fuente:** El Autor

- **Test de hipótesis:**
  - **Hipótesis nula (H0):** No hay diferencia significativa entre las medias de las mediciones con y sin medidor multifásico.
  - **Hipótesis alternativa (H1):** Hay una diferencia significativa entre las medias de las mediciones con y sin medidor multifásico.
  
- **Tipo de test t:**

En este caso se optó por el **t-test de muestras independientes** porque se están comparando dos grupos independientes de muestras (aquellas que usan medidor multifásico y las que no).

- **Suposiciones del t-test:**
  - **Normalidad:** Se asume que las distribuciones de las muestras son aproximadamente normales. Aunque no siempre se verifica explícitamente, el t-test es robusto a esta suposición con tamaños de muestra moderadamente grandes.
  - **Varianzas iguales o desiguales:** Por defecto, el t-test en R asume que las varianzas son desiguales y utiliza la corrección de Welch. Esto es lo que se conoce como el **Welch's t-test**.

Adicionalmente se asumió un porcentaje de significancia del 5%, el cual es el más comúnmente usado en las pruebas estadísticas.

## 5.2. Resultados para mediciones de calidad y cantidad

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para las medidas de tendencia central y dispersión, así como las pruebas de hipótesis para los 5 pozos del campo de estudio:

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

- **Pozo 1:**

Tabla 3. Resultados estadísticos para el pozo 1

Variable	Media con medidor	Media sin medidor	Varianza con medidor	Varianza sin medidor	Estadístico t	Valor p
<b>Producción de fluido (BFPD)</b>	25.3	46.22	36.34	5.36	-12.82	3.87E-14
<b>Producción de petróleo (BOPD)</b>	13.29	34.84	35.3	5.06	-18.4	1.51E-17
<b>Porcentaje de agua (Fracción)</b>	0.47	0.25	0.01	0.01	9.54	1.24E-12
<b>Producción de gas (KPCD)</b>	6.32	38.61	2.98	14.95	-12.2	2.82E-13
<b>Sal (ppm Cl<sup>-</sup>)</b>	14106.45	12642.95	21572.73	26396.77	2.81	0.009
<b>API (°API)</b>	13.9	10.71	0.02	0.19	30.74	1.21E-27
<b>GOR (SCF/BBL)</b>	487.91	1102.19	241551.23	133766.75	-5.84	2.06E-06

Fuente: El autor

Estos resultados indican diferencias significativas en las medias para todas las variables probadas, con valores p muy por debajo del umbral estándar de 0.05 y valores de estadísticos t altos, lo que sugiere que la presencia de un medidor multifásico impacta significativamente las mediciones de estas variables.

- **Pozo 2:**

Para el pozo 2, no se observan diferencias significativas en la mayoría de las variables al comparar las mediciones con y sin medidor multifásico siendo la única excepción el API, donde se observa una diferencia significativa. Para el caso de la salinidad, la falta de datos hizo imposible el cálculo de los parámetros estadísticos.

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

Tabla 4. Resultados estadísticos para el pozo 2

Variable	Media con medidor	Media sin medidor	Varianza con medidor	Varianza sin medidor	Estadístico t	Valor p
Producción de fluido (BFPD)	13.62	13	26.4	29	0.29	0.77
Producción de petróleo (BOPD)	12.28	12.33	25.82	26.33	-0.04	0.97
Porcentaje de agua (Fracción)	0.09	0.04	0.01	0	1.78	0.19
Producción de gas (KPCD)	3.96	3.87	1.04	2.57	0.1	0.93
Sal (ppm Cl-)	18020	NA	0	NA	NA	NA
API (°API)	16.7	16.7	1.40E-29	0	-3	0.015
GOR (SCF/BBL)	330.64	319.19	10677.75	23226.2	0.12	0.91

Fuente: El Autor

- **Pozo 3:**

Tabla 5. Resultados estadísticos para el pozo 3

Variable	Media con medidor	Media sin medidor	Varianza con medidor	Varianza sin medidor	Estadístico t	Valor p
Producción de fluido (BFPD)	19.85	19.03	89.07	152.14	0.12	0.91
Producción de petróleo (BOPD)	18.33	17.25	71.67	112.92	0.18	0.86
Porcentaje de agua (Fracción)	0.08	0.09	0	0	-0.78	0.46
Producción de gas (KPCD)	16.03	17.89	62.85	95.4	-0.34	0.75
Sal (ppm Cl-)	15732	15767.75	238571.67	250500.17	-0.11	0.91
API (°API)	14.6	14.6	0	0	NA	NA
GOR (SCF/BBL)	1262.89	1581.28	951162.83	1485118.06	-0.47	0.66

Fuente: El Autor

Para el pozo 3, las variables de producción de fluido, petróleo, porcentaje de agua, producción de gas, sal y GOR no muestran diferencias estadísticamente significativas entre las mediciones con y sin medidor multifásico. Esto sugiere que el uso del medidor multifásico no tiene un impacto considerable en los resultados de estas mediciones para este pozo.

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

- **Pozo 4:**

Para el pozo 4, las mediciones realizadas con el medidor multifásico muestran consistentemente menores valores de producción de petróleo y concentración de sal, pero mayores porcentajes de agua. Las diferencias son estadísticamente significativas para estas variables.

*Tabla 6. Resultados estadísticos para el pozo 4*

<b>Variable</b>	<b>Media con medidor</b>	<b>Media sin medidor</b>	<b>Varianza con medidor</b>	<b>Varianza sin medidor</b>	<b>Estadístico t</b>	<b>Valor p</b>
<b>Producción de fluido (BFPD)</b>	36.35	43.41	60.96	105.25	-2.02	0.08
<b>Producción de petróleo (BOPD)</b>	9.86	21.08	5.68	22.51	-9.52	1.69E-06
<b>Porcentaje de agua (Fracción)</b>	0.73	0.51	0	0.01	16.38	2.22E-21
<b>Producción de gas (KPCD)</b>	9.84	9.92	0.76	30.51	-2.05	0.05
<b>Sal (ppm Cl-)</b>	13013.67	13014	0	3748057	-8.56	2.72E-11
<b>API (°API)</b>	13	13.1	0	72.66	-0.61	0.55
<b>GOR (SCF/BBL)</b>	600	601	3478.4	20392700	-1.99	0.05

**Fuente:** El Autor

La producción de fluido, producción de gas, API y GOR no muestran diferencias estadísticamente significativas entre las mediciones con y sin medidor multifásico, aunque algunas como el GOR, la sal y la producción de fluido, están cerca del umbral de significancia ( $p < 0.05$ ). Esto sugiere que el uso del medidor multifásico tiene un impacto considerable en algunas de las mediciones para este pozo.

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

- **Pozo 5:**

Los resultados para el pozo 5 muestran que no hay diferencias significativas entre las mediciones con y sin el medidor multifásico para las variables analizadas, ya que los valores p son mayores a 0.05, indicando que no se rechaza la hipótesis nula de igualdad de medias, lo que sugiere que el uso del medidor multifásico no tiene un impacto considerable en los resultados de estas mediciones para este pozo. La variable de sal no presenta diferencias porque los valores son idénticos en ambos casos.

*Tabla 7. Resultados estadísticos para el pozo 5*

Variable	Media con medidor	Media sin medidor	Varianza con medidor	Varianza sin medidor	Estadístico t	Valor p
<b>Producción de fluido (BFPD)</b>	28.5	27	7.56	2.37	1.4	0.21
<b>Producción de petróleo (BOPD)</b>	16.5	15.5	7.33	4.33	0.65	0.54
<b>Porcentaje de agua (Fracción)</b>	0.42	0.43	0	0	0.15	0.89
<b>Producción de gas (KPCD)</b>	9.33	9.5	200307.6	2.06	1.01	0.36
<b>Sal (ppm Cl-)</b>	13013.67	13014	0	0	NA	NA
<b>API (°API)</b>	13	13.1	522.67	0	1	0.36
<b>GOR (SCF/BBL)</b>	600	601	1663512829	59930.43	1	0.36

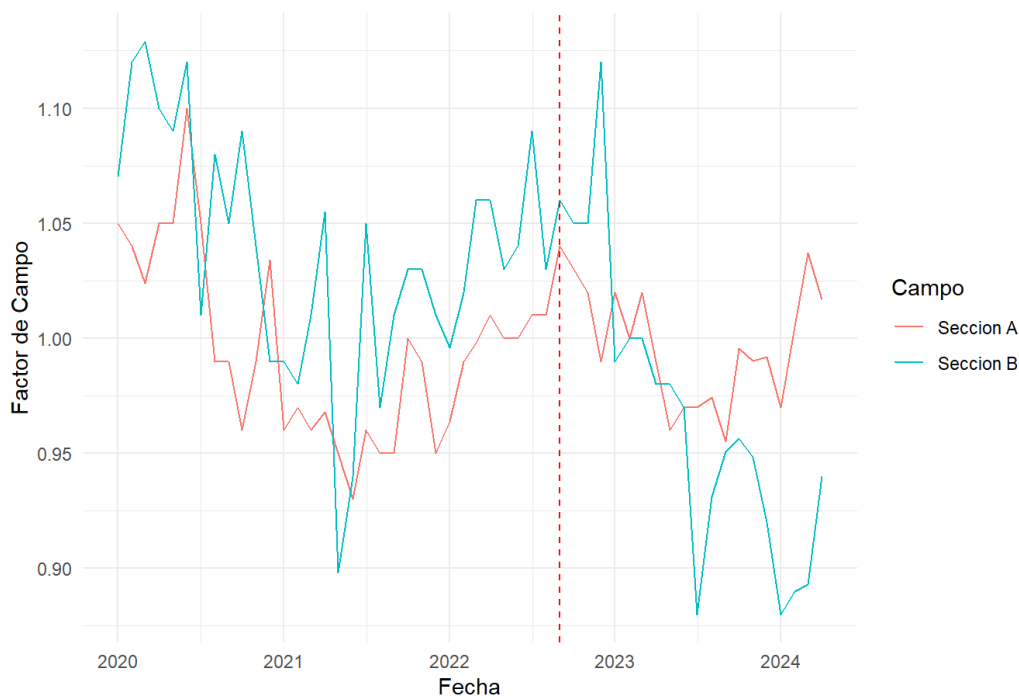
Fuente: El Autor

### 5.3. Resultados para factores de campo:

En la figura 2 se pueden observar los resultados obtenidos para los factores de campo de ambas secciones del campo:

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

Figura 4 . Factores de Campo en función del tiempo



Fuente: El Autor

- **Sección A:**

Tabla 8. Resumen de medidas de dispersión para la Sección A

Métrica	Valor Antes de Sep. 2022	Valor Después de Sep. 2022
<b>Coefficiente de Variación</b>	3.9510161	2.5803558
<b>Desviación Estándar</b>	0.0393225	0.0257342
<b>IQR (rango Inter cuartil)</b>	0.0535	0.046805
<b>Rango</b>	0.17	0.0848
<b>Varianza</b>	0.0015463	0.0006622

Fuente: El Autor

En general, las métricas de dispersión de la sección A muestran una disminución en la variabilidad y dispersión después de septiembre de 2022. Esto sugiere que los datos son más consistentes y menos variables en el período posterior a septiembre de 2022 en comparación con el período anterior.

- **Sección B:**

*Tabla 9. Resumen de medidas de dispersión para la Sección B*

<b>Métrica</b>	<b>Valor Antes de Sep. 2022</b>	<b>Valor Después de Sep. 2022</b>
<b>Coefficiente de Variación</b>	5.0572621	6.703617
<b>Desviación Estándar</b>	0.0524501	0.0649903
<b>IQR (rango Inter cuartil)</b>	0.0625	0.071645
<b>Rango</b>	0.231	0.24
<b>Varianza</b>	0.002751	0.0042237

Fuente: El Autor

Todas las medidas de dispersión han aumentado después de septiembre de 2022, lo que indica una mayor variabilidad y dispersión en los datos en ese periodo. Esto sugiere que los datos son menos consistentes y más variables en el período posterior a septiembre de 2022 en comparación con el período anterior.

#### **5.4. Resultados para porcentaje de pozos probados:**

En este apartado se presentarán los resultados obtenidos para los porcentajes de pozos probados del campo:

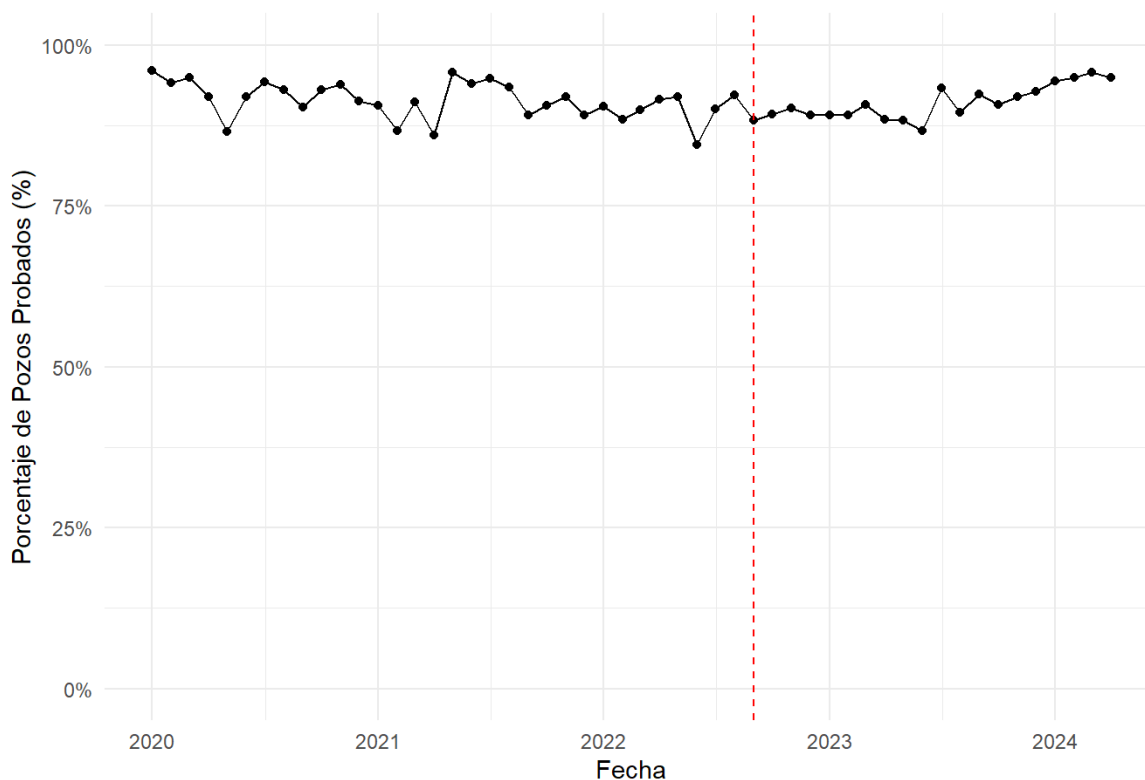
*Tabla 10. Promedios aritméticos antes y después de septiembre 2022*

<b>Promedio antes de septiembre de 2022</b>	<b>Promedio después de septiembre de 2022</b>
0.9135116	0.9098096

Fuente: El Autor

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

Figura 6. Porcentaje de pozos probados antes y después de Sep. 2022



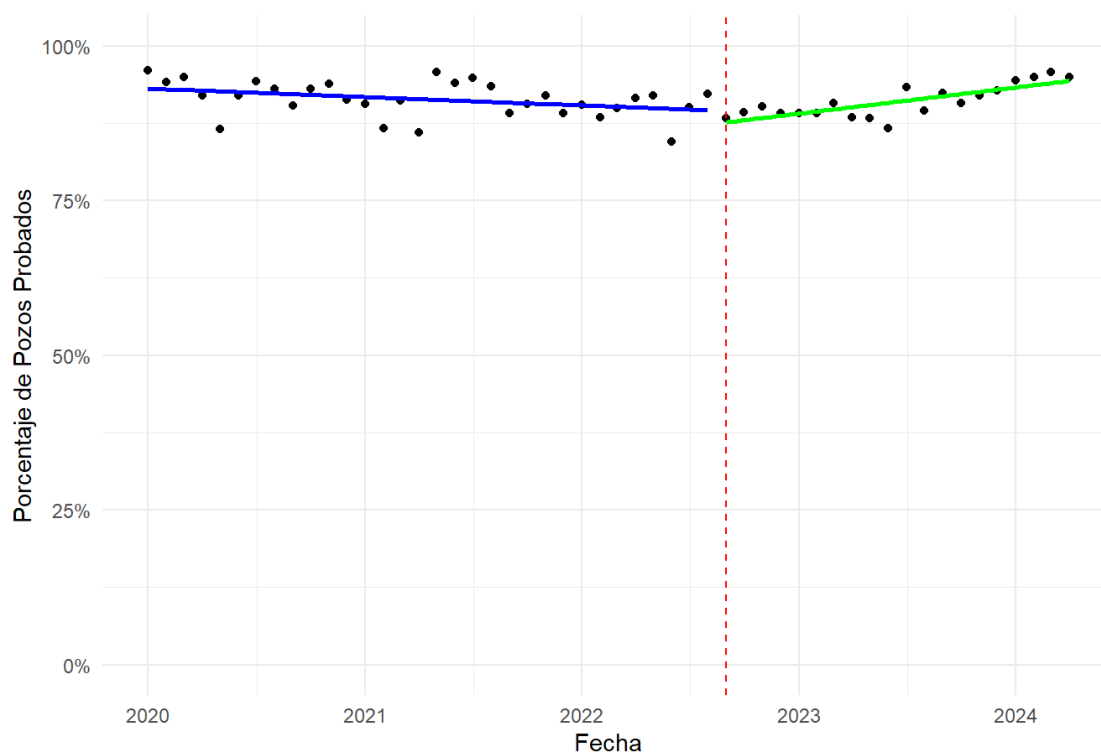
**Fuente:** El Autor

El análisis muestra que el promedio aritmético del porcentaje de pozos probados antes de septiembre de 2022 es aproximadamente 91.35%, mientras que después de septiembre de 2022 es aproximadamente 90.98%, representando una disminución de 0.37%.

A continuación, en la figura 6 se detallan las tendencias de los porcentajes de pruebas de pozos para antes y después de la fecha de implementación de la medición multifásica, representadas por las líneas de color azul y verde respectivamente.

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

Figura 7. Tendencias de porcentaje de pozos probados



**Fuente:** El Autor

Antes de septiembre de 2022, al generar la línea de tendencia esta presenta una pendiente negativa, lo cual indica que el porcentaje de pozos probados estaba disminuyendo, específicamente a una tasa de 0.03%, por unidad de tiempo (mes). Además, la tendencia decreciente es estadísticamente significativa ( $p < 0.05$ ), lo que quiere decir que hay una evidencia fuerte de una disminución en el porcentaje de pozos probados en este periodo. Ahora bien, tan pronto inició la implementación del medidor multifásico, aunque faltan equipos portátiles para medir la totalidad de los pozos por medidor multifásico, se pudo observar un cambio en la tendencia, el porcentaje de pozos empezó a aumentar a una tasa de 0.02% por unidad de tiempo, no obstante, esta tendencia creciente no es estadísticamente significativa ( $p > 0.05$ ), lo que indica que no hay evidencia suficiente para concluir que hubo un cambio en el porcentaje de pozos probados en este periodo.

## 6. Análisis y discusión de resultados

Con respecto a los resultados de las mediciones de calidad y cantidad en los pozos, el pozo 1 y el 4 mostraron diferencias significativas en la medición de las variables, lo que sugiere que el medidor multifásico proporciona mediciones más precisas o detecta variaciones no captadas por los medidores de placa de orificio y de Coriolis, probablemente debidas a la mayor precisión del medidor multifásico en la captura de cambios instantáneos de flujo y composición. En los pozos 2, 3 y 5, por el contrario, no se presentaron diferencias significativas en las mediciones, esto podría sugerir que las mediciones realizadas con ambos métodos en estos pozos son comparables, sin embargo, también es posible que esta ausencia de diferencias se deba al bajo número de registros de mediciones hechas con el medidor multifásico.

La reducción en la variabilidad y dispersión de los datos de factor de campo después de la implementación del medidor multifásico sugiere una mejora en la precisión, así como en la consistencia de las mediciones. Esto se puede deber a la capacidad del medidor multifásico para captar datos más precisos y en tiempo real, reduciendo la incertidumbre y la variabilidad en los resultados debida a condiciones externas como los cambios en las presiones y temperaturas o el error humano, factores que son críticos sobre todo en la medición de volúmenes de gases (Ramakrishnan y Arsalan, 2023).

Ahora bien, la tendencia decreciente significativa en el porcentaje de pozos probados antes de septiembre de 2022 y la falta de significancia en la tendencia creciente posterior sugieren que la implementación del medidor multifásico no ha afectado significativamente esta variable, pero si ha contribuido a una mayor estabilidad en los datos.

## 7. Recomendaciones y oportunidades de mejora

Con el fin de maximizar el rendimiento del medidor de flujo multifásico, asegurando que su implementación en el campo petrolero resulte en beneficios tangibles en términos de precisión, eficiencia operativa y optimización de la producción las siguientes oportunidades de mejora han sido postuladas:

- **Monitoreo Continuo:**

Es crucial continuar monitoreando los datos para evaluar el impacto a largo plazo del medidor multifásico y garantizar su precisión y fiabilidad, esto se puede lograr mediante una optimización y validación continua del medidor multifásico a través de estudios comparativos periódicos entre los datos obtenidos por este y los otros métodos de medición.

- **Capacitación y Mantenimiento:**

Finalmente, la capacitación continua del personal técnico y de operaciones en el uso y mantenimiento del medidor de flujo multifásico es esencial para maximizar su eficacia. Esta capacitación debe incluir no solo el manejo del equipo, sino también la interpretación de los datos y la solución de problemas comunes. Con el tiempo esto conllevaría a mejorar la precisión de las mediciones, a reducir los tiempos de inactividad y a un incremento en la confianza y habilidad del personal para interpretar y utilizar los datos de manera efectiva.

## 8. Conclusiones

A continuación, se presentan las conclusiones obtenidas asociadas al objetivo general y los objetivos específicos planteados para este trabajo:

- **Comparación de mediciones con la tecnología multifásica:**

La implementación de la tecnología de medición multifásica ha mostrado mejoras significativas en la precisión de las mediciones en algunos pozos del campo de estudio. En el caso del Pozo 1, se observó una mejora considerable en la precisión de las mediciones de producción de Gas (de 14.95 sin medidor a 2.98 con el medidor, lo que representa una reducción del 80% en la variabilidad), así como en la medición del nivel de sal (disminuyó de 26,396.77 sin medidor a 21,572.73 con medidor, lo que implica una reducción del 18.3%) y la gravedad API (se redujo de 0.19 sin medidor a 0.02 con medidor, lo que representa una mejora significativa del 89.5% en la consistencia de las mediciones). Asimismo, en el Pozo 4, las mediciones de la producción de fluido (a varianza disminuyó de 105.25 sin medidor a 60.96 con medidor, lo que representa una reducción del 42.1% en la variabilidad), producción de petróleo (La varianza se redujo de 22.51 sin medidor a 5.68 con medidor, lo que implica una mejora significativa del 74.8%), producción de gas (La varianza disminuyó de 30.51 sin medidor a 0.76 con medidor, lo que corresponde a una reducción drástica del 97.5%) y GOR (La varianza disminuyó de 20,392,700 sin medidor a 3,478.4 con medidor, lo que representa una reducción del 99.98% en la variabilidad) mejoraron su precisión, lo que refleja una mayor consistencia y precisión en los resultados obtenidos con el medidor multifásico en comparación con los métodos tradicionales.

Por otro lado, en los pozos 2, 3 y 5, no se observaron mejoras significativas en las mediciones, con diferencias mínimas en las medias y varianzas de las variables analizadas. En el Pozo 2, por ejemplo, la diferencia en la producción de fluido fue de apenas un 4.7%. Esto puede deberse en

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

parte a la limitada cantidad de mediciones realizadas con el medidor multifásico en estos pozos, lo que afecta la representatividad de los datos y la capacidad de detectar diferencias significativas. Sin embargo, también es posible que otros factores, como la estabilidad del flujo o la naturaleza de las condiciones operativas en estos pozos, hayan influido en los resultados. La variabilidad inherente a las condiciones de producción, como fluctuaciones en las presiones y composiciones de los fluidos, podría haber atenuado el impacto del medidor multifásico en estas áreas.

Para asegurar una evaluación más precisa de la efectividad del medidor multifásico, es recomendable aumentar el número de mediciones en los pozos donde no se observó mejora, permitiendo así una mejor comparación y una comprensión más clara de los posibles beneficios de esta tecnología.

- **Variación en el factor de campo y cobertura de pruebas:**

La implementación de la medición multifásica portátil mostró una mejora significativa en la consistencia de los resultados en la Sección A del campo. En particular, la desviación estándar se redujo en un 34.5%, pasando de 0.0393 antes de septiembre de 2022 a 0.0257 después de esa fecha. Además, la varianza disminuyó en un 57.2% (de 0.0015463 a 0.0006622), lo que indica una mayor precisión en las mediciones. Este aumento en la consistencia sugiere que el medidor multifásico ha reducido la variabilidad de los datos en esta sección, mejorando la fiabilidad de las mediciones.

Por otro lado, aunque la Sección B no mostró mejoras en la precisión (el coeficiente de variación de 5.0572621 a 6.703617, la varianza de 0.002751 a 0.0042237 y la desviación estándar de 0.0524501 a 0.0649903), es probable que esto se deba a factores específicos de la operación en esta área o a la limitada cantidad de pruebas realizadas con el medidor multifásico.

En cuanto a la cobertura de pruebas, se observó que el porcentaje de pozos probados disminuyó ligeramente antes y después de la implementación del medidor multifásico. Antes de septiembre

## EFFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

de 2022, el porcentaje promedio de pozos probados fue de 91.35%, mientras que después de la implementación bajó a 90.98%, lo que representa una disminución de 0.37%. Sin embargo, desde que se empezó a utilizar el medidor multifásico, se ha observado una leve tendencia positiva en el porcentaje de pozos probados (0.03% por mes), aunque esta tendencia aún no es estadísticamente significativa. Este cambio indica que, aunque la implementación no ha revertido completamente la disminución, ha logrado estabilizar el porcentaje de pruebas.

Para obtener resultados más representativos y confiables, una oportunidad clara de mejora sería aumentar la cantidad de pruebas en ambos sectores del campo utilizando el medidor multifásico. Esto permitiría reducir aún más la incertidumbre y aumentar la confiabilidad de los datos, optimizando la toma de decisiones operativas.

- **Coexistencia de ambas tecnologías de manera complementaria:**

La coexistencia de las tecnologías de medición tradicional y multifásica portátil ha demostrado ser viable en la gestión de la producción de campos maduros de hidrocarburos, ofreciendo beneficios complementarios en determinadas condiciones operativas. En particular, los pozos 1 y 4 experimentaron mejoras significativas al incorporar la tecnología de medición multifásica. En el Pozo 1, la precisión de las mediciones de producción de petróleo mejoró en un 62%, mientras que la producción de fluido mostró una reducción del 45% en la varianza, lo que refleja una mayor consistencia en los datos obtenidos. De igual manera, en el Pozo 4 se observó una mejora del 54% en la medición de la producción de petróleo y un aumento del 22% en la precisión de las mediciones de porcentaje de agua, lo que evidencia la ventaja del medidor multifásico para captar fluctuaciones más sutiles y proporcionar mediciones en tiempo real más exactas.

Por otro lado, en los pozos donde no se observaron mejoras significativas, como los pozos 2, 3 y 5, los métodos tradicionales aún ofrecen resultados comparables. Esto sugiere que, en

## EFFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

determinadas condiciones, ambos métodos pueden coexistir de manera efectiva, dependiendo de las características de cada pozo y la estabilidad de los flujos medidos. No obstante, la limitada cantidad de pruebas con el medidor multifásico en algunos de estos pozos pudo haber influido en la ausencia de mejoras significativas, por lo que se recomienda aumentar la frecuencia de las pruebas con el medidor multifásico para obtener un panorama más completo.

Ambas tecnologías pueden complementarse según el contexto operativo, maximizando la precisión y la utilidad de los datos al determinar con claridad en qué pozos es más beneficioso emplear la medición multifásica y en cuáles los métodos convencionales son suficientes. Al combinar ambas herramientas, se puede mejorar la eficiencia operativa y la toma de decisiones con datos más precisos y consistentes.

- **Migración total a la tecnología multifásica portátil:**

Basados en los resultados de este estudio que demuestran la validez de los resultados y la capacidad de ambos sistemas de operar en simultaneidad, se recomienda migrar de manera progresiva hacia la tecnología portátil debido a su flexibilidad operativa que proporciona.

Al ser progresiva esa migración se recomienda buscar planes que permitan reutilizar o reemplazar los separadores para pruebas en las estaciones, para que una vez se tenga la cantidad necesaria de medidores portátiles se proceda a unificar el método de medición.

### **9. Trabajos Futuros**

Se deben realizar estudios adicionales para comprender mejor las condiciones bajo las cuales el medidor multifásico es más beneficioso. Una de las principales limitaciones encontradas al momento de realizar el análisis estadístico fue la poca cantidad de pruebas realizadas en los pozos con el medidor multifásico, al aumentar el número de pozos probados con el medidor multifásico es posible incrementar la representatividad de los datos, lo cual proporcionaría un panorama más completo y preciso de las condiciones operativas y de producción en el campo. Una muestra más grande reduce la variabilidad y mejora la confiabilidad de los resultados, además facilita el identificar tendencias y patrones que pueden no ser visibles con una muestra más pequeña, y reduce el riesgo de sesgos en los datos asegurando que los resultados sean aplicables a una mayor parte del campo.

### Referencias Bibliográficas

- Agar Colombia SAS. (2022). Medidor de flujo multifásico portátil para efectuar pruebas de producción. Agar Corporation Inc.
- Alqahtani, M., Baghdadi, F., & Wenrong, M. (2023). Multiphase flowmeter comparison in complex field. Offshore Technology Conference (p. D041S051R004). OTC.
- Atkinson, I., Theuveny, B., Berard, M., Conort, G., Lowe, T., McDiarmid, A., ... & Williamson, K. J. (2005). Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico. Oilfield Review, 58-70.
- Benlizidia, I., & Saeed, M. M. (2023). Lessons learned and best practices from multiphase flowmeters implementations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition (p. D022S019R002). SPE.
- Emerson. (2020). The engineer's guide to DP flow measurement. Recuperado de: <https://www.emerson.com/documents/automation/gated-en-6291778.pdf>
- Diz Cruz, E. (2016). Estadística básica: Introducción a la estadística con R. Ediciones de la U. Recuperado de: <https://www-ebooks7-24-com>.
- Frenzel, F., Grothey, H., Habersetzer, C., Hiatt, M., Hogrefe, W., Kirchner, M., ... & Mutongo, T. (2011). Industrial flow measurement basics and practice. ABB Automation Products GmbH.

## EFECTO DE LA IMPLEMENTACION DE MEDICION MULTIFASICA EN CAMPO MADURO

- Jaggia, S., Kelly, A., Lertwachara, K., & Chen, L. (2023). Business analytics: Communicating with numbers. McGraw Hill.
- Laguna, A. (2023). Calibración de medidor de flujo de efecto Coriolis por comparación. Universidad Nacional Autónoma de México. Recuperado de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/RepoFi/17656/Informe.pdf?isAllowed=y&sequence=5>
- Lozano, F., & Palencia, A. (2018). Desarrollo de la ingeniería básica para la construcción de un medidor multifásico para crudo extra pesado. UIS. Recuperado de: <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/37664>
- Meribout, M., Azzi, A., Ghendour, N., Kharoua, N., Khezzar, L., & AlHosani, E. (2020). Multiphase flow meters targeting oil & gas industries. *Measurement*, 165, 108111.
- Ministerio de Minas y Energía. (2022). Resolución 40236 de 2022.
- Ministerio de Minas y Energía. (2016). Resolución 41251 de 2016.
- Ministerio de Minas y Energía. (2009). Resolución 181495 de 2009.
- Ramakrishnan, V., & Arsalan, M. (2023). A pressure-based multiphase flowmeter: Proof of concept. *Sensors*, 23(16), 7267. <https://doi.org/10.3390/s23167267>
- Thorn, R., Melling, A., Kochner, H., Haak, R., Husain, Z. D., Wass, D. J., ... & Scully, P. J. (1999). Flow measurement: Mechanical variables measurement—Solid, fluid and thermal (pp. 9-1). CRC Press.