

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DE UN SISTEMA DE
MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE
CAUDALES EN TIEMPO REAL PARA LA PRUEBA DE POZOS EN EL CAMPO
PLATANILLO**

**LINA MARIA APONTE TRIVIÑO
JOHAN RICARDO VARGAS FONSECA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTA DC
2019**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DE UN SISTEMA DE
MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE
CAUDALES EN TIEMPO REAL PARA LA PRUEBA DE POZOS EN EL CAMPO
PLATANILLO**

**LINA MARIA APONTE TRIVIÑO
JOHAN RICARDO VARGAS FONSECA**

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
JORGE IVÁN SALAZAR AGUDELO
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ DC
2019**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Edinson Enrique Jiménez Bracho
Firma Jurado

Ing. Nelson Fernández Barrero
Firma Jurado

Bogotá D.C., Agosto de 2019

DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado está dedicado principalmente a Dios, por darme la vida, amarme, cuidarme y permitirme llegar a este momento tan trascendental en mi vida, sin importar que tan grandes fueran los obstáculos, él siempre ha multiplicado mis fuerzas para que pueda continuar.

Dedico este trabajo a las personas más importantes de mi vida que son mis padres Cristina y Mario, que, por su amor, sacrificio, apoyo y ejemplo, me enseñaron que toda meta puede ser alcanzada con la ayuda de Dios y esfuerzo. Quiero decirles que los amo con todo mi corazón, que son el pilar de mi vida y los principales responsables de que pudiera culminar esta etapa. En esta dedicatoria no podía faltar una persona que desde el inicio de esta etapa siempre estuvo conmigo, fue mi apoyo, me brindo sabiduría y calma en cada momento de debilidad, duda, angustia y dificultad. Ayudándome a superarlos con buena energía, con decisiones acertadas y una gran sonrisa. Esta dedicatoria va para ti, para recordarte que te amo infinitamente.

A mis hermanos, mis sobrinos y mi familia. Que siempre me apoyaron y estuvieron presentes en cada etapa de mi vida, guiándome, aconsejándome y orientándome sobre cada paso que debería dar para llegar a ser quien soy y quien puedo llegar a ser.

Dicen que los amigos son aquella familia que tuviste la oportunidad de escoger y son ustedes los que me han brindado esa fortaleza para superar cada obstáculo en este arduo camino. Etapa por etapa aprendimos juntos, crecimos, nos equivocamos, nos reímos y demostramos que ser un amigo no es nada pasajero, que un amigo se conserva para toda la vida. Y es ahora el momento de celebrar estos triunfos juntos, con la satisfacción de ver en las personas en las cuales nos hemos convertido, con una sonrisa, una lagrima y un diploma en la mano. Los quiero mucho y ustedes fueron una parte muy importante para la finalización de este proyecto.

Lina Maria Aponte Triviño

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo en primer lugar a mis padres Ramiro Vargas y Noralba Fonseca, quienes con su amor y sacrificio me han guiado y enseñado en todo momento el mejor camino a seguir, como afrontar cada uno de los desafíos que se pueden presentar en la vida, son mi mayor motivación para seguir adelante y sin ellos nada de esto sería posible.

A mi familia, la cual siempre ha estado presente en este proceso brindándome su apoyo incondicional, sus consejos, su sabiduría y todas las fuerzas para que este proyecto culminara de la mejor manera.

A mis amigos y colegas de estudio con quienes la sufrimos, pero a la vez disfrutamos todo este proceso de aprendizaje y de buenos momentos, que, aunque no fue un camino fácil la luchamos hasta el final y sin importar las circunstancias siempre estuvieron presentes.

Por último, quiero agradecer a Paula Martínez, una amiga incondicional que fue un apoyo inmenso desde el comienzo, una persona que jamás dudo de mis capacidades y lo lejos que llegaría en mis proyectos. Alguien que estuvo presente día y noche ayudándome, soportándome, aconsejándome, alegrando mis días y siempre enseñándome lo positivo de cualquier situación. Gracias por ser mi compañera de estudio y aun mejor, mi novia.

Johan Ricardo Vargas Fonseca

AGRADECIMIENTOS

Principalmente, queremos agradecer a Dios por darnos la vida, bendecirnos, guiarnos y acompañarnos en todos aquellos momentos de dificultad.

Agradecemos a nuestros padres, por ser los principales promotores de nuestros sueños, por sus consejos, su amor, apoyo y sacrificio. Que nos muestran que cada día hay una oportunidad nueva para hacer lo que nos gusta y ser felices.

En estas líneas queremos agradecer la ayuda, colaboración, disposición, dedicación, apoyo, tiempo y cariño al Ingeniero Jorge Iván Salazar, que, con sus enseñanzas y sus valiosos conocimientos. Nos mostró que las grandes ideas tienen comienzos pequeños y que la pasión por lo que haces te lleva a realizar grandes cosas.

Damos agradecimientos a la empresa Dinopetrol Service y a los profesionales que la conforman por su dedicación, tiempo y soporte para este proyecto.

A nuestra alma mater Fundación Universidad de América por brindarnos la oportunidad de desarrollarnos como profesionales, por ayudarnos a crecer y a culminar esta nueva etapa en nuestras vidas. A los profesores y todas aquellas personas, que contribuyeron en nuestra formación como profesionales y como personas. Les estamos muy agradecidos.

Agradecemos inmensamente a la profesora Yatnielah, que estuvo presente colaborándonos y guiándonos desde el comienzo de este proyecto. Al profesor Sebastián y a los demás orientadores del curso de trabajo de grado, gracias por su apoyo, guía, consejo y colaboración para la realización de este proyecto.

Muchas gracias y que Dios los bendiga.

“Vale más fracasar por intentar un triunfo, que dejar de triunfar por el temor a un fracaso”. Papa Francisco

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PLATANILLO	30
1.1 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO PLATANILLO	30
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO PLATANILLO	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna estratigráfica.	33
1.3.2 Estratigrafía.	35
1.3.2.1 Basamento.	35
1.3.2.2 Formación Caballos.	35
1.3.2.3 Formación Villeta.	35
1.3.2.4 Formación Rumiyaco.	37
1.3.2.5 Formación Pepino.	37
1.3.2.6 Formación Orteguaza.	38
1.3.2.7 Formación Orito-Belén.	38
1.3.2.8 Formación Ospina.	39
1.3.2.9 Formación Caimán.	39
1.3.3 Geología estructural.	39
1.3.4 Geología del petróleo.	40
1.3.4.1 Roca generadora.	40
1.3.4.2 Roca almacén.	40
1.3.4.3 Roca sello.	40
1.3.4.4 Sistema de entrapamiento.	40
1.3.4.5 Migración.	41
1.4 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN	42
2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES DE PRUEBA DE POZO IMPLEMENTADAS EN EL CAMPO PLATANILLO	44
2.1 MEDIDORES DE FLUJO CONVENCIONALES	44
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO CONVENCIONALES UTILIZADOS ACTUALMENTE	44
2.2.1 Medidor de flujo de turbina.	44
2.2.1.1 Factores que afectan el desempeño de una turbina.	46
2.2.1.2 Medidores tipo turbina convencional.	49
2.2.2 Separador trifásico horizontal convencional de prueba.	51
2.2.2.1 Secciones de un separador.	51
2.2.2.2 Sistema de control en el separador.	53
2.2.2.3 Partes externas de un separador.	53
2.2.2.4 Partes internas de un separador.	55

2.2.2.5	Procedimiento para poner en servicio un separador.	56
2.2.2.6	Procedimiento para sacar de servicio un separador.	57
2.2.2.7	Ventajas y desventajas de un separador horizontal.	57
2.2.3	Medición estática en tanques atmosféricos.	57
2.2.3.1	Cintas de medición.	58
2.2.3.2	Medición de nivel de producto a vacío.	60
2.2.3.3	Medición de nivel de producto a fondo.	62
2.2.3.4	Plomadas y varillas de medición.	63
2.2.3.5	Dispositivos electrónicos portátiles de medición manual de nivel (cinta electrónica de medición de nivel de producto) (PEGD).	64
2.2.3.6	Medición del nivel de producto y agua libre.	64
2.2.3.7	Exactitud de la medición.	66
2.2.3.8	Incertidumbre de las mediciones en un tanque.	66
2.2.3.9	Precauciones operativas.	66
3.	MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO SEGÚN EL MARCO LEGAL COLOMBIANO	68
3.1	PRINCIPIOS OPERACIONALES DE UN MEDIDOR MULTIFÁSICO	68
3.2	DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO	68
3.3	DIAGRAMA DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO	69
3.4	DESCRIPCIÓN DE INSTRUMENTOS Y EQUIPOS	71
3.4.1	Analizador de porcentaje de agua en crudo.	71
3.4.2	Medidor de flujo de líquido.	72
3.4.3	Medidor de flujo de gas.	73
3.4.4	Viscosímetro.	73
3.4.5	Medidor de gas atrapado (SONAR).	74
3.4.6	Válvulas de control.	74
3.5	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	75
3.6	CONDICIONES DE PROCESO ESTABLECIDAS	81
3.7	DESCRIPCIÓN DEL MARCO LEGAL DE COLOMBIA	83
4.	ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS Y COMPARACIÓN	87
4.1	SELECCIÓN DE POZOS	87
4.2	VERIFICACIÓN DEL ASEGURAMIENTO METROLÓGICO PARA LA MEDICIÓN	87
4.2.1	Objetivo para la medición multifásica (MPFM).	88
4.2.2	Alcance con la medición MPFM con respecto al protocolo.	89
4.2.3	Descripción de la tecnología MPFM.	89
4.2.4	Especificaciones de desempeño del medidor.	89
4.2.4.1	Intervalos de medición a condiciones de operación límite.	89
4.2.4.2	Incertidumbre de la medición.	90
4.2.5	Desempeño del medidor dentro del campo.	90
4.2.5.1	Envolvente de operación.	91
4.2.5.2	Sistemas de referencia para las pruebas.	93
4.2.5.3	Duración de las pruebas.	94

4.2.5.4	Facilidad de disposición para las mediciones.	94
4.2.5.5	Interventoría metrológica y aseguramiento de la medición.	94
4.2.5.6	Registro de calibración.	94
4.2.6	Ejecución de pruebas.	95
4.2.6.1	Cronograma de ejecución de pruebas de pozos.	96
4.2.6.2	Paso a paso de la ejecución de las pruebas.	97
4.2.6.3	Balance y condiciones.	99
4.3	RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE POZO	100
4.3.1	Generalidades.	100
4.3.2	Seguimiento y trazabilidad de la medición.	100
4.3.3	Descripción del proceso.	102
4.3.3.1	Diagrama de proceso de la operación de prueba de pozos.	102
4.3.3.2	Aseguramiento en la calidad de la medición.	112
4.3.3.3	Resultados gráficos pozos.	112
5. DESCRIPCIÓN DE LA ELABORACIÓN DE LA MACRO EN EXCEL PARA LA REPRESENTACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS POR EL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO		123
6. ANÁLISIS FINANCIERO		132
6.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	132
6.1.1	Escenario Actual.	133
6.1.2	Escenario Nuevo.	134
6.2	EVALUACIÓN FINANCIERA	135
6.2.1	Valor presente neto (VPN).	135
6.2.2	Flujo de caja.	136
6.2.2.1	Flujo de caja escenario actual.	136
6.2.2.2	Flujo de caja escenario nuevo.	137
6.3	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	138
CONCLUSIONES		139
RECOMENDACIONES		140
BIBLIOGRAFÍA		141
ANEXOS		145

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Coordenadas del área de explotación del Campo Platanillo	30
Tabla 2. Especificaciones técnicas del medidor multifásico	75
Tabla 3. Pozos probados por DINOPELROL en el Campo Platanillo	90
Tabla 4. Cronograma de ejecución de pruebas de pozos	96
Tabla 5. Estado de Calibración de los Instrumentos del Medidor MPFM ORINOCO	100
Tabla 6. Estado de Calibración de los Instrumentos de Medición y laboratorio de la Facilidad A	101
Tabla 7. Estado de Calibración de los Instrumentos de Medición y laboratorio de la Facilidad B	102
Tabla 8. Resultados de las pruebas con facilidad convencional	105
Tabla 9. Resultados de las pruebas Medidor MPFM ORINOCO	106
Tabla 10. Resultados de las pruebas Medidor MPFM ORINOCO vs Facilidades	109
Tabla 11. Análisis estadístico de la prueba	111
Tabla 12. Costos operacionales mensuales de equipo de prueba de pozo convencional	133
Tabla 13. Costos de operación mensual con medidor de flujo multifásico	134

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización del Campo Platanillo, Cuenca Putumayo	31
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Putumayo (Zona Sur)	34
Figura 3. Proceso de migración del petróleo	41
Figura 4. Medidor de turbina tipo convencional	45
Figura 5. Curva típica de cavitación para un medidor de turbina	48
Figura 6. Partes de un medidor de turbina convencional	50
Figura 7. Separador horizontal	51
Figura 8. Secciones de un separador	52
Figura 9. Partes de un separador trifásico horizontal	56
Figura 10. Medición de nivel a fondo	59
Figura 11. Medición de nivel a vacío	60
Figura 12. Plomadas y varillas de medición	63
Figura 13. Lectura del corte de agua en plomada de fondo	65
Figura 14. Medidor de flujo multifásico	69
Figura 15. Diagrama del medidor de flujo multifásico	71
Figura 16. Analizador de porcentaje de agua en crudo	72
Figura 17. Medidor de flujo laminar	72
Figura 18. Medidor de flujo tipo cuña	73
Figura 19. Medidor de viscosidad	74
Figura 20. Medidor de gas atrapado (SONAR)	74
Figura 21. Tuberías ASME A-106 Gr B, A-53 Gr. B ó API-5L GR. B	76
Figura 22. Bridas ASME A-105	76
Figura 23. Accesorios ASME A-234 Gr. WPB ó WPC ($\geq 2''$)	77
Figura 24. Empacadura 304SS spiral wound w/non-asbestos filler por API-601	77
Figura 25. Tornillos ASTM A193 Gr. B7	78
Figura 26. Espárragos ASTM A-193 Gr. B7	79
Figura 27. Tuerca Hex acabado normal, servicio pesado, ASTM A194 Gr. 2H	79
Figura 28. Tubos & Accesorios 1/4" all 316SS Tubing W/Swagelock Fittings	80
Figura 29. Vigas y Tubos de SKID ASTM A-36	80
Figura 30. Conexión 4" 300 ANSI RF	81
Figura 31. Serial Rs232 Ethernet	83
Figura 32. Envolvente de operación del medidor MPFM VOX-X4 (ORINOCO)	93
Figura 33. Diagrama de proceso de la operación de prueba de pozos con el medidor MPFM.	95
Figura 34. Medidor MPFM conectado en serie con el separador	103
Figura 35. Diagrama del separador al tanque de almacenamiento	104
Figura 36. Comparativo liquido total por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco	113
Figura 37. Diferencia liquido total por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco	114
Figura 38. Comparativo Aceite por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco	115
Figura 39. Diferencia aceite por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco	117

Figura 40. Comparativo GAS por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco	118
Figura 41. Diferencia gas por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco	120
Figura 42. Comparativo %BSW por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco	121
Figura 43. Diferencia %BSW por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco	122
Figura 44. Botones de accionamiento	123
Figura 45. Accionamiento (Cargar Datos)	124
Figura 46. Informe del medidor (DATA CRUDA)	125
Figura 47. Accionamiento (Resumen de datos)	126
Figura 48. Datos seleccionados	127
Figura 49. Accionamiento (Extraer Selección)	128
Figura 50. Flujo de caja escenario actual – prueba convencional	136
Figura 51. Solución VPN escenario actual	137
Figura 52. Flujo de caja escenario nuevo – prueba del medidor multifásico	137
Figura 53. Solución VPN escenario nuevo	138

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Histórico de producción del Campo Platanillo	43
Gráfica 2. Caudales y flujo de gas VS tiempo	129
Gráfica 3. Temperatura y presión VS tiempo	130
Gráfica 4. Corte de agua y viscosidad VS tiempo	131

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Tasa de flujo volumétrica	45
Ecuación 2. Número de Reynolds	46
Ecuación 3. Número de Reynolds (diferentes variables)	47
Ecuación 4. Contrapresión mínima requerida para evitar la cavitación	48
Ecuación 5. Cálculo de altura del producto	61
Ecuación 6. Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación del well testing y tanques	84
Ecuación 7. Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación de tanques (Aceite)	107
Ecuación 8. Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación de tanques (Líquido)	107
Ecuación 9. Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación de tanques (Gas)	108
Ecuación 10. Error absoluto entre la indicación del MPFM, la indicación de tanques (BSW)	108
Ecuación 11. Promedio aritmético	110
Ecuación 12. Desviación estándar de una muestra	110
Ecuación 13. Equivalencia entre tasas	135
Ecuación 14. Valor presente neto (VPN)	136

ABREVIATURAS

' : Feet (Pie).

” : Inch (Pulgada).

% : Porcentaje.

AGA: American Gas Association (Asociación Americana del Gas).

AFLOC: Acondicionador de Flujo Axial Compuesto – Separador de Vortex Axial

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

ANSI: American National Standards Institute (Instituto Nacional Americano de Estándares).

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).

°API: Degrees API (Grados API). Medida de densidad de un hidrocarburo en comparación con el agua.

API MPMS: API Manual of Petroleum Measurement Standards (Manual de Normas de Medición de Petróleo del Instituto Americano del Petróleo).

ASTM: American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Ensayos y Materiales).

Bbls: Barrels (Barriles)

BFPD: Barriles de fluido por día.

BOPD: Barriles de petróleo por día.

BPD: Barriles por día.

BSW (A&S): Basic Sediment And Water (Sedimento Básico y Agua), porcentaje de agua y sedimento básico contenidos en los Hidrocarburos Líquidos.

COP: Peso Colombiano.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

EBIT: Earnings Before Interest and Taxes (Ganancias Antes de Intereses e Impuestos).

EBITDA: Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (Ganancias Antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización).

°F: Degrees Fahrenheit (Grados Fahrenheit).

Ft: Feet (Pies).

Ft²: Square Feet (Pies Cuadrados).

GLR: Relación Gas-Líquido. Relación del gas producido con respecto a los líquidos producidos por el reservorio (petróleo y agua).

GOR: Gas-Oil Ratio. (Relación Gas-Petróleo).

GVF: Fracción de volumen de gas.

HC: Hidrocarburos.

HSEQ: Salud, Seguridad, Medio ambiente y Calidad.

In: Inch (Pulgadas)

In²: Square Inches (Pulgadas Cuadradas).

Km: Kilómetros.

Min: Minutos.

Mm: Milímetros.

MME: Ministerio de Minas y Energía.

MPFM: Multi Phase Flow Meter (Medidor de Flujo Multifásico).

MSCFD: Miles de pies cúbicos estándar por día.

OPEX: Operational Expenditures (Gastos Operacionales).

P&G: Pérdidas y Ganancias.

PEGD: Cinta electrónica de medición de nivel de producto.

PSI: Pounds-Force Per Square Inch (Libra-fuerza por pulgada cuadrada).

R.G.P: Relación Gas Petróleo. Relación Entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, medidos a condiciones de referencia (Pie cubico estándar / Barriles de Petróleo Netos).

RS: Relación Gas en Solución.

S: Segundo.

SBPD: Barril por día estándar.

SVA: Separador de Vortex Axial - Acondicionador de Flujo Axial Compuesto.

TIO: Tasa de Interés de Oportunidad.

TOV: Volumen Total Observado.

VPN: Valor Presente Neto.

GLOSARIO

ACONDICIONADOR DE FLUJO AXIAL (AFLOC) O SEPARADOR DE VORTEX AXIAL (SVA): cilindro compuesto por dos tubos concéntricos verticales: Una entrada de Flujo Multifásico y una carcasa tubular. La mezcla gas-líquido que circula por el tubo interior es puesta en rotación por medio de un generador de vórtice, dispuestos en el interior de esta. Al salir de la mezcla multifásica del generador de vórtice se forma una zona central ascendente que esencialmente contiene gas y otra zona anular exterior descendente que contiene líquido. El gas separado sale por la parte superior de la carcasa, y el líquido desciende y sale por la parte inferior del AFLOC; Mediante el generador se asegura la formación de un vórtice simétrico con respecto al eje del acondicionador y el arrastre de gas en el brazo de líquido del medidor.

AFORO: proceso mediante el cual se mide la altura de un líquido en un recipiente a condiciones estándares ($60^{\circ}\text{F} = 15^{\circ}\text{C}$ y $14,7 \text{ PSI} = 1 \text{ Atmosfera}$) y estáticas (Completo reposo).

AMBIENTE DELTAICO: consisten de sedimentos traídos a la línea de costa por los ríos. En la mayoría de los casos los sedimentos en la desembocadura de un río forman una protuberancia costera

AMBIENTE LACUSTRE: sedimentos ubicados en humedales y hábitats de aguas profundas situadas en una depresión topográfica o en el cauce de un río represado

AMBIENTES SEDIMENTARIOS: puntos geográficos de la superficie terrestre donde se acumulan los sedimentos, cada uno de estos se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales.

ANTICLINALES FALLADOS: pliegue cuyo núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas con una presencia de falla en su estructura Aproximadamente 70%. Su poder calorífico varía entre 8,4 y 30 mj/kg. Se diferencian uno más rico en carbono (lignito negro) y otro de menos rico (lignito pardo).

ARCILLOLITAS: roca compacta, formada por partículas del tamaño de la arcilla.

ARENISCAS: roca consolidada, en la que el tamaño de grano varía entre 0,062 y 2 mm. Al ser la sílice el material más perdurable por su resistencia mecánica y química, la mayor parte de ellas están mayoritariamente compuestas por granos silíceos.

ASEGURAMIENTO METROLÓGICO: conjunto de actividades enfocadas a garantizar los resultados de la medición dentro de los límites de incertidumbre requeridos para el fin previsto.

ASIMETRÍA: carencia de proporcionalidad e igualdad.

BARRIL DE PETRÓLEO: unidad de medida de volumen, normalmente utilizada para hidrocarburos líquidos que consta de cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, reportada normalmente a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60°F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta).

BASAMENTO: conjunto de rocas que se sitúa bajo una cobertera sedimentaria y se comporta de manera competente durante la deformación cortical.

BLOW OUT: (reventón – apagar) esta palabra en el contexto de la envolvente para un SVA, se refiere a el límite operativo del equipo, punto en el que a determinadas condiciones el separador de vortex axial deja de funcionar o deja de medir.

BUZAMIENTO: ángulo que un plano forma con la horizontal, medido en una dirección perpendicular al rumbo del plano.

CABALGAMIENTO: falla inversa de ángulo bajo.

CALIBRACIÓN: operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.

CALIDAD: se refiere a la capacidad que posee un objeto para satisfacer necesidades implícitas o explícitas según un parámetro.

CALIZAS: roca sedimentaria cuyo origen puede ser predominantemente biológico, químico o mixto. La variedad pura tiene, al menos, un 95% de CaCO₃; la corriente, por lo menos un 50%; de los componentes restantes, el más frecuente y dominante es el carbonato de magnesio, y los accesorios son silicatos o productos de su alteración, como arcillas, sílice, y también piritita y siderita.

CAMPO: área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos.

CARBONÍFERO: división de la escala temporal geológica, es el período de la era paleozoica.

CAUDAL: flujo volumétrico o volumen que pasa por un área determinada en una unidad de tiempo específica.

CLASTOS: fragmento de un mineral, una roca o un fósil, que está incluido en una roca, formando parte constitutiva de ella.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación en vertical de las distintas formaciones que existen en una determinada área.

CONDICIONES ESTÁNDAR: corresponde a la temperatura de quince grados y cincuenta y seis centésimas de grados Celsius (15,56°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F); y a la presión de ciento un mil trescientos veinticinco pascales unidades de presión absoluta (101.325 Pa), equivalente a catorce coma seiscientos noventa y seis libras por pulgada cuadrada absoluta (14,696 Psia), para hidrocarburos líquidos.

Para el gas natural corresponde a la temperatura de quince grados y cincuenta y seis centésimas de grados Celsius (15,56°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F); y a la presión de ciento unos mil ocho pascales en unidades de presión absoluta (101.008 Pa), equivalente a catorce coma sesenta y cinco libras por pulgada cuadrada absoluta (14,65 Psia).

CONGLOMERADOS: roca sedimentaria constituida, en más de un 50%, por elementos detríticos redondeados de más de 2 mm de diámetro y trabados por un cemento o una matriz detrítica fina.

CONTROL: comprobación o inspección de alguna operación o evento. Limitación o verificación del mismo. Supervisión de lo realizado por otros.

CRETÁCEO: división de la escala temporal geológica, es el tercer y último período de la era mesozoica.

CUENCA: depresión en ciertas partes de la tierra en las que se produce acumulación de sedimentos asociada a la subsidencia litosférica.

DATA CRUDA: data que es adquirida en su formato original.

DÍA: periodo de veinticuatro (24) horas que se inicia a las cero horas (00:00) y termina a las veinticuatro horas (24:00).

DISCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en la que no guarda paralelismo la estratificación de los materiales infra-yacentes y supra-yacentes.

DOMOS: estructuras geológicas que se caracterizan porque los buzamientos de sus capas divergen a partir de un punto central en todas las direcciones.

ENTRAMPAMIENTO: acumulación de hidrocarburos en ciertas rocas del subsuelo que por sus propiedades físicas y configuración les impiden continuar su desplazamiento hacia la superficie.

ENVOLVENTE DE OPERACIÓN: descripción del desempeño esperado en un medidor multifásico en caudales del líquido y gas, fracción de volumen de gas y relación agua-líquido.

FACILIDAD: conjunto de equipos y elementos por medio de los cuales se realiza el proceso de recolección, separación, tratamiento, almacenamiento, fiscalización y entrega de los fluidos de producción de los pozos.

FACTOR DE CALIBRACIÓN DEL MEDIDOR: relación entre el volumen bruto medido, utilizando un sistema de calibración, y el volumen registrado por un medidor de fluidos durante una prueba de calibración.

FALLA: fractura o zona de fracturas a lo largo de cuya superficie se produce un desplazamiento relativo de los dos bloques (labios) en que quedan divididas las rocas afectadas.

FALLA INVERSA: falla inclinada cuyo bloque elevado es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque elevado.

FALLA NORMAL: falla cuyo bloque elevado es el inferior y su superficie buza hacia el bloque hundido.

FLANCO: parte de un pliegue situada entre la línea de charnela y la línea de inflexión.

FLUJO DE CAJA: hace referencia a las salidas y entradas netas de dinero que tiene una empresa o proyecto en un período determinado.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica con límites definidos y características litológicas propias.

HIDROCARBURO: compuesto orgánico constituido principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que lo acompañan o se derivan de ellos.

INCERTIDUMBRE: parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza.

LITOLOGÍA: ciencia que estudia las rocas, especialmente su tamaño de grano, el tamaño de las partículas y sus características físicas y químicas.

MAGNAS SIRGAS: marco geocéntrico nacional de referencia.

MEDICIÓN: comparación contra el patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

MEDICIÓN DE REFERENCIA: cuantificación del volumen masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros sistemas de medición con menor incertidumbre de medida, cuya finalidad es establecer los principios para determinar los valores producidos.

MEDICIÓN DINÁMICA: acto mediante el cual se determina la cantidad y calidad de hidrocarburos en movimiento mediante uno o varios instrumentos de medición, cumpliendo con las normas y estándares definidos en la resolución citada en este documento.

MEDICIÓN ESTÁTICA: acto mediante el cual se determine la cantidad y la calidad de los hidrocarburos líquidos contenidos en tanques de almacenamiento en estado de reposo, siguiendo las normas y estándares definidos en la resolución citada en este documento.

MEDIDOR: equipo utilizado por sí solo o en conjunto con equipos auxiliares para hacer mediciones de una determinada magnitud o dimensión con base en un principio de medición.

MENSURANDO: magnitud que se desea medir.

MONOCLINAL: pliegue con un flanco corto y fuerte buzamiento que enlaza dos flancos planos de tendencia horizontal.

OPERADOR: persona jurídica que realiza las operaciones objeto de un contrato o convenio suscrito con Ecopetrol S.A. o la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o quién haga sus veces para la exploración explotación de hidrocarburos en el país, en virtud del cual lleva a cabo operaciones de medición y determinación de volúmenes de los hidrocarburos, directamente o por medio de un tercero especializado.

PETRÓLEO: mezcla de hidrocarburos existente en una fase líquida a condiciones del yacimiento y que permanece líquido a condiciones normales de presión y temperatura en superficie, así como las impurezas contenidas en él.

PIE CÚBICO ESTÁNDAR: medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14,65 lb/pulgada² y a una temperatura de 60°F.

PIE CÚBICO NORMAL: medida para determinar el volumen de gas contenido en un pie cúbico condiciones estándar.

PIEDEMONTES: región de relieve predominantemente plano y poco inclinado que se sitúa al pie de una montaña, o de un macizo montañoso, constituida por superficies de erosión y, sobre todo, por glacis y abanicos aluviales.

PLACA O PLATINA DE ORIFICIO: placa metálica circular con un orificio calibrado, colocado en una tubería a través de la cual pasa el fluido, utilizada para la medición del gas.

PLATAFORMA: estructura de grandes dimensiones cuya función es extraer hidrocarburos de los yacimientos.

PLEGAMIENTOS: fenómeno geológico que puede producirse a cualquier escala geológica y cuyo efecto es la formación de pliegues en los materiales a los que afecta. En la mayor parte de los casos, es consecuencia de compresión e implica un acortamiento.

PLIEGUES ASIMÉTRICOS: pliegue cuyas superficies plegadas son asimétricas respecto al plano axial.

POZO: obra especializada de la ingeniería de petróleos consistente, en un hueco perforado a través del subsuelo, con el objetivo de conducir los fluidos de un yacimiento a superficie.

PROTOCOLO: documento o una normativa que establece cómo se debe actuar en ciertos procedimientos.

PUNTOS DE MEDICIÓN OFICIAL: puntos aprobados por el ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a condiciones estándar, para efectos de determinar los volúmenes de petróleo y gas base para el cálculo de las regalías.

RESERVORIO: formación de roca sedimentaria porosa y permeable cubierta por una capa de roca impermeable a través de la cual no pueden pasar líquidos o gases.

RESULTADO DE MEDIDA: conjunto de valores de una magnitud atribuidos a un mensurando, acompañados de cualquier otra información relevante disponible. El resultado de una medición se expresa generalmente como un valor medido único y una incertidumbre de medida.

RUMBO: ángulo medido en un plano horizontal, entre una línea y la dirección nortesur de un sistema de coordenadas planas. Este ángulo adquiere valores entre 0 y 90°.

SEDIMENTACIÓN: proceso de formación o acumulación de sedimentos.

SEPARADOR: cilindro de acero que se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, gas y líquido (aceite y agua).

SUBSIDENCIA: hundimiento progresivo del fondo de una cuenca sedimentaria, que permite la acumulación de grandes espesores de sedimentos durante un intervalo de tiempo prolongado.

TABLA VOLUMÉTRICA: tabla que indica el volumen contenido en un tanque para cada nivel de llenado.

TEMPERATURA: magnitud física que indica la intensidad de calor o frío de un cuerpo, de un objeto o del medio ambiente.

TRAMPA: zona de una roca almacén (porosa y permeable) en la que se acumulan hidrocarburos.

TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS: trampa que permite la acumulación de hidrocarburos, sin necesidad de que exista una deformación estructural.

TRAMPAS ESTRUCTURALES: trampa que permite la acumulación de hidrocarburos gracias a una deformación estructural (pliegues, fallas, o ambos).

TRAZABILIDAD: propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida.

VERIFICACIÓN: aportación de evidencia objetiva de un determinado equipo instrumento procedimiento proceso o sistema, que satisface requerimientos previamente especificados.

VISCOSIDAD: resistencia que tienen ciertas sustancias para fluir.

VOLUMEN MUERTO: es el volumen mínimo de hidrocarburos líquidos y de agua requerida para que permanentemente se viabiliza la operación de una facilidad como mediante el llenado de líneas de tubería, vasijas, tanques que están ubicados entre la boca del pozo y el punto de medición oficial. El volumen muerto incluye igualmente el volumen que permanece inmóvil durante la evaluación y la explotación del campo en algunas partes internas de sus facilidades, equipos o tubería, y que debe ser sometido a tratamiento para poder ser fiscalizado durante las etapas de evaluación explotación de cada campo.

RESUMEN

Título: EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO EN LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE CAUDALES EN TIEMPO REAL PARA LA PRUEBA DE POZOS EN EL CAMPO PLATANILLO.

El presente trabajo se desarrolló gracias a la colaboración de la empresa Dinopetrol Service S.A.S., donde se recopila información de los equipos de medición estática y dinámica utilizados actualmente en el campo e información del medidor de flujo multifásico como equipo para la prueba de los pozos del Campo Platanillo. Esto se hace con el fin de evaluar técnica y financieramente el uso de un sistema de medición de flujo multifásico para la adquisición de datos de caudales en tiempo real en la prueba de pozos, lo cual da solución a la principal problemática de capacidad de almacenamiento de cada una de las fases producidas en los tanques para su respectiva medición.

Inicialmente se realizó la descripción de las generalidades del Campo Platanillo, de los equipos convencionales usados actualmente para la prueba de los pozos y del medidor de flujo multifásico a ser implementado, el cual debe cumplir la normatividad legal vigente de Colombia. Posteriormente, se realizó la implementación del medidor multifásico en campo para comparar su funcionamiento con los equipos utilizados actualmente.

Los resultados de las pruebas obtenidas por los equipos convencionales y el medidor de flujo multifásico fueron comparados para verificar la eficiencia del equipo implementado para la prueba de pozos en el campo.

Con los datos obtenidos del medidor de flujo multifásico, se elaboró una macro en Excel, la cual permite visualizar de manera rápida los datos adquiridos de cualquier pozo del Campo Platanillo. La cual permite a los ingenieros de campo visualizar de forma rápida e ilustrativa los caudales producidos por un pozo seleccionado en tiempo real, sus respectivas condiciones de presión y temperatura, viscosidad en línea y corte de agua.

Finalmente se analiza la viabilidad financiera del proyecto expuesto mediante la metodología del Valor Presente Neto, identificando el escenario más conveniente para la compañía Operadora Amerisur.

Palabras Clave: medición flujo multifásico, capacidad almacenamiento, prueba pozos, caudales tiempo real, Campo Platanillo.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el Campo Platanillo emplea medidores de flujo convencionales para la obtención de tasas de petróleo, gas y flujo de agua provenientes de la línea de producción, los cuales se ven afectados por factores operacionales y logísticos que dificultan la obtención de datos de caudales en tiempo real en un sistema estándar convencional para la prueba de pozos, por dimensionamiento de los equipos, su dificultad en la movilización y ubicación, la conexión a la línea de prueba es de difícil acceso o en algunos casos inaccesible y la obtención de datos de forma estática genera inexactitud en los mismos.

Debido al crecimiento que ha tenido el campo a lo largo de su vida de producción, se ve un desarrollo significativo en las facilidades de producción del mismo, lo cual no se tiene previsto en su diseño inicial y ocasiona que la conexión de las líneas de prueba de los pozos existentes se vean afectadas por problemas en el dimensionamiento de los equipos de medición de flujo convencionales, de tal forma que, la única manera de medir las tasas de producción de cada una de las fases es por medio de la medición estática, lo cual genera una inadecuada estimación en la producción del campo debido a la inexactitud que se presenta en este método de medición y por la falta de capacidad de almacenamiento en estos tanques.

Esta problemática debe ser remediada debido a que genera un aumento en los costos en los servicios de prueba de pozo. Además, en las locaciones donde se dificulta la conexión a las líneas de prueba y se utiliza el sistema de medición estático, se tiene una generación de datos irrelevantes tanto para el área de yacimientos como para la ANH debido a que no son datos representativos de la producción del campo por la capacidad de almacenamiento de los tanques de prueba, lo cual dificulta el análisis detallado de los datos para la determinación de trabajos posteriores que se deben realizar al campo.

Lo que ha llevado a evaluar una alternativa que optimice sus procesos de medición por medio de un probador multifásico, que sea confiable y económicamente viable.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico financieramente el uso de un sistema de medición de flujo multifásico en la adquisición de datos de caudales en tiempo real para la prueba de pozos en el Campo Platanillo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Platanillo ubicado en la Cuenca del Putumayo.
2. Describir las generalidades de las operaciones de prueba de pozos con medidores de flujo convencionales implementadas en el Campo Platanillo.
3. Especificar los fundamentos de las operaciones de prueba de pozos con el medidor de flujo multifásico según la normatividad legal vigente de Colombia.
4. Implementar el medidor multifásico para la prueba de pozos en el Campo Platanillo para el análisis de los datos obtenidos por medio del equipo con respecto a los medidores de flujo convencionales.
5. Realizar una macro en Excel a partir de la información obtenida por el equipo de medición multifásica.
6. Evaluar la viabilidad financiera del sistema de medición de flujo multifásico mediante el indicador valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PLATANILLO

En este capítulo se describen las principales características y propiedades del Campo Platanillo, además de los aspectos más relevantes asociados a su localización, historia y características de producción; incluyendo dentro del primer aspecto una breve descripción de la Cuenca del Putumayo.

1.1 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO PLATANILLO

El Campo Platanillo está ubicado al interior del Bloque Platanillo, este campo se encuentra 28 km al oriente del municipio de Puerto Asís (Putumayo), ocupando áreas de las veredas La Rosa, Alea, Sevilla, Sinaí-Baldío, Bajo Mansoyá, Camelias, Peneya, Kanakas y Monte Verde. Este bloque se encuentra en la cuenca del Putumayo y abarca un área de aproximadamente 143,41 kilómetros cuadrados.¹

En la **Tabla 1** se relacionan las coordenadas Magna Sirgas (origen Bogotá), que enmarcan el polígono de interés.

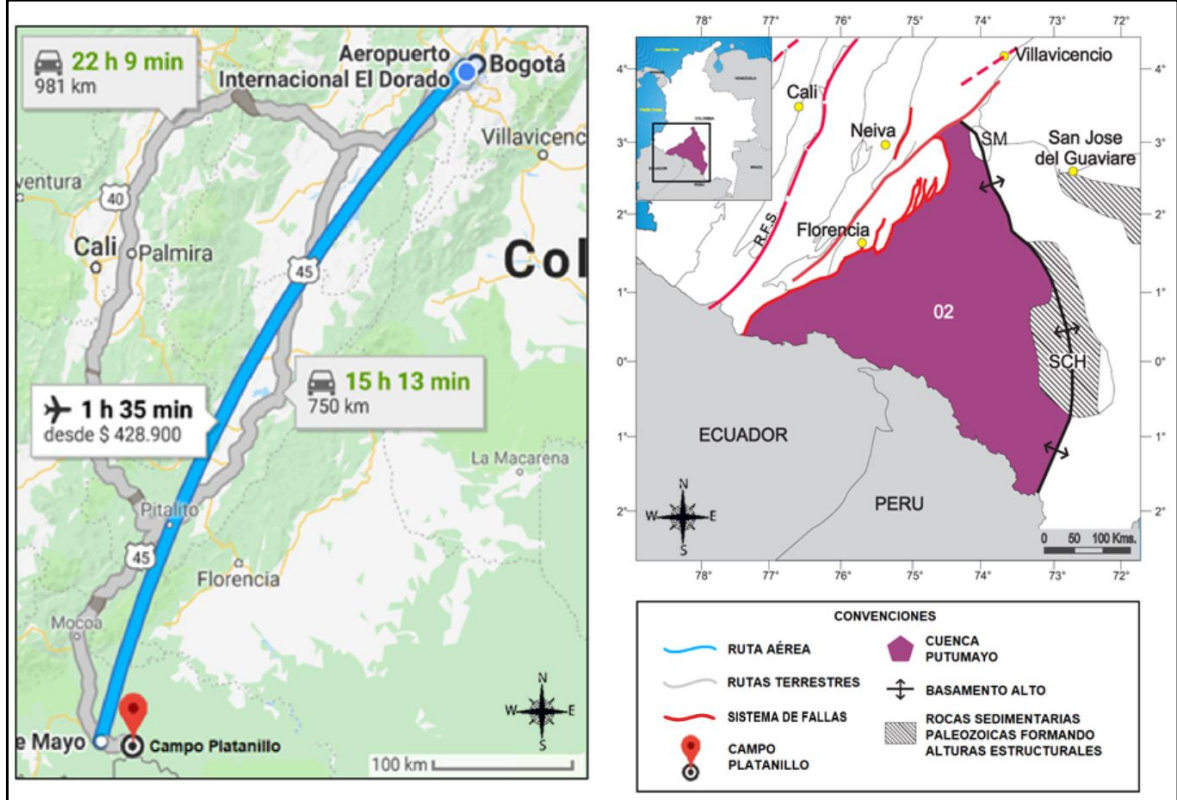
Tabla 1. Coordenadas del área de explotación del Campo Platanillo

Vértice	Coordenadas (Magna Sirgas – Origen Bogotá)	
	Este	Norte
A	754.743,45	547.926,37
B	754.532,52	540.397,96
C	753.851,39	540.397,96
D	753.092,31	539.204,28
E	752.574,92	539.032,92
F	752.196,80	539.665,53
G	752.565,76	549.148,21
El límite desde el vértice G hasta el vértice A, avanza paralelo al cauce del río Piñuña blanco (Juanambú)		
ÁREA TOTAL DE EXPLOTACIÓN = 1.992,16 HA		

Fuente: COLOMBIA. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución número 00453. (02, abril, 2018). Por la cual se modifica una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones. Bogotá, D.C., 2018. p. 1-472.

¹ COLOMBIA. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución número 00453. (02, abril, 2018). Por la cual se modifica una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones. Bogotá, D.C., 2018. p. 13.

Figura 1. Mapa de localización del Campo Platanillo, Cuenca Putumayo



Fuente: elaboración propia con base en Agencia Nacional de Hidrocarburos, Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. [citado el 19 de marzo de 2019].

Como se muestra en la **Figura 1**, para llegar a la ubicación del Campo Platanillo existen dos opciones. La primera es tomar un vuelo directo desde Bogotá, hasta Puerto Asís (Putumayo), cuya duración es de aproximadamente una hora y media, y luego desplazarse por carretera hasta el campo. La segunda consiste en viajar directamente por carretera desde Bogotá por dos rutas diferentes, unas de ellas es por la ruta 45 vía Neiva – San Agustín y el segundo trayecto es por la ruta 40 vía Ibagué – Cali, con tiempos de viaje entre 15 y 22 horas respectivamente.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO PLATANILLO

Según Amerisur², la historia del Campo Platanillo fue: dicha empresa y Ecopetrol firmaron en junio de 2007 un Jointventure en el que se entregó el 60% de los derechos del Campo Platanillo a la Compañía Amerisur. Anteriormente, este porcentaje le pertenecía a la Compañía Repsol. Después de firmar este convenio se perforaron los Pozos Platanillo-1 y Platanillo-2, durante el Jointventure con Ecopetrol. Para el año 2009, en septiembre, Amerisur obtuvo el 40% restante del

² AMERISUR. Gerencia de Proyectos. Bogotá. 2014

contrato de concesión con Platanillo en el Putumayo, con esto pasó a controlar el 100%.³ En el área de interés inicialmente se realizó la perforación del pozo Alea-1 (Productor), del Platanillo-2 (Productor) en la “Plataforma A”, ubicada en la vereda Alea, y el pozo Platanillo -1 (No Productor) en la “Plataforma 1N”.

El pozo Alea-1, fue perforado por la empresa Ecopetrol S.A. entre el 26 de agosto y el 24 de septiembre de 1988, este pozo fue cerrado por la falta de infraestructura para la evacuación de crudo, siendo no comercial en su momento. Más adelante, dentro del alcance de un programa de evaluación que ejecutó Ecopetrol en el 2007, el pozo fue intervenido entre el 25 de septiembre y el 5 de octubre de 2007, con el objeto de moler un tapón de cemento, re-cañonear el intervalo entre 8.028 y 8.033 pies (Unidad Arena U Inferior, Fm Villeta), bajar completamiento e instalar cabezal del pozo.

Posteriormente, se perforó el pozo Platanillo-1, entre el 5 y el 27 de septiembre de 2007 y fue oficialmente abandonado el 3 de octubre de 2007, sin reporte de realización de pruebas. El pozo Platanillo-2 fue perforado entre el 19 de octubre y el 18 de noviembre de 2007 y fue completado para producir de la unidad U inferior.

Los resultados obtenidos en el periodo del programa de evaluación previsto cumplieron con sus objetivos fundamentales. Lo anterior permitió formalizar la decisión incondicional de explotar comercialmente el descubrimiento. Amerisur emitió el aviso oportunamente a la ANH como Operador el 11 de junio de 2009.

Los Pozos Alea-1R y Platanillo-2 fueron re-activados en producción el 18 y 24 de octubre de 2009 respectivamente. Lo anterior dada la ampliación del permiso de Prueba Extensa de Producción hasta el 31 de enero de 2010 otorgada por el Ministerio de Minas y Energía, periodo en el cual se obtendría de este mismo Ministerio la autorización para el Inicio de Explotación y, por otro lado, del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), la Licencia Ambiental Global para la explotación.

Durante el año 2010, dentro de los trabajos especiales realizados en el campo se puede mencionar el re-cañoneo de las arenas U inferior en los pozos Platanillo-2 y Alea-1R con resultados positivos para la producción del campo. Así mismo dentro de los hechos destacados estuvo la adquisición de una sísmica 3D multicomponente en la totalidad del bloque, actividad que fue desarrollada por la Empresa CGL entre los meses de septiembre y diciembre de 2010.

En el año 2011 se continuó con la producción del campo en los dos pozos Alea-1R y Platanillo-2, producción proveniente de la Arena U inferior. Paralelamente se

³ CONCENTRA INTELIGENCIA EN ENERGIA. Británica Amerisur anuncia que el Campo Platanillo, en Putumayo, produce 7.100 barriles por día. [En línea]. Bogotá. Junio 2.013. [citado el día 1 de abril de 2014]. Disponible en internet: <http://www.concentra.co/index.php?option=com_k2&view=item&id=882:brit%C3%A1nica-amerisur-anunci%C3%B3-que-el-campo-platanillo-en-putumayo-produce-7100-barriles-por-d%C3%ADa&Itemid=113>.

trabajó en el procesamiento e interpretación de los trabajos sísmicos, identificando las mejores posiciones de perforación de la estructura Platanillo.

En el año 2012, se perforaron los pozos de desarrollo Platanillo-3, Platanillo-4, Platanillo-5 y Platanillo-9, adicionalmente, con previa autorización del MME, se realizaron pruebas extensas en el pozo Platanillo 2, para a la arena “N” de la Formación Villeta, para lo cual, el 12 de febrero de 2012, se cerró el pozo con la siguiente producción de la Formación Villeta arena “U”: 212 BFPD, los cuales corresponden a 29 BOPD y 18 MSCFD; y se inició una intervención para habilitar la producción de la arena “N” en la misma formación. El 22 de marzo del mismo año, se da inicio a la producción del pozo con crudo de 18°API de la arena “N”, con una producción inicial de 789 BFPD, los cuales corresponden a 495 BOPD y 22 MSCFD. Las pruebas extensas, se realizaron hasta noviembre 6 de 2012, fecha en la cual se cierra el pozo, debido a baja rentabilidad económica, la producción final fue: 88 BFPD, los cuales corresponden a 20 BOPD y 7 MSCFD.

Durante la vigencia 2013, se dio continuidad a la campaña de perforación. Durante esta vigencia se habilitaron las plataformas “Plataforma Sur 5” y “Plataforma 3N” en los meses enero y noviembre respectivamente.

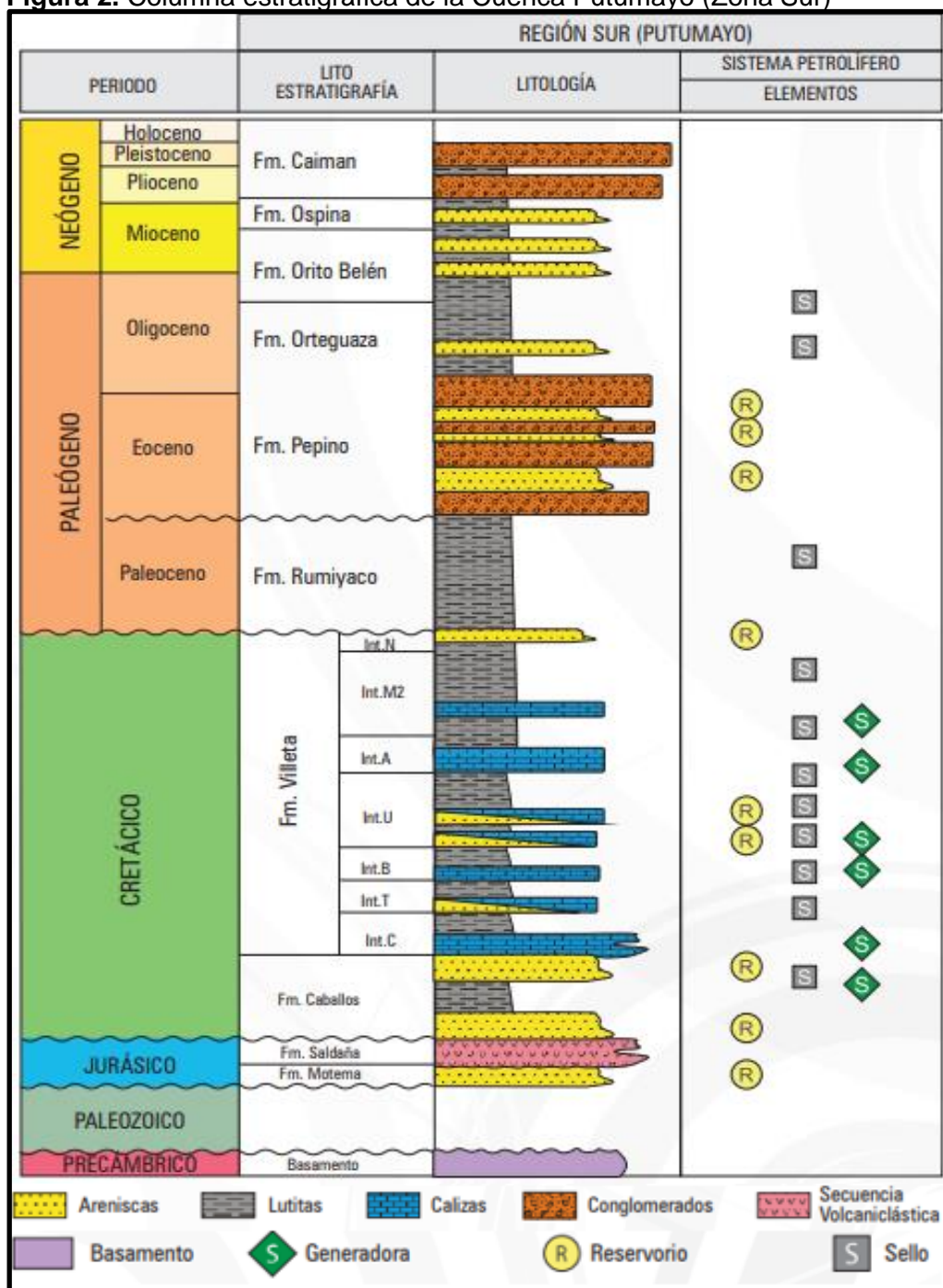
Otro evento importante por mencionar es la suspensión de producción del pozo Alea-1R el 21 de enero de 2013, por razones de baja rentabilidad económica (la producción final del pozo fue: 183 BFPD, los cuales corresponden a 72 BOPD y 29 MSCFD) y su posterior abandono el 1 de abril de 2013, para para perforar el pozo Alea-1RST1. El pozo Platanillo-2 también fue abandonado, el 5 de junio de 2013 y se perforó el pozo Platanillo-2ST1.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección, en primer lugar, se mostrará la columna estratigráfica de la Cuenca del Putumayo, a continuación, se mostrará la geología estructural de la cuenca y por último se hablará de la geología del petróleo, describiendo el proceso de entrapamiento y migración del mismo.

1.3.1 Columna estratigráfica. A continuación, puede evidenciarse en la **Figura 2** la columna estratigráfica de la Cuenca del Putumayo.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Putumayo (Zona Sur)



Fuente: COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Presentaciones Y Poster Técnicos. Ronda Colombia 2010. Tipo 1 (PDF). Bogotá, D.C., 20 de noviembre de 2009. p. 1-24.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se detallarán las características generales y mineralógicas de las unidades litológicas correspondientes a la columna estratigráfica, mostrada en la **Figura 2**, en orden cronológico de depositación desde la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Basamento. El basamento está compuesto de abundantes fragmentos de rocas ígneas de color gris claro, verde a verde pálido, crema y feldespato rosados y blancos, los fragmentos son angulares. En la parte superior las rocas volcánicas son blancas, gris claras, blandas a moderadamente firmes y hacia la base gris oscuras, cristalinas y duras.⁴

1.3.2.2 Formación Caballos. Compuesta por un paquete masivo de Arenas translúcida, cuarzosa, grano muy grueso a grueso, ocasionalmente fino a medio, subangular a angular, localmente subredondeado, pobre selección, ocasionalmente con mancha visible de aceite pardo oscuro a negro. Hacia el tope aparecen unas Areniscas translúcida, cuarzosa, grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangular a subredondeado, regular selección, cemento calcáreo, buena porosidad visible.⁵

1.3.2.3 Formación Villeta. Esta Formación ha sido subdividida de manera informal de acuerdo a su composición litológica. Está constituida por intercalaciones de Lutitas, Areniscas y Calizas. Para el área del prospecto, es muy factible que los niveles arenosos no se presenten o su desarrollo sea muy pobre; sin embargo, se describen de manera general, como se presentan hacia el norte de la cuenca.⁶

- **Lutitas.** Compuesto por un paquete masivo de Lutitas con algunos niveles de Caliza hacia la parte superior. La Lutita es de color gris oscura a gris verdoso, gris medio a ocasionalmente gris claro, moderadamente firme, fisil a subfisil, astillosa, localmente limosa, ligeramente calcárea, localmente con inclusiones de materia orgánica, micropirítica. La Caliza es micrítica de color blanco a crema, parda clara, menor blanda, moderadamente dura.

- **Calizas “M1” Nivel -1.** Intervalo compuesto de calizas color gris oscura a gris claro, blanca amorfa, ocasionalmente gris medio, moderadamente dura, menor blanda, blocosa, localmente con inclusiones glauconíticas hacia la base con algunos niveles lutíticos gris oscuros, moderadamente firmes a duros, subfisiles, subastillosos, sublaminares hacia la base. Se encuentran trazas de pirita y Calcita a través de todo el intervalo.

⁴ Informe Ejecutivo Semestral. Primer Semestre 2011 – GTEC.

⁵ Ibid.,

⁶ Ibid.,

- **Calizas “M2” Nivel -2”**. Sección compuesta principalmente por calizas muy similares a las anteriores, blanca a crema, gris clara localmente moteada de blanco, menor gris oscura, micrítica, blandas a duras, ocasionalmente gris verdosas, sublaminares y subastilloso.
- **Areniscas “M2” Nivel - 3”**. Las areniscas son de cuarzo, blancas, gris medio, translúcidas, con inclusiones de glauconita, de grano muy fino a fino, ocasionalmente gris oscura, calcárea, matriz arcillosa, muy friable, subangular a subredondeada, de regular a buena selección.
- **Calizas “A” Nivel -4”**. Las calizas son crema, gris clara, blanca blocosa y amorfa, ocasionalmente gris oscura con inclusiones de glauconita, en ocasiones parda clara micrítica, moderadamente dura a dura. Se encuentran trazas de arenisca, pirita y Calcita.
- **Arenisca “U” Superior, Nivel – 5**. Esta sección es predominantemente arenosa con un pequeño nivel de carbón. La Arena de cuarzo es translúcida, grano muy fino a medio, ocasionalmente grueso, subangular a subredondeado, regular a pobre selección, cuarzosa. La Arenisca es blanca, translúcida, friable, grano fino a medio, menor grueso, subangular a subredondeado, regular a buena selección, cuarzosa, cemento ligeramente calcáreo, pobre porosidad visual, localmente glauconítica. El Carbón es negro, brillante, moderadamente duro, fractura subconcoidal, irregular (Antracita).
- **Arenisca “U” Inferiores, Nivel – 6**. Arena Translúcida, grano fino a medio, ocasionalmente gruesa, cuarzosa, subredondeada a subangular, pobre selección. Arenisca de color blanca, ocasionalmente con inclusiones de glauconita, friable, localmente medio gris, grano muy fino a fino, ocasionalmente gruesos, subredondeados a subangular, pobre a regular selección.
- **Calizas “B” Nivel 7**. Intervalo compuesto esencialmente por Calizas de color gris oscuro a gris medio, ocasionalmente gris clara con inclusiones de glauconita, y pirita, localmente micrítica, blanda amorfa, y algunas parda clara con inclusiones de glauconita, moderadamente dura.
- **Arenisca “T”**. Las arenas de este intervalo son de cuarzo translúcidas, grano muy grueso a grueso, medio y ocasionalmente fino, subangular a angular y pobre selección. Las areniscas son blancas, moderadamente apretada, grano muy fino a fino, subredondeado a subangular, pobre porosidad visual.
- **Calizas “C” Nivel -9**. Intervalo compuesto de Calizas con algunas intercalaciones de Lutitas. Las Calizas son de color crema, blanca, parda clara, gris clara, moderadamente dura a blanda, ocasionalmente con inclusiones glauconíticas, micrítica, arenosas. La Lutita es similar a las anteriores de color gris

oscuro, subfísil a blocosa, moderadamente firme a firme, subastillosa, limosa, ligeramente calcárea, carbonosa.

1.3.2.4 Formación Rumiyo. Compuesta principalmente por Arcillolitas y algunos niveles de Limolitas y Arenas hacia la parte superior de la Formación. Las Arcillolitas son predominantemente de color pardo rojizo a parda, menor gris clara, parda amarillenta, gris muy clara, púrpura, amarilla, blanca, moderadamente firme a blanda, blocosa, bien consolidada, algunas veces limosa, localmente hacia la base se presentan blandas, solubles, gomosas y ligeramente calcárea. La limolita es parda a parda rojiza, parda oscura, ocasionalmente gris verdosa, localmente moteada de gris claro, moderadamente firme a firme, en bloque, arenosa, en parte soluble y ligeramente calcárea. La Arenisca es gris medio claro a gris clara, blanca, de grano fino a muy fino, subangular, buena selección, matriz arcillosa, apretada, pobre porosidad visual, compuesta por cuarzo ligeramente calcárea.⁷

- **Miembro Kg.** Hacia la base de esta Formación se presenta unas arenas translúcidas, de grano fino a muy fino, subangular a subredondeado, regular a pobre selección, cuarzosas, cuya parte basal determina el contacto con la infrayacente Formación Villeta. Trazas de Calcita y pirita son comunes en toda la sección. Esta parte basal de la Formación Rumiyo se ha denominado informalmente Miembro Kg.

1.3.2.5 Formación Pepino. Esta formación puede ser subdividida en tres niveles como se observa a continuación⁸:

- **Nivel Superior.** Son intercalaciones de areniscas usualmente con manifestaciones de hidrocarburos, Arcillolitas, Limolitas y pequeños niveles conglomeráticos, principalmente de chert. Las areniscas superiores son productoras en el Campo Orito (Putumayo). La arena es translúcida, limpia, de grano fino a medio, ocasionalmente grano grueso, ocasionalmente muy gruesos, subredondeados, de regular sorteamiento, cuarzosa. La arenisca es gris claro medio a gris oscura, blanca, moderadamente consolidada a friable, grano fino a medio, subangular a subredondeada, buen sorteamiento, con matriz ligeramente arcillosa, pobre porosidad visual, localmente con glauconita, e inclusiones de material carbonoso. La Arcillolita es de color gris medio claro, ocasionalmente gris oscura, parda rojiza, en menor proporción amarilla oscura, rojo ladrillo, blanca moteada de ocre, blocosa, localmente limosa, ocasionalmente blanda, aunque en ocasiones es gomosa, localmente soluble. El conglomerado está compuesto por 60% de Chert: blanco, ahumado, gris claro, menor pardo claro, angular, fractura concoidal y 40% de Cuarzo, translúcido, hialino, gris claro, blanco lechoso, grano muy grueso a guijarroso, angular, pobre sorteamiento.

⁷ Ibid.,

⁸ Ibid.,

- **Nivel Medio.** Este nivel es predominantemente arcilloso; estas son principalmente pardas rojizas, pardo amarillento, gris claro, menor púrpura, blanco, amarillo, gris verdosa, moderadamente blanda a moderadamente firme, blocosa, masiva, localmente limosa y ferruginosa. Muy ocasionalmente niveles arenosos, translúcidos, o rojos debido a procesos de oxidación, grano muy fino a fino, ocasionalmente grano medio, subangular a subredondeado, buen sorteamiento y cuarzosa.

- **Nivel Inferior.** Compuesto por un grueso paquete de conglomerados de Chert en una matriz areno arcillosa. El chert es varicoloreado: amarillo mostaza, gris oscuro, negro, ahumado, verde oliva, pardo rojizo, pardo amarillento, grano medio a guijarroso, angular, ocasionalmente redondeado con fractura concoidal, muy duro. Las Arcillolitas que aparecen hacia la parte basal de este nivel son parda rojiza a roja ladrillo.

1.3.2.6 Formación Orteguaza. Se trata principalmente de una secuencia masiva de Lutitas, gris medio, púrpura, verde grisáceas y pardo oscuras, moderadamente firmes, fisiles a subfisiles, astillosas y laminares. Ocasionalmente micromicáceas, localmente con inclusiones de Glauconita, ligeramente calcárea. Trazas de Yeso y Pirita. Hacia la base hay algunas arcillas: gris claras, blandas, solubles, localmente glauconítica y gradando a Limolita. Estas contrastan con la aparición de capas finas a medias de arena; blanca lechosa, con tamaño de grano muy fino, bien sorteadas, cuarzosas y limpias, que se definen totalmente con la aparición del tope de la Formación Pepino⁹.

1.3.2.7 Formación Orito-Belén. Se trata principalmente de capas gruesas a bancos de Arcillolita, roja, pardo rojizo, pardo oscuro, parda grisácea ligeramente grisáceas, verde grisáceo, roja parda, medio grisácea, gris oscura, ocasionalmente moteadas, moderadamente duras a duras, ocasionalmente blandas a muy blandas, gradando a Limolitas, solubles a ligeramente solubles, con trazas abundantes de Yeso y carbón. Ocasionalmente también aparece Glauconita. Pueden encontrarse restos microfósiles dentro de ellas. En secuencia suelen aparecer intercalaciones de capas finas a medias de Limolitas, gris claro, blanca, menor parda, moderadamente duras, blocosas y micromicáceas, que gradan ocasionalmente a areniscas: Cuarzosas, transparentes, con grano muy fino y ocasionalmente fino, de grano subangular a subredondeado, ocasionalmente esféricas, bien sorteadas limpias y sin manifestaciones de aceite. Los pequeños mantos de carbón suelen aparecer posterior a las facies limolíticas en intervalos más o menos regulares, incrementándose con ellos la aparición de trazas de Pirita.¹⁰

⁹ Ibid.,

¹⁰ Ibid.,

1.3.2.8 Formación Ospina. Según Sandoval, esta formación se describe por estar dentro de la columna estratigráfica en el momento de perforación del Pozo Platanillo-1, pero no será parte de la investigación para este proyecto. La Formación Ospina fue depositada durante el Plioceno-Mioceno. Está conformada por arcillolitas abigarradas de rojo, arenosas, interestratificadas con areniscas de grano fino a fino conglomerático. Dentro de las arcillolitas es frecuente la presencia de yeso, mientras que dentro de las areniscas el chert es un constituyente frecuente. El ambiente de depósito es continental tipo lacustre. Su espesor oscila de 164 a 2.624 pies. La formación suprayacente con un contacto concordante es la Formación Caimán y la formación infrayacente con un contacto concordante es la Formación Orito-Belén.¹¹

1.3.2.9 Formación Caimán. Según Galvis esta formación se describe por estar dentro de la columna estratigráfica en el momento de perforación del Pozo Platanillo-1, pero no será parte de la investigación para este proyecto. La Formación Caimán fue depositada durante el Pleistoceno. Está conformada por arenas sucias, gravas y conglomerados. Su ambiente de depósito corresponde a abanicos aluviales y conos. Su espesor oscila entre 32 a 656 pies. La infrayace con un contacto concordante la Formación Orito-Belén.¹²

1.3.3 Geología estructural. Según información obtenida por la ANH, la Cuenca Caguán-Putumayo se ubica al sur oriente de Colombia. Limitando al occidente con la Cordillera Oriental, al Oriente con el escudo de Guyana, al norte con la serranía de la Macarena y al sur con el límite Internacional del Ecuador. Esta cuenca abarca una región de 110.304 km². Como fue antes mencionado al norte, Caguán y al sur el Putumayo. La zona sur de la cuenca es la más explorada, debido a que se muestra un sistema petrolífero activo.¹³

La Cuenca del Putumayo, presenta dos estilos tectónicos diferentes que permiten caracterizar dos grandes zonas: La primera zona es un adyacente al piedemonte andino limitado al Este por el sistema de fallas inversas norte - sur de Orito-Loro-Hormiga, al cual están asociados los principales campos de la cuenca. Y la segunda es una zona de plataforma caracterizada por ser tectónicamente más tranquila, en donde predomina un estilo de fallas en bloques de movimiento vertical en el basamento, conformando un complejo estructural orientado en dirección norte- sur.

¹¹ SANDOVAL, Willington Daniel. Patronamiento de las tendencias direccionales en la Cuenca del Putumayo para los Pozos Loro y Acae. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2001. p. 8.

¹² GALVIS V., Y H PINTO R. Revista Academia Colombiana de ciencias.: Algunas observaciones acerca de la geología del sudoeste del Caquetá. [en línea]. 1999 p. 347-358. 2019 [revisado 22 Febrero 2019]. Disponible en internet: <http://www.accefyn.com/revista/Vol_23/88/347-358.pdf>.

¹³ COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Presentaciones Y Poster Técnicos. Ronda Colombia 2010. Tipo 1 (PDF). Bogotá. [en línea]. 2010 p. 24. 2019 [revisado 23 Febrero 2019]. Disponible en internet: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-odelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-odelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20(PDF).pdf)>.

Esto origina plegamientos sutiles, algunos de ellos asociados con paleoaltos del basamento.¹⁴

1.3.4 Geología del petróleo. Con respecto al sistema petrolífero de la cuenca, se tienen tres tipos de roca: Roca Reservorio, Roca Sello y Roca Generadora o madre. Sin dejar de lado trampas que se tengan en la cuenca y la migración. Esta información es proporcionada por la ANH.¹⁵

1.3.4.1 Roca generadora. Las rocas en la zona del Putumayo poseen muy buenas características para ser roca generadora, las formaciones Villeta y Caballos son rocas generadoras del cretácico según análisis realizados.¹⁶

1.3.4.2 Roca almacén. Las areniscas cretácicas de la Formación Caballos son el principal reservorio en la cuenca, especialmente cuando se desarrollan fallas de un desplazamiento mayor a 61 metros. Las porosidades van desde 10% a 16% y permeabilidades promedio de 50 md. Reservorios secundarios son encontrados en las areniscas de la Formación Villeta y los conglomerados de la Formación Pepino.¹⁷

1.3.4.3 Roca sello. Shales y niveles calcáreos cretácicos de la Formación Villeta son excelentes unidades de sello lateral y al tope. Hacia el piedemonte, es posible que fallas de cabalgamiento puedan actuar como sellos efectivos al poner en contacto las areniscas de la Formación Caballos con sedimentos más finos o rocas ígneo-metamórficas; sin desconocer el riesgo de estas últimas al actuar como sello. Los shales de las formaciones Rumiyaco y Orteguzza también son sellos potenciales.¹⁸

1.3.4.4 Sistema de entrapamiento. En la parte sur de esta cuenca se ha encontrado producción principalmente en plegamientos anticlinales fallados o domos de suave relieve, orientados norte - sur. Sin embargo, una variada combinación de trampas estructurales y estratigráficas pueden ser encontradas. Los intervalos Caballos, T, U y M2 de la Formación Villeta, que son yacimientos generalmente estructurados, proceden de trampas estratigráficas debido a su posición en el borde de la cuenca. La Arena N es un remanente erosional con distribución restringida y es productora en trampas estratigráficas, selladas por lutitas y arcillas de la Formación Rumiyaco del Paleoceno.¹⁹

¹⁴ CLAVIJO Jessica, LÓPEZ Nerica. Evaluación de la viabilidad de re-inyección de agua de formación en el Campo Platanillo ubicado en la Cuenca de Caguan-Putumayo. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2014. p. 45.

¹⁵ ANH, Tipo 1 (PDF). Op. cit., p. 2.

¹⁶ ANH, Tipo 1 (PDF). Op. cit., p. 1.

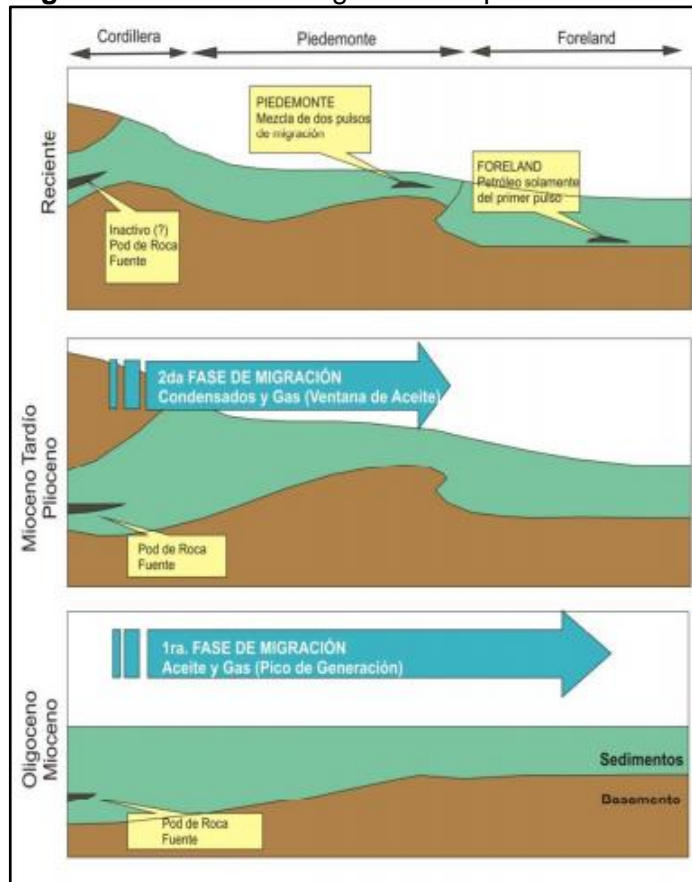
¹⁷ Ibid.,

¹⁸ Ibid.,

¹⁹ CLAVIJO, LÓPEZ. Op. cit., p. 48.

1.3.4.5 Migración. Como se muestra en la **Figura 3**. Proceso de migración de petróleo. El hidrocarburo migró lateralmente desde zonas de roca fuente activa localizadas por fuera del límite actual de la cuenca, debajo de la Cordillera Andina. Esta hipótesis sugeriría un importante proceso de expulsión desde las Formaciones Caballos y Villeta. Los Principales pulsos de Migración son: i) Oligoceno-Mioceno: que llenaría trampas pre-Oligoceno en el piedemonte, en el área de antepaís. ii) Mioceno Tardío-Plioceno: cuyo llenado es restringido a estructuras más recientes en el piedemonte.²⁰

Figura 3. Proceso de migración del petróleo



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Presentaciones Y Poster Técnicos. Ronda Colombia 2010. Cuenca Caguán-Putumayo Geol. Claudia Posada (PDF). Bogotá, D.C., Diciembre de 2009. p. 1-27.

²⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Presentaciones Y Poster Técnicos. Ronda Colombia 2010. Cuenca Caguán-Putumayo Geol. Claudia Posada (PDF). Bogotá, D.C., Diciembre de 2009. p. 1-27. Disponible en línea. Fecha de visita 20 de febrero de 2019.

1.4 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN

Desde que la compañía Amerisur adquirió el 100% del campo en el 2009, se observa un incremento de la producción. Sin embargo, se han observado fluctuaciones (ver **Gráfica 1**), debido principalmente a las variaciones de los precios del crudo presentados hasta la fecha.

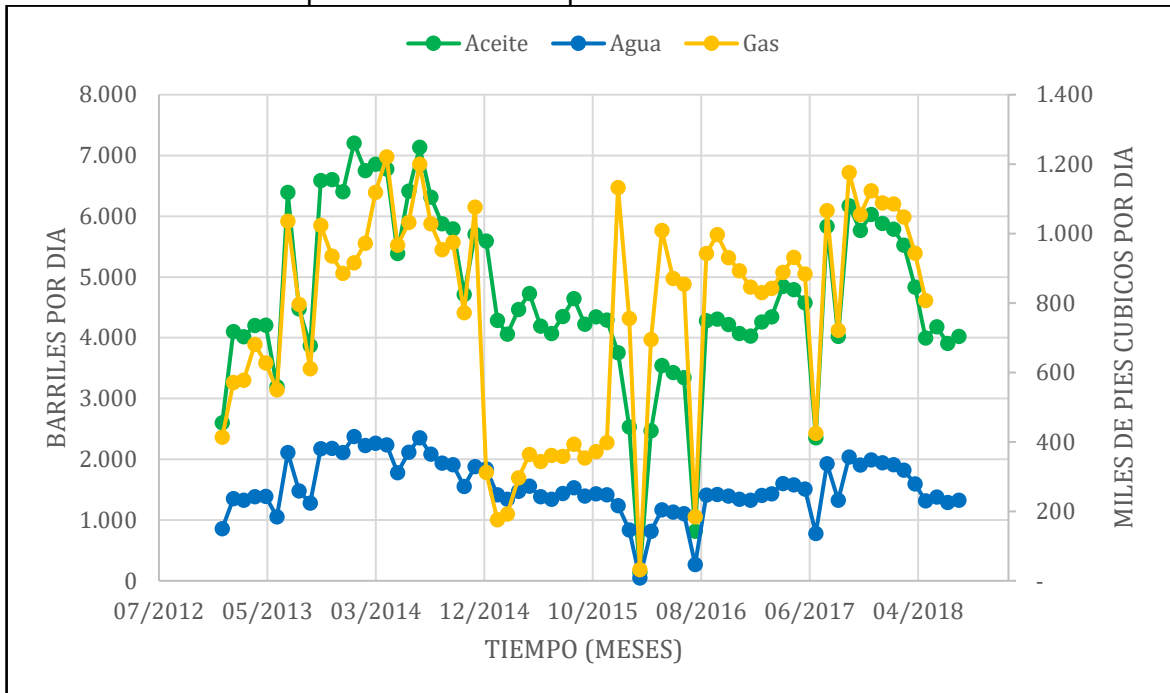
La operación del Campo Platanillo en la actualidad funciona con siete plataformas de operación independiente: Plataforma Pintadillo, Plataforma 2N, Plataforma 3N, Plataforma 1, Plataforma A, Plataforma Sur 5 y Plataforma Sur 9. Se evidencia en la **Gráfica 1** que, en los últimos años, la producción de crudo oscila entre los 4.000 a 6.000 Bbls de aceite por día aproximadamente y la producción de gas entre los 400.000 a 1'200.000 SCF por día aproximadamente. Según el último informe obtenido por la compañía Amerisur del 2018²¹, el BS&W del campo en promedio se encuentra en 33%, el cual fue utilizado para obtener una producción promedio de agua del campo. La cual indica una producción de agua entre los 700 a 2.000 Bbls de agua por día aproximadamente en estos últimos años.

Actualmente el campo cuenta con un total de 18 pozos distribuidos en las plataformas mencionadas anteriormente. Estos trabajan en la actualidad en gran parte con el sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico y otros por flujo natural. Las tasas de flujo se encuentran desde 1.500 a 6.000 BFPD y la gravedad API del crudo producido en el campo oscila entre 20° a 35° API.

Para el año 2018 se tenían unas reservadas estimadas de 37,7 MMBO y programación de perforación de 3 pozos más.

²¹ Amerisur Exploracion Colombia. Entrega informe final de Medidor en prueba de pozos. 2018.

Gráfica 1. Histórico de producción del Campo Platanillo



Fuente: elaboración propia con base en Agencia Nacional de Hidrocarburos. Estadísticas de Producción. [citado el 21 de febrero de 2019]. Disponible en línea: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>>.

2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES DE PRUEBA DE POZO IMPLEMENTADAS EN EL CAMPO PLATANILLO

En este capítulo se hablará de los medidores de flujo convencional utilizados para la prueba de pozos en el Campo Platanillo. Los medidores se clasifican en: medidor de flujo tipo turbina, separador trifásico convencional horizontal y medición estática en tanques atmosféricos. Esta descripción y clasificación se hace con el fin de tener una información base para observar el rendimiento y precisión de los equipos.

2.1 MEDIDORES DE FLUJO CONVENCIONALES

Los medidores de flujo convencionales cumplen una función importante en la industria de los hidrocarburos, ya que permiten la medición exacta de los caudales de producción. A partir de estas mediciones los ingenieros de producción y yacimientos realizan estudios y toman decisiones referentes a la predicción del comportamiento de producción del campo, ahorro en costos y tiempo durante operaciones de producción y estrategias de optimización.

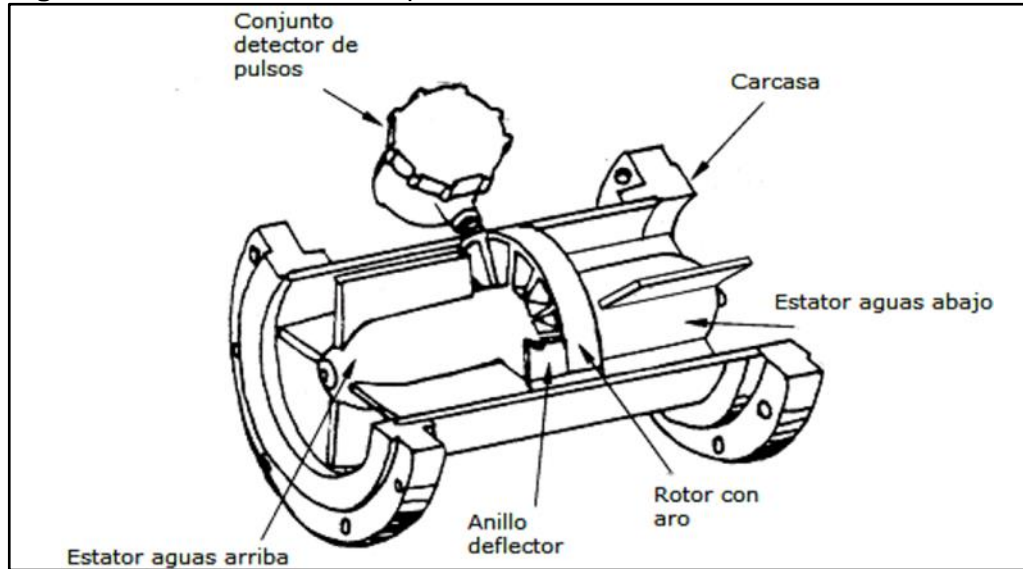
Los medidores de flujo son instrumentos que permiten medir la tasa de flujo de fluido que pasa a través de una línea de conducción. Estos se clasifican en diferentes tipos: medidores de presión diferencial, medidores de orificio, medidores de desplazamiento positivo, medidores de vórtice y medidores multifásicos.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO CONVENCIONALES UTILIZADOS ACTUALMENTE

En la actualidad, en el Campo Platanillo, se utilizan tres sistemas de medición tanto dinámicos como estáticos para la obtención de tasas de flujo de la producción del campo, los cuales serán explicados a continuación.

2.2.1 Medidor de flujo de turbina. El medidor de turbina determina la tasa de flujo, al medir el movimiento rotativo (velocidad angular) de un rotor de álabes, o impulsor, que se encuentra suspendido en la corriente de flujo. Deduce el volumen con base en la velocidad media del fluido, la cual es directamente proporcional a la velocidad angular de rotación y al área transversal efectiva por la cual pasa el flujo en el medidor.

Figura 4. Medidor de turbina tipo convencional



Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

Para obtener la tasa de flujo volumétrica se deben cumplir dos hipótesis básicas. La exactitud de este medidor se centra en estas dos hipótesis y en la influencia de las variables de diseño, instalación y aplicación.²² Las hipótesis a probar son:

Primera Hipótesis: La tasa de flujo volumétrico es directamente proporcional a la velocidad promedio del líquido que fluye por la tubería, es decir:

Ecuación 1. Tasa de flujo volumétrica

$$Q = A * V$$

Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

Dónde,

Q= Tasa de flujo volumétrica

V= Velocidad promedio del liquido

A= Área transversal efectiva del medidor

²² Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013. p18.

Esta hipótesis es correcta si el área de la sección transversal efectiva del medidor a la altura del punto de detección permanece constante entre las calibraciones del medidor. El área efectiva del medidor se puede ver afectada por factores como la erosión, corrosión, depósitos, aumento de espesor de la capa límite, cavitación u obstrucciones. De este modo el volumen que se registra cambiará, aunque la tasa volumétrica de flujo permanezca constante.

Segunda Hipótesis: Existe una relación constante entre la velocidad del rotor y la del líquido. La velocidad de la corriente es proporcional a la velocidad angular del rotor. La velocidad del rotor puede alterarse por el ángulo del alabe, la fricción viscosa, la fricción de rodamientos o acondicionamiento del flujo.

2.2.1.1 Factores que afectan el desempeño de una turbina. Entre los factores que afectan el desempeño de la turbina se encuentran: el Número de Reynolds, la cavitación, depósitos en el rotor o en las paredes del medidor y los remolinos. A continuación, se hace una breve descripción de cada factor.

• **Número de Reynolds.** Es un parámetro adimensional definido por la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Número de Reynolds

$$Re = \frac{\rho * v * D}{\mu}$$

Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

Dónde,

Re= Número de Reynolds (Adimensional)

ρ = Densidad

v= Velocidad promedio del fluido

D= Diámetro interno de la tubería

μ = Viscosidad absoluta del fluido

El número de Reynolds es un parámetro adimensional cuyo valor indica si el flujo sigue un modelo laminar o turbulento. Este número depende de la velocidad del fluido, del diámetro de la tubería o diámetro equivalente si la conducción no es

circular y de la viscosidad cinemática o en su defecto, densidad y viscosidad dinámica.

Existen tres tipos de regímenes presentes en el flujo de acuerdo al valor obtenido por el número de Reynolds:

1. Flujo Laminar: para un número de Reynolds inferior a 2.000
2. Flujo en zona de transición: para un número de Reynolds entre 2.000 y 4.000
3. Flujo Turbulento: para un número de Reynolds superior a 4.000

Otra forma de expresar el número de Reynolds es:

Ecuación 3. Número de Reynolds (diferentes variables)

$$Re = \frac{2.214 * Q}{\mu * D_i}$$

Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

Dónde,

Q= Tasa de flujo, en barriles por hora.

D_i= Diámetro interno de la tubería, en pulgadas.

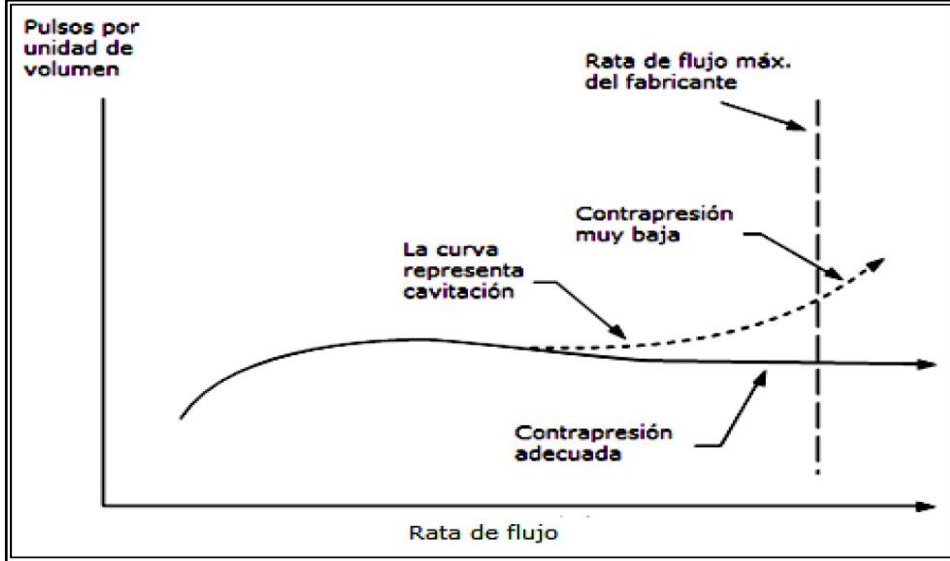
μ= Viscosidad del líquido, en cSt.

- **Cavitación.** Cuando un líquido pasa por el rotor de la turbina, el área efectiva de paso de flujo es menor que la del cuerpo de la turbina, por lo que la velocidad del líquido aumenta.

El aumento en la velocidad produce una reducción en la presión en este punto. Si esta presión llega a ser más baja que la presión de vapor del líquido, se produce una vaporización localizada del líquido que fluye y formara bolsas o cavidades de vapor, lo cual se conoce como cavitación. Las bolsas formadas de los vapores disminuyen drásticamente el área de flujo produciendo un aumento en la velocidad del fluido al pasar por la turbina e incrementando abruptamente la velocidad del rotor, es decir, un sobre registro.²³ La **Figura 5** muestra una curva típica de cavitación para un medidor de turbina.

²³ Ibid., p. 19.

Figura 5. Curva típica de cavitación para un medidor de turbina



Fuente: API. Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 5,3. Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters

Para calcular la mínima contrapresión requerida para evitar el fenómeno de cavitación en el medidor, se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 4. Contrapresión mínima requerida para evitar la cavitación

$$P = 2 * P_m + 1,25 * P_{eq}$$

Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

Dónde,

P= Presión mínima de contrapresión (psig)

P_m= Caída máxima de presión a través del medidor (psig)

P_{eq}= Presión de equilibrio del líquido a condiciones de operación (psia)

- **Depósitos en el rotor o en las paredes del medidor.** Si se llegan a formar depósitos o incrustaciones en los álabes del rotor o en las paredes del medidor, el área de flujo se reduce y causará un aumento en la velocidad del rotor, causando un sobre registro.

Cualquier material extraño que llegue a adherirse al rotor y genere fricción o arrastre contra el cuerpo de la turbina, causará el efecto de retardar el giro del rotor en

comparación con la velocidad promedio del fluido. Causando así un error de subregistro.²⁴

- **Remolinos.** Un remolino es un movimiento de tipo giratorio de gran velocidad que realiza el flujo sobre sí mismo. Debido a que el acondicionador de flujo corrige el perfil que este lleva, pero no necesariamente los remolinos o giros transversales del fluido, el rotor se ve afectado por estos, lo cual causa un sobre registro o subregistro, dependiendo del sentido de giro. Por esto, deben hacerse los diseños de tubería requeridos para minimizar los efectos de los remolinos en el flujo.²⁵

2.2.1.2 Medidores tipo turbina convencional. Estos equipos deben trabajar con una corriente de flujo que ha sido suficientemente acondicionada para eliminar remolinos y la deformación del perfil de la velocidad causada por filtros, válvulas, codos y otros accesorios de tubería. Las partes de un medidor de turbina se observan en la **Figura 6**.

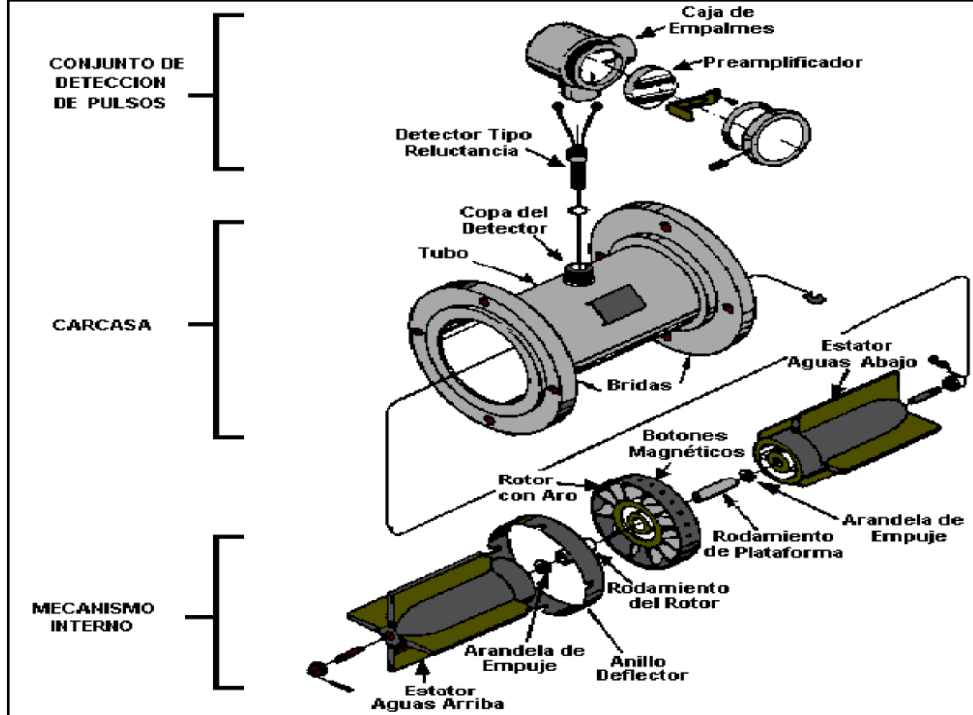
Se debe asegurar que los diámetros internos de los tramos de tubería tanto aguas arriba como aguas abajo del medidor sean iguales al medidor, que en las soldaduras de las bridas no queden rebabas sobresalientes y que la rugosidad interna de la tubería sea la menor posible. Debe asegurarse a su vez que los empaques queden perfectamente alineados con respecto al diámetro interno de las tuberías.²⁶

²⁴ Ibid.,

²⁵ Ibid.,

²⁶ Ibid., p. 21.

Figura 6. Partes de un medidor de turbina convencional



Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

- **Requerimientos técnicos.** Para transferencia en custodia, las turbinas deben tener una repetibilidad menor o igual a $\pm 0,02\%$ y una linealidad típica entre $\pm 0,07\%$ a $\pm 0,15\%$. A su vez debe tener una rangeabilidad típica de 1:10.
- **Ventajas.** Excelente repetibilidad, alta exactitud bajo condiciones definidas (rango de medición y viscosidad), manejo de un amplio rango de flujo y buena linealidad, bajas pérdidas de presión, larga vida de los cojinetes y soporta altos rangos de temperatura y presión.
- **Desventajas.** Necesidad de acondicionar el flujo aguas arriba y abajo del medidor, no recomendado para fluidos con viscosidad mediana y alta y susceptible a incrustaciones y depósitos en el rotor.

2.2.2 Separador trifásico horizontal convencional de prueba. En la industria del petróleo y el gas natural, un separador es un cilindro de acero que por lo general se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, gas y líquido (aceite y agua). El gas sale por la parte superior del separador mientras que el líquido va a la parte inferior del mismo. Las presiones correspondientes son mantenidas por los instrumentos de control que posee el separador.

Figura 7. Separador horizontal



Fuente: SALVEX. [citado el 1 de marzo de 2019]. Disponible en línea: https://www.salvex.com/listings/listing_detail.cfm? auclD=182963385

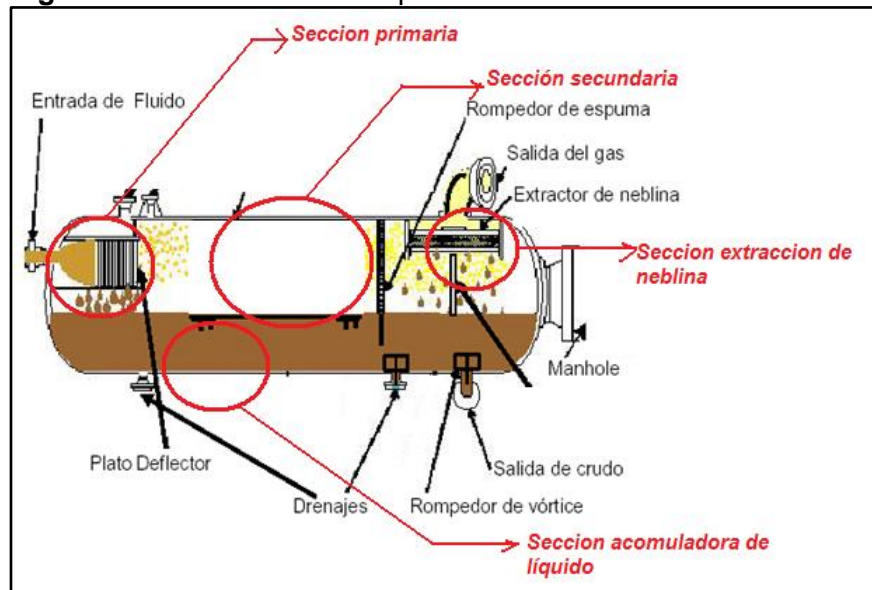
2.2.2.1 Secciones de un separador. Generalmente los separadores constan de cuatros secciones (ver **Figura 8**), en el caso del separador trifásico horizontal las secciones son las siguientes:

- **Sección de separación primaria.** Es la entrada de los fluidos al separador y allí ocurre la primera separación entre el gas que viene libre y el líquido. Generalmente el separador en esta sección posee dispositivos, que imparten fuerza centrífuga, distribuyen la corriente que está entrando y/o disminuye la turbulencia para que se presente una separación más rápida. En esta sección la separación es por gravedad y fuerza centrífuga.
- **Sección secundaria.** En esta sección el mecanismo de separación de fases es la gravedad, ya que es necesario que el líquido arrastrado por el gas en la etapa primaria se precipite por gravedad por ser más denso que el fluido en fase gaseosa.
- **Sección acumuladora de líquido.** El líquido que se precipita se acumula en esta sección, donde permanece un determinado tiempo en reposo permitiendo que

pueda escaparse el gas que se ha venido atrapado en él. El tiempo que permanece el líquido en esta sección se conoce como tiempo de retención el cual puede ser desde unos 30 segundos a 15 minutos. En los separadores trifásicos, la sección acumuladora de líquido es más pequeña y se ocurre allí la separación de agua y crudo. En caso de que no haya separación de agua y aceite habrá una salida de fluido solamente, por donde se puede drenar el líquido; cuando se tenga separación de agua y petróleo hay dos salidas, una para el agua y otra para el petróleo.

- **Sección extractora de humedad.** La sección extractora de humedad se encarga de retirar las gotas de líquido que quedan en el gas, las cuales son tan pequeñas que no alcanzaron a precipitarse por gravedad. Dentro de esta sección se encuentran unos dispositivos donde queda atrapado el líquido en forma de pequeñas gotas las cuales se van uniendo hasta alcanzar un tamaño lo suficientemente grande para caer. La sección extractora de humedad es conocida también como extractor de niebla o extractor de coalescencia. Al salir el gas de esta sección con la mínima cantidad de líquido posible pasa a buscar la salida de gas del separador y luego la línea colectora de gas.

Figura 8. Secciones de un separador



Fuente: Ervin Aranda Aranda. Dimensionamiento de una batería de producción de petróleo. 2018.

2.2.2.2 Sistema de control en el separador. Un separador es un sistema de control y separación de fluidos. Donde es necesario controlar, medir, indicar y registrar las diferentes variables del fluido, para esto se utilizan varios instrumentos y accesorios: controles de nivel y presión, válvulas de control, válvula de seguridad, válvulas manuales, registrador, porta orificio, medidor de flujo, manómetros y termómetros etc.

- **El control de presión.** Mantiene la presión del separador constante regulando la salida del gas. Si la presión aumenta el control de presión abre más la válvula automática para permitir más paso de gas; si la presión disminuye la válvula de control se cerrará bloqueando un poco o totalmente la salida de gas y presurizando el separador.

- **El control de nivel.** Mantiene constante el nivel de líquido en el separador regulando la salida de líquido. Si el nivel es alto el control de nivel accionará la válvula de control y permitirá una salida mayor de líquido, si el nivel es bajo el control de nivel hará que la válvula de control se cierre un poco y disminuya la tasa de salida del líquido.

2.2.2.3 Partes externas de un separador. En esta sección se encuentran cada uno de los sistemas e instrumentos que utiliza el separador externamente para el control, medición y registro de cada de una de las variables obtenidas en el proceso.

- **Válvula automática reguladora de nivel de aceite (LCV).** La válvula utilizada para el control de nivel de líquido, es una válvula normalmente cerrada. Esta válvula se encarga de regular el nivel de aceite o agua dentro del separador, cuenta con un control neumático, el cual es accionado a su vez por un flotador que va dentro del separador. Cuando el nivel en el separador se sube, el flotador pasa la señal al control de nivel y éste deja pasar presión al diafragma de la válvula automática haciéndola abrir. Cuando el nivel baja, el control corta la presión que actúa sobre el diafragma y la válvula se cierra.

- **Válvula automática reguladora de presión (Gas) (PCV).** La válvula utilizada para el control de presión, es una válvula normalmente abierta. Esta válvula regula la presión de operación en el separador. Es accionada por un control neumático, cuando la presión en el separador aumenta, el control corta la señal de presión de suministro sobre el diafragma de la válvula haciéndola abrir, descargando el gas a la tea. Cuando la presión en el separador ha bajado el control envía presión al diafragma, y cierra la válvula.

- **Válvula de Alivio (PSV).** Su función es liberar el exceso de presión cuando la válvula automática reguladora de presión no actúa. Se encuentra instalada en la parte superior del separador y su funcionamiento es automático; cuando la presión se sube esta actúa y permite descargar la presión del separador a la tea de alta presión. Una vez la presión del separador se baja, esta válvula cierra

automáticamente la salida de gas. Esta válvula es graduada para que abra a unos 20 a 30 psi por encima de la presión a la cual va a trabajar el separador.

- **Disco de ruptura.** Están diseñados para romperse a una determinada presión, la cual debe ser ligeramente superior a la presión de apertura de la válvula de alivio, pero siempre inferior a la presión de prueba del separador.
- **Válvula de bloqueo (SDV).** Su función es la de permitir realizar un adecuado mantenimiento a las válvulas automáticas. Generalmente son válvulas tapón de acción rápida operadas manualmente.
- **Válvula de descarga de líquido.** Ubicada en la parte inferior del separador la cual permite la salida del líquido.
- **Válvula de entrada de líquido.** Situada generalmente casi a la mitad del separador.
- **Indicador de nivel.** Dispositivo (de vidrio), utilizado para observar el nivel de líquidos que tiene el separador. Este debe limpiarse con frecuencia; ya que tiende a obstruirse con los sedimentos del crudo. Su funcionamiento está basado en el sistema de vasos comunicantes.
- **Porta orificio.** Elemento de medición donde se instala una platina de orificio. La cual, causa un diferencial de presión a la entrada y salida de la restricción, y de esta forma permite calcular la cantidad de fluido (gas) que sale del separador.
- **Registrador de presión estática y diferencial.** El registrador tiene por objeto hacer los registros de la presión del sistema en un tiempo determinado y registrar la presión diferencial que genera el porta orificio para el cálculo del volumen de flujo.
- **Interruptores o swiches de presión y nivel.** El interruptor de presión es un instrumento que tiene como función activar las alarmas por sobre presiones. El interruptor de nivel tiene como objetivo accionar alarmas por alto o bajo nivel, también corta el proceso cuando el nivel esta fuera del límite.
- **Transmisores de presión (PCT).** El transmisor controlador de presión tiene como función enviar una señal neumática a la válvula controladora de presión (PCV) para controlar la presión de operación del separador.
- **Transmisores de nivel (LCT).** El Transmisor controlador de nivel tiene como objetivo enviar una señal neumática a la válvula controladora de nivel (LCV) la que controla el nivel de crudo o agua en el separador.
- **Indicadores de presión y temperatura (IP – IT).** Los indicadores en un separador son de gran importancia, los más utilizados son los manómetros y los

termómetros.

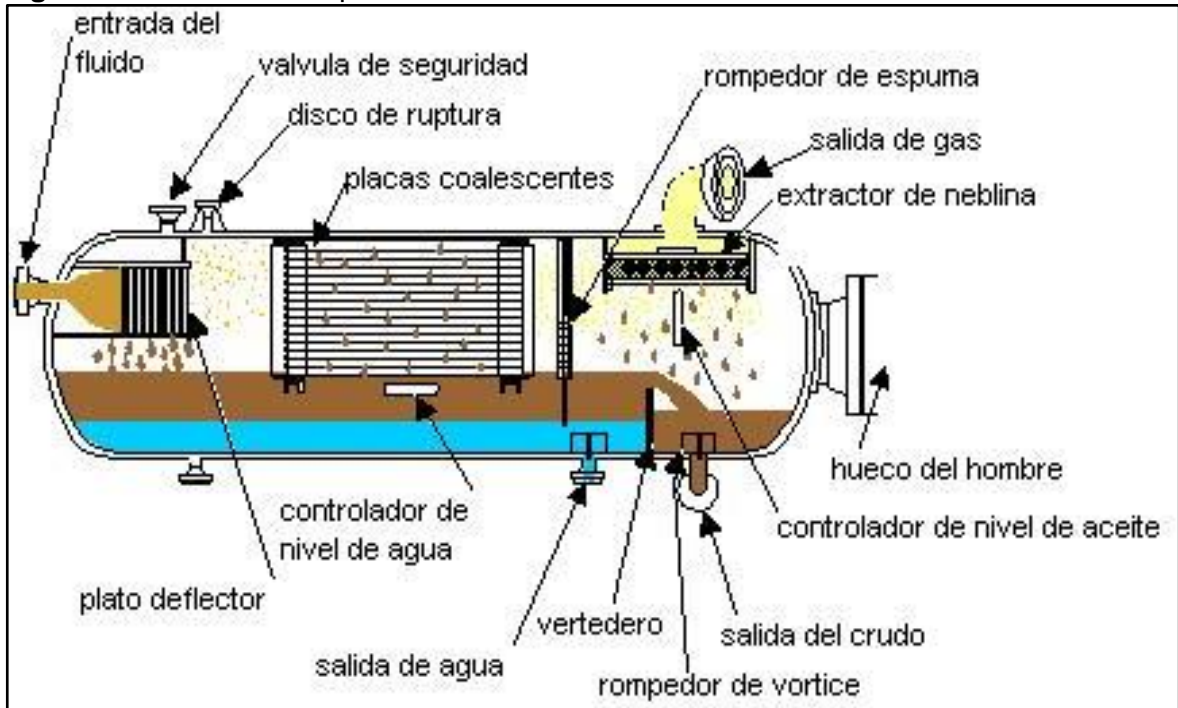
2.2.2.4 Partes internas de un separador. A continuación, se describen algunos de los dispositivos que hacen parte de los separadores, aclarando que no en todos se hace necesario su implementación.

- **Placa deflectora.** Sirve para desviar y distribuir mejor la corriente del separador.
- **Filtro extractor de humedad.** Se utiliza para extraer la humedad del gas o hacer las veces de filtro.
- **Placas de coalescencia o agrupamiento.** Se colocan de varias maneras y el objetivo es que el gas al pasar a través de ellas choca y allí se van quedando gotas de líquido que después caen por gravedad.
- **Paletas de despojamiento o rectificación.** Son un arreglo de placas diseñadas de tal forma que el gas al tratar de escapar choque contra ellas y en esos choques deje la humedad.
- **Filtros.** Sirven para separar partículas sólidas o para extraer la humedad.
- **Material secuestrante o de atrapamiento.** Son especies de filtros fabricados con algún material que tengan afinidad por el agua y/o por el petróleo y por tanto son usados para ayudar en la separación de agua y/o petróleo.
- **Rebosadero.** Se usan para controlar la salida de petróleo o de agua y en algunos casos evitar que la salida de agua sea afectada por la presencia de emulsiones.
- **Dispositivos centrífugos.** Sirven para hacer uso de la fuerza centrífuga en la separación de gas y líquido.
- **Pantallas horizontales.** Evita que el líquido caiga directamente sobre la interfase y origine turbulencias, estas pantallas reciben el fluido que cae y luego a través de unos orificios o ranuras pasa a la zona de recolección de líquido. Esto evita que se formen ondas en la interfase líquido-gas y no se pueda por tanto liberar eficientemente todo el gas.
- **Rompedor de vórtices.** Puede ser un tubo ranurado que conduce la salida del líquido y evita que se forme un vórtice a través del cual el gas pueda salir.
- **Blindaje del flotador.** Protege al flotador del movimiento por perturbación del líquido
- **Boquilla para inyección de agua.** Es un tubo con una serie de orificios a través del cual se inyecta agua a presión para remover sólidos que se encuentren

depositados en el fondo del separador. Esta boquilla de inyección está ubicada en el fondo.

- **Conos de arena.** Fondos cónicos de algunos separadores en los cuales se presenta deposición de arena u otros sólidos. En el proceso de remoción de arenas se inyecta agua a presión en el separador.

Figura 9. Partes de un separador trifásico horizontal



Fuente: Ervin Aranda Aranda. Dimensionamiento de una batería de producción de petróleo. 2018.

2.2.2.5 Procedimiento para poner en servicio un separador. A continuación, se encuentra el procedimiento que se debe seguir para poner en marcha un separador.

1. En caso en que el recipiente esté vacío cierre las válvulas en cada salida de fluidos.
2. Si tiene un regulador de presión debe arreglarse a un 75% de la presión de control normal, y luego se lleva lentamente a la presión de control normal después de que el separador esté en operación. Esto prevendrá que los dispositivos de alivio de presión se abran en el caso de que el control de presión no haya sido arreglado y permita que la presión llegue a valores por encima de la presión de operación.
3. Si el separador tiene dispositivos de cierre por bajo nivel, desactívelos o agregue líquido para que el nivel de fluidos quede por encima del control de nivel.

4. Chequee que cada línea de salida del separador tenga la orientación adecuada.
5. Abra lentamente la entrada de fluido al recipiente.
6. Cuando el nivel de líquido alcance el rango de los controles de nivel colóquelos en servicio y abra las válvulas que fueron cerradas al inicio de esta operación.
7. Ajuste los controles de nivel y presión para estabilizar su operación.

2.2.2.6 Procedimiento para sacar de servicio un separador. A continuación, se encuentra el procedimiento que se debe seguir para sacar de servicio un separador.

1. Bloquear la entrada al separador.
2. Si no se va a drenar cerrar la línea de salida.
3. Si va a drenar abra el desvío (bypass), si lo hay, o desactive el control de nivel de líquido.
4. Si va a despresurizar el recipiente, cierre la válvula de control que da salida al gas.
5. Abra la válvula de venteo para despresurizar.

2.2.2.7 Ventajas y desventajas de un separador horizontal. En esta sección se dan a conocer las principales ventajas y desventajas del separador trifásico horizontal con respecto a los demás medidores.

- **Ventajas.** Es eficiente en el manejo y procesamiento de altos volúmenes de gas y de líquido, menor costo inicial, mayor capacidad en el manejo de crudos espumosos, mayor facilidad de transporte, más eficiente en el manejo de emulsiones, más eficiente en el manejo de producciones con altas relaciones gas / aceite y mayor facilidad en el manejo y mantenimiento de instrumentos de control.
- **Desventajas.** Tiene limitaciones para absorber turbulencia, requiere de mayor área de instalación, difícil control de nivel, difícil control de parafinas y arenas y genera emisiones al ambiente al sacar de servicio.

2.2.3 Medición estática en tanques atmosféricos. Existen dos formas de medición que se utilizan para obtener una medición de nivel: a fondo y a vacío.

En la medición a fondo se determina la distancia vertical desde el punto de medición en la platina de fondo del tanque hasta el nivel del líquido. La medición a fondo es una determinación directa del nivel de líquido en el tanque. El nivel de agua libre se determina midiendo la distancia vertical desde el punto de medición en la platina de fondo hasta la línea de corte de la interfase agua/producto.

En la medición a vacío, el nivel de producto se determina deduciendo a la altura de referencia la distancia vertical medida desde el punto de referencia en la boquilla del tanque hasta la superficie del líquido. De igual forma, el nivel de agua libre se determina deduciendo de la altura de referencia, la distancia vertical medida desde el punto de referencia en la boquilla hasta la línea de corte de interfase agua/producto. Este es un método indirecto de determinación del nivel.

Teóricamente los dos métodos son igualmente exactos con respecto a la medición de nivel. El método de medición a vacío elimina los efectos de las imperfecciones en la platina de fondo (datum plate) y la acumulación de elementos extraños en ella. Adicionalmente se evita la deformación de la plomada cada vez que esta golpea la platina de medición. Cuando se utiliza el método de medición a vacío se debe verificar periódicamente la altura de referencia del tanque, con el propósito de confirmar que no haya cambiado.²⁷

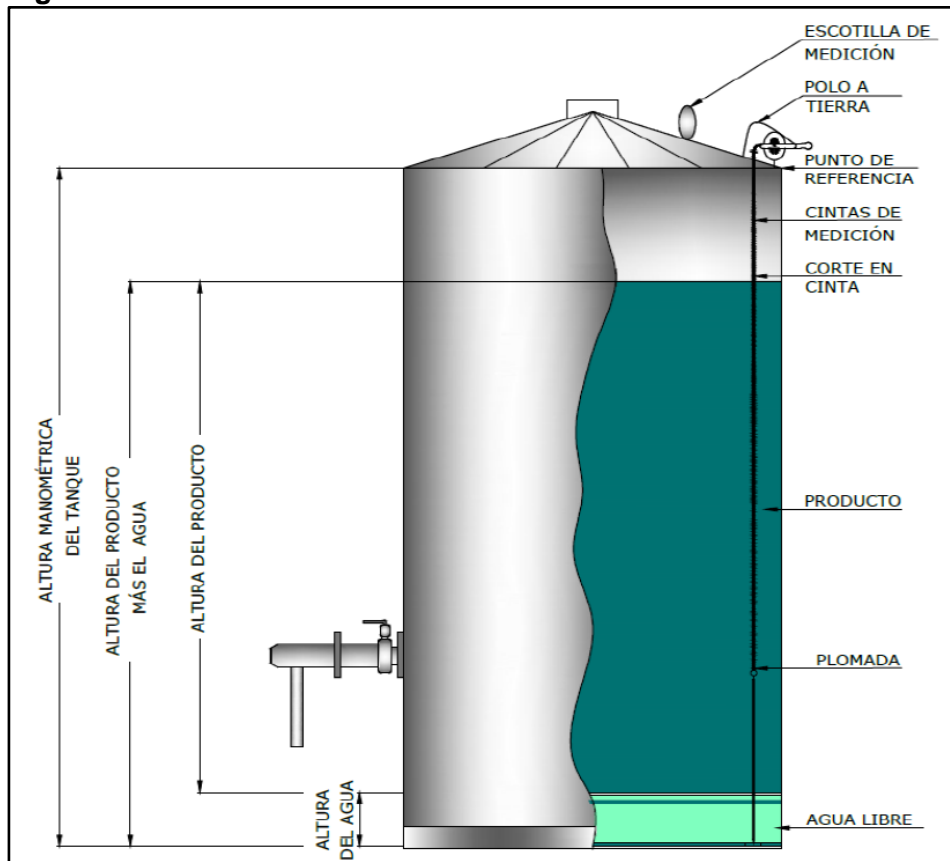
2.2.3.1 Cintas de medición. Para la medición de nivel de líquido (a fondo o a vacío), se requiere de cintas graduadas que cumplan con las siguientes especificaciones:

1. Material: acero o material resistente a la corrosión. El acero debe tener un coeficiente de expansión térmico similar al acero del tanque.
2. Longitud: debe estar acorde con la altura del tanque a ser medido.
3. Espesor: el área de sección transversal de la cinta debe ser tal que cuando la cinta esté en una posición horizontal sobre una superficie plana no se estire más de 0,0075% cuando es tensionada por una fuerza de 44 N (10 lb-f).
4. Carcasa: el carrete y manivela deben estar contruidos de un material resistente y durable. Deben estar ensambladas en una cubierta protectora.
5. Extremo libre: debe estar provisto de un gancho o broche con cierre automático u otro dispositivo de retención, para sujetarlo al ojo de la plomada. La unión entre la cinta y el gancho debe ser de tipo giratorio para disminuir la torsión sobre la cinta.
6. La escala de la cinta de medición debe estar en metros, centímetros y milímetros.
 - Cinta de fondo: la punta de la plomada será el punto cero de la escala.
 - Cinta de vacío: el cero de la escala está en el punto de contacto entre el gancho y el ojo de la plomada.

²⁷ Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2.013. p10.

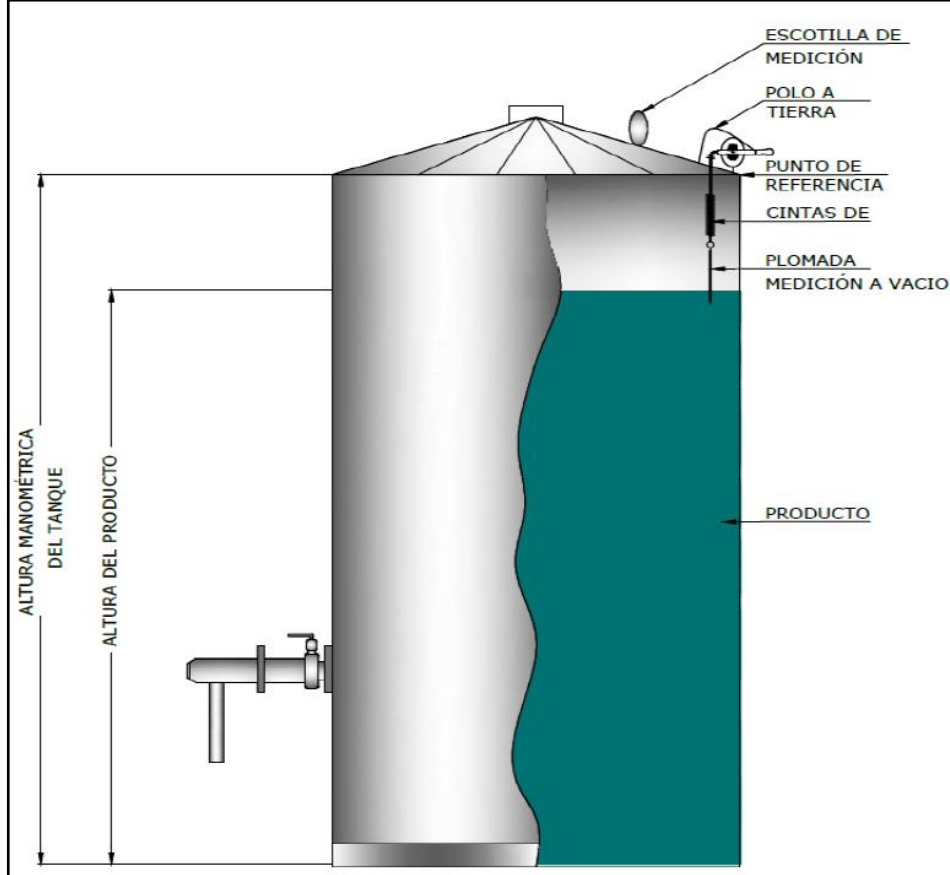
Nota: no se deben usar cintas dobladas, rotas o con la escala ilegible

Figura 10. Medición de nivel a fondo



Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

Figura 11. Medición de nivel a vacío



Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

2.2.3.2 Medición de nivel de producto a vacío. Para realizar la medición es fundamental que el punto de referencia este fijo y plenamente determinado, así como claramente escrito sobre el techo del tanque. Las medidas a vacío solo son confiables si existe un programa de verificación frecuente de la altura de referencia; por ser esta última, un dato fundamental en la operación matemática.

Según el manual de medición de hidrocarburos²⁸, el procedimiento que se debe seguir para realizar la medición a vacío es el siguiente:

1. Localizar el tanque a ser medido, se sugiere leer y tomar el nivel del producto utilizando telemetría en los tanques que utilizan dicho sistema, para usar esta información como dato guía. (Registrar dicha información en la libreta).

²⁸ Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de suministro y mercadeo. 2007. p. 15.

2. Leer y registrar la altura de referencia, tomándola, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
3. Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas a la baranda del tanque o a la escotilla de medición.
4. Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
5. Determinar matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía y se le resta a este valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada (aproximadamente 7 cm).
6. Bajar la plomada para medición al vacío haciendo contacto con la boquilla del tanque hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
7. Esperar unos segundos hasta que se estabilice la plomada.
8. Extraer la cinta del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada.
9. Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.
 - Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera no sobrepase 1 mm.
 - Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio de las tres.
 - En caso de que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo entre una o dos horas dependiendo del fluido y realizar nuevamente la medición.
10. Por último, se debe proceder a calcular la altura del producto de la siguiente manera:

Ecuación 5. Cálculo de altura del producto

$$Altura\ del\ liquido = AR - LC - PC$$

Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de suministro y mercadeo. 2007.

Donde,

AR= Altura de Referencia

LC= Lectura de Cinta

PCP= Punto de Corte indicado por la plomada

2.2.3.3 Medición de nivel de producto a fondo. La medición a fondo consiste en medir la distancia existente desde el plato de medición en el fondo del tanque hasta que corte la superficie del líquido en la cinta.

Según el manual de medición de hidrocarburos²⁹, el procedimiento que se debe seguir para realizar la medición a fondo es el siguiente:

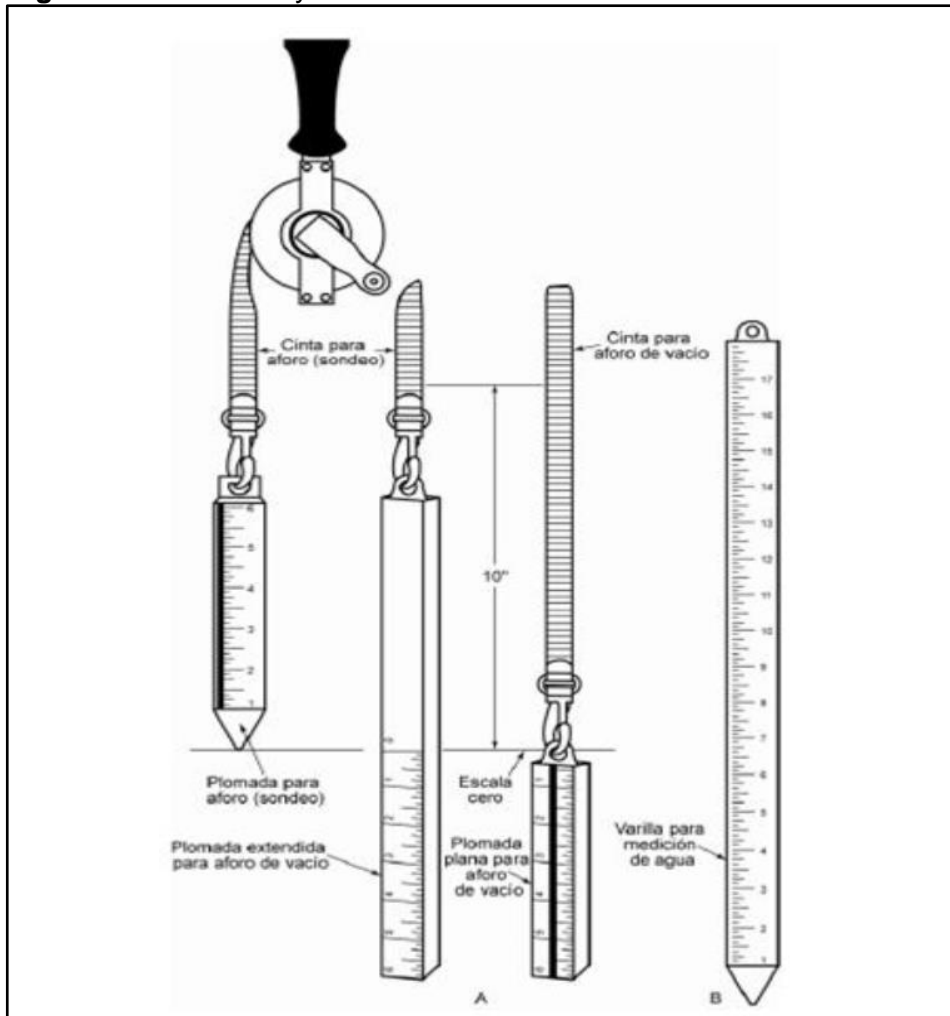
1. Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
2. Aplicar pasta para detección de agua sobre la plomada en capas iguales hasta esconder la superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.
3. Hacer la conexión del polo a tierra de la cinta, abrir la escotilla de medición y bajar la cinta lentamente en el producto hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.
4. Mantenga la cinta firme, el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la cinta.
5. La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos durante 10 segundos (Para aceites pesados, grasas o de alta viscosidad se requiere una duración de 1 – 5 minutos).
6. Se debe leer la altura de referencia observada en la cinta; si la altura observada es igual o tiene una diferencia de +/- 3mm, respecto al valor de registro, se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido en la cinta.
7. Recoger la cinta hasta la marca de corte y registre la lectura, siempre escriba el corte continuo y claro como el nivel oficial de agua medido.
8. Repetir el procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.

²⁹ Ibid., p. 16.

- Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida si la diferencia con respecto a la tercera es un 1 mm.
- Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio aritmético de las tres.
- En tanques de crudo con capacidad menor a 1000 Bbls, se acepta el margen de discrepancia de 5 mm.

2.2.3.4 Plomadas y varillas de medición. Se requieren plomadas graduadas cilíndricas o prismas cuadrangulares o varillas para medición de agua que cumplan con las siguientes especificaciones:

Figura 12. Plomadas y varillas de medición



Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

1. Material: no genera chispa y resistente a la corrosión (generalmente en bronce).
2. Longitud: 15 cm (6”), 30 cm (12”) o 45 cm (18”).
3. Peso: mínimo 20 onzas y máximo 2 3/8 de libra.
4. Ojo: parte integral de la plomada o varilla; preferiblemente con un refuerzo templado para evitar desgaste.
5. Escala:
 - Plomadas y varillas para medición a fondo graduadas en centímetros con subdivisiones de 1 mm y con el punto cero de la escala en la punta de la plomada.
 - Plomadas para medición a vacío graduadas en centímetros con subdivisiones de 1 mm y con el punto cero de la escala en la parte interna del ojo.

Plomada extendida o varilla extendida: se usa cuando la cantidad de agua libre y/o sedimento esperada en el tanque es alta (**Figura 12**).

2.2.3.5 Dispositivos electrónicos portátiles de medición manual de nivel (cinta electrónica de medición de nivel de producto) (PEGD). El dispositivo electrónico portátil de medición manual de nivel, también se denomina dispositivo portátil de medición electrónica o cinta portátil de medición electrónica y se usa para la medición a vacío del producto y del agua libre. Debe estar certificado metrológicamente por un organismo autorizado y tener certificado vigente. Debe tener certificación para ser usado en ambientes con atmósferas inflamables y con líquidos que acumulan cargas estáticas (explosión proof o intrínsecamente seguro).

El dispositivo electrónico portátil de medición manual de nivel debe cumplir como mínimo la misma precisión que la especificada para una cinta manual. Para tanques atmosféricos el dispositivo electrónico portátil de medición manual de nivel puede ser usado directamente en la escotilla de medición. Para tanques inertizados y tanques presurizados se requiere el uso de válvulas de bloqueo de vapor las cuales deben ser compatibles con el punto de conexión del tanque.³⁰

2.2.3.6 Medición del nivel de producto y agua libre. Para la determinación del nivel de producto y agua libre se debe seguir un respectivo procedimiento. Para realizar la medición manual del volumen de líquido y agua libre almacenados en tanques se debe tener en cuenta:

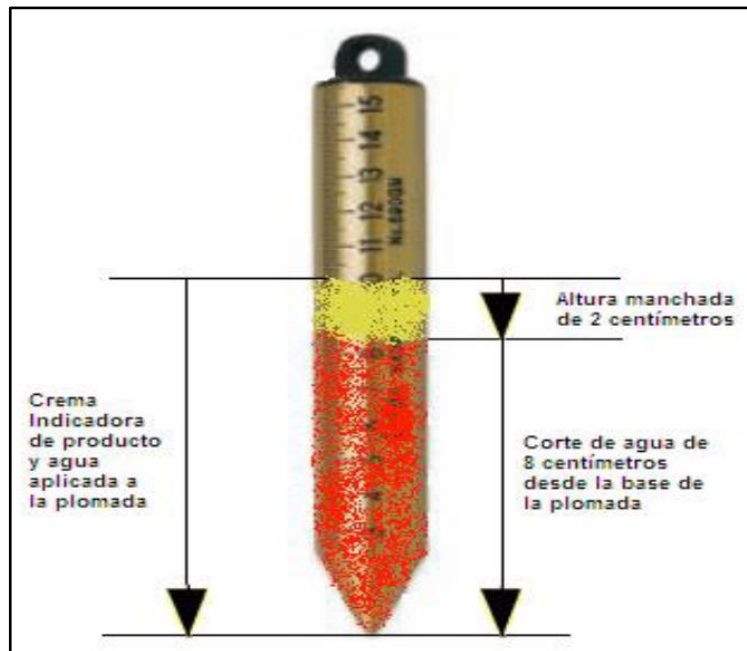
1. Los productos refinados de color claro deben medirse con una cinta cubierta con una capa delgada de pasta reveladora, para poder establecer con claridad el

³⁰ Ecopetrol. 2007. Op. Cit., p. 13.

corte sobre la cinta o plomada (según sea el método) y determinar con exactitud el nivel de producto en el tanque (ver **Figura 13**).

2. La pasta reveladora de agua se utiliza para indicar la interfase petróleo-agua. Lo que permite determinar el nivel de agua libre. Se recomienda usar el método de medición a fondo. Es recomendable e importante mantener drenados los tanques, de tal forma, que la cantidad de agua libre siempre sea mínima (máximo 5 cm. de agua).
3. Pasta indicadora de producto: para productos volátiles el nivel de líquido no se puede leer en la cinta o plomada (según sea el método) y se debe usar pasta para producto con el fin de determinar claramente el corte sobre la cinta.

Figura 13. Lectura del corte de agua en plomada de fondo



Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013.

2.2.3.7 Exactitud de la medición. Las cintas nuevas deben inspeccionarse en toda su longitud para determinar que los números y las divisiones entre los incrementos sean legibles. La precisión de la cinta de trabajo y su plomada adjunta debe verificarse mediante la comparación con un dispositivo de medición de referencia (cinta de referencia) que haya sido certificada, o sea trazable a un patrón nacional o internacional (API MPMS 3.1A Apéndice A). El conjunto cinta y plomada deberá inspeccionarse diariamente, o antes de cada uso para asegurarse que el desgaste en el broche de la cinta, el ojo de la plomada o la punta de la plomada no introduce errores cuando se lee la escala de la cinta. La cinta también debe inspeccionarse en busca de dobleces. Si la cinta tiene dobleces se debe verificar para determinar si su exactitud está dentro del rango permitido.

Existen dos formas de verificar las cintas de medición: método horizontal y método vertical. La verificación debe realizarse mensualmente. La verificación metrológica se debe realizar una vez al año preferiblemente por el método horizontal.

El PEGD debe tener una precisión igual o mejor que una cinta manual certificada. Se verificará de la misma forma que se verifican las cintas manuales.³¹

2.2.3.8 Incertidumbre de las mediciones en un tanque. Las lecturas de la medición y las tablas de aforo del tanque se utilizan para determinar el volumen total observado (TOV) del líquido contenido en el tanque. La exactitud del TOV está limitada por la exactitud inherente a la tabla de aforo del tanque y a las mediciones de nivel realizadas en el tanque, independientemente del equipo de medición utilizado.³²

2.2.3.9 Precauciones operativas. La exactitud global de la medición estática de nivel puede ser influenciada por los siguientes aspectos operativos usados en la transferencia de hidrocarburos líquidos desde o hacia un tanque:

1. Fugas.
2. Desplazamiento de líneas.
3. Mezcladores o agitadores internos.
4. Drenado de agua.
5. Aire o espuma en el líquido.
6. Escotilla de medición cerrada.

³¹ Ibid., p. 14.

³² Ibid.,

7. Desplazamiento del techo o membrana flotante.
8. Fondos.
9. Determinación de temperatura y muestreo.

3. MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO SEGÚN EL MARCO LEGAL COLOMBIANO

En la siguiente sección se especificarán los fundamentos de las operaciones de prueba de pozos con el medidor de flujo multifásico; Esto con el fin de describir los principios de operación del medidor, los instrumentos y equipos que utiliza, y las condiciones de proceso establecidas del equipo. Todo esto con respecto al marco legal para la prueba de pozos con medidores multifásicos en Colombia, en donde, se establecen los requerimientos que deben cumplir los equipos para ser avalados por la ANH.

3.1 PRINCIPIOS OPERACIONALES DE UN MEDIDOR MULTIFÁSICO

Un medidor de flujo multifásico generalmente es entendido como un equipo capaz de medir el caudal de cada una de las fases (crudo, gas y agua) que componen un flujo multifásico a condiciones de línea sin la necesidad de separar el flujo en fases individuales, sin importar el régimen de flujo con el cual provenga el fluido. Un medidor multifásico elimina la necesidad y el gasto de un separador y sus tres medidores de flujo individuales para ser reemplazados por un equipo con un solo medidor.³³

Un MPFM (Multi Phase Flow Meter) por sus siglas en inglés, normalmente se ubica después de la cabeza del pozo y antes de un sistema de separación. Para permitir que la gravedad separe las fases y genere un patrón de flujo de burbujas uniforme.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO

El medidor de flujo multifásico es un sistema de medición autónomo (servicio desatendido) el cual opera a través de un sistema de control inteligente que permitiendo un servicio Stand Alone diseñado y desarrollado para la medición de crudos altamente viscosos y con gravedades desde 7° API, sin limitar su uso en aplicaciones con crudos livianos o con alto corte de agua.

Debido a que los crudos tienen características especiales y particulares, el medidor de flujo multifásico que se muestra en la **Figura 14**, incorpora diversos desarrollos tecnológicos que hacen posible el manejo de los flujos multifásicos bajo los estándares y requerimientos internacionales para la medición de flujos multifásicos, los cuales serán expuesto más adelante.³⁴

³³ Carvajal, Gustavo Maucec, Marko Cullick, Stan. Intelligent Digital Oil and Gas Fields - Concepts, Collaboration, and Right-Time Decisions - 2.1.3.6 Multiphase Flowmeter. Elsevier. 2018. p.58.

³⁴ Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018. p. 4.

Figura 14. Medidor de flujo multifásico



Fuente: Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018.

3.3 DIAGRAMA DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO

El medidor de flujo multifásico posee un (AFLOC) acondicionador de flujo axial compuesto por dos tubos concéntricos verticales: Una entrada de Flujo Multifásico **(1)** y una carcasa tubular **(2)**. La mezcla gas-líquido que circula por el tubo interior es puesta en rotación por medio de un generador de vórtice **(3)** dispuestos en el interior de esta. Al salir de la mezcla multifásica del generador de vórtice se forma una zona central ascendente que esencialmente contiene gas y otra zona anular exterior descendente que contiene líquido. El gas separado sale por la parte superior de la carcasa, y el líquido desciende y sale por la parte inferior del AFLOC; Mediante el generador se asegura la formación de un vórtice simétrico con respecto al eje del acondicionador y el arrastre de gas en el brazo de líquido del medidor. El nivel de líquido en el acondicionador es medido mediante un sensor de nivel **(4)**.

Para la medición del caudal de gas, se hace uso de un medidor de flujo **(5)**. En el brazo de gas se disponen de sensores de presión y temperatura **(6)** para la corrección del flujo de gas. Una válvula de control de flujo **(7)** es dispuesta en la salida de gas para efectos de control de nivel de líquido y de presión en el acondicionador.

La medición del caudal líquido es realizada mediante un (MFL) medidor de flujo de la fracción líquida **(8)** instalado en el brazo de líquido. El caudal medido en MFL varía linealmente con la caída de presión en la matriz de tubos e inversamente proporcional con la viscosidad dinámica del fluido. A fin de corregir el volumen de líquido **(10)** es empleado un viscosímetro en línea a las condiciones de presión y temperatura de operación. En la medición de la producción de crudo pesado el MFL presenta la ventaja de su baja sensibilidad a la presencia de gas arrastrado dentro del líquido lo cual representa una gran estabilidad en la medición de flujo. En el crudo pesado la separación total del gas en el líquido es dificultosa originado por la alta viscosidad del crudo, quedando siempre una pequeña fracción de gas atrapado en la corriente de líquido.

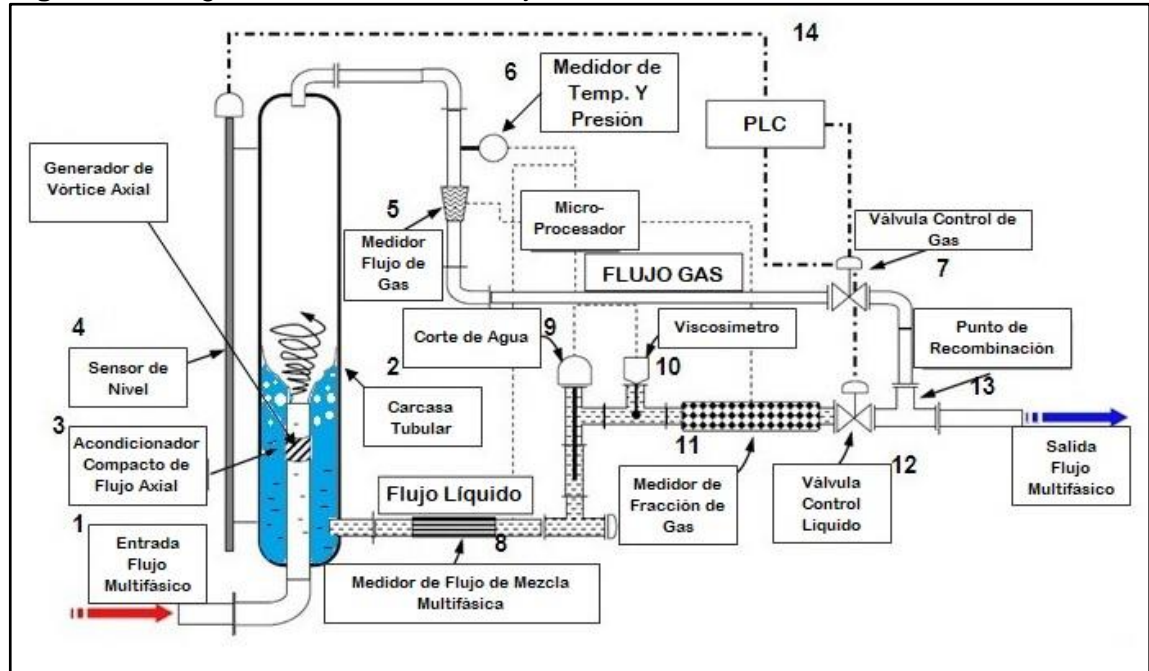
En la salida de líquido se dispone además de un medidor en línea de contenido de agua **(9)** para determinar el corte de agua en el líquido.

El flujo de líquido medido con el MFL, así como el corte de agua son corregidos a la fracción de gas arrastrado en el líquido, para esto se instala en línea un instrumento para la medición del gas atrapado **(11)**. En la salida de líquido, y con propósito de controlar el nivel en el acondicionador, se dispone de una válvula de control de flujo **(12)**. Finalmente, los flujos de gas y líquido son recombinados nuevamente en el mezclador **(13)**.

El equipo consta de un PLC (controlador lógico programable) **(14)** para la adquisición de datos y despliegue del programa de configuración y operación del medidor de flujo. Una unidad de control automático se encarga de controlar el nivel de líquido del separador para garantizar el funcionamiento eficiente del mismo ante las variaciones del flujo de gas o de líquido que puedan ocurrir.³⁵

³⁵ Ibid., p. 6.

Figura 15. Diagrama del medidor de flujo multifásico



Fuente: elaboración propia con base en Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018.

3.4 DESCRIPCIÓN DE INSTRUMENTOS Y EQUIPOS

A continuación, se realizará la descripción de cada uno de los instrumentos y equipos que hacen parte del medidor de flujo multifásico.

3.4.1 Analizador de porcentaje de agua en crudo. El MPFM posee un analizador de porcentaje de agua en crudo marca Liebherr modelo WMS con indicación local por principio de micro ondas capacitivo, el cual tiene un rango de 0-100% con voltaje 24 vdc. No le afecta la salinidad ni el gas libre presente en la mezcla.³⁶

³⁶ Ibid., p. 7.

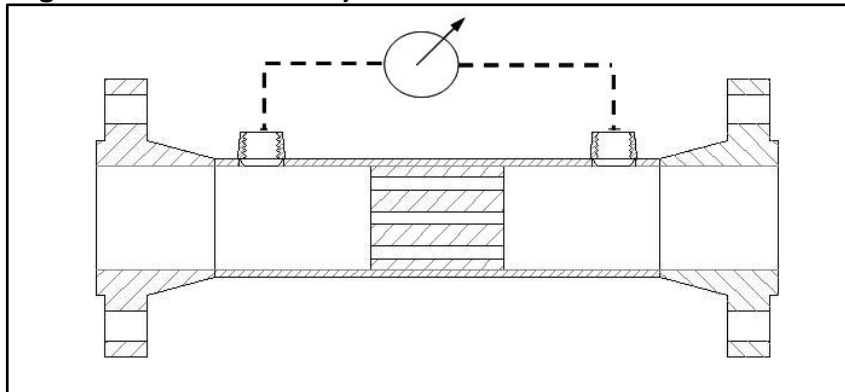
Figura 16. Analizador de porcentaje de agua en crudo



Fuente: Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018.

3.4.2 Medidor de flujo de líquido. La medición de líquido se realiza por medio de un medidor de tipo laminar y un medidor de tipo cuña (Wedge). Dependiendo de las condiciones de proceso manejadas durante la prueba, el medidor de flujo multifásico decidirá cuál de las tecnologías será usada para la medición del caudal de líquido. El medidor de flujo laminar es basado en el principio de HAGEN – Poiseuille el cual consta de un corrector de flujo laminar donde las caídas de presión ocurridas en los cilindros internos que son parte del medidor en las secciones transversales del sistema son linealmente proporcionales a los volúmenes. Este medidor posee un excelente desempeño y alta precisión en crudos extrapesados, pesados y medianos, ya que, las características físicas y químicas de este tipo de crudo garantizan un patrón de flujo laminar a través del medidor.

Figura 17. Medidor de flujo laminar

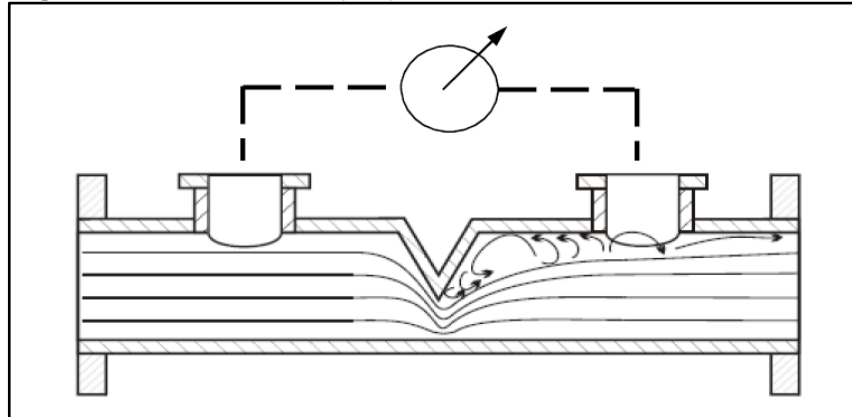


Fuente: Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018.

El medidor de flujo tipo cuña (Wedge) se acomoda a la mayoría de las aplicaciones, aun las más abrasivas. Configurado para las aplicaciones de bajas viscosidades como crudos livianos o pozos con alto porcentaje de agua. Gracias a su

construcción rugosa, práctico diseño y simple proceso de operación, logra obtener gran precisión y confiabilidad. La ecuación de flujo básica para este tipo de medidor se deriva del teorema de Bernoulli (balance de la energía) y la ecuación de continuidad. Una restricción diseñada crea una presión diferencial lineal en todo su rango que equivale a una rata másica o volumétrica del flujo, esta capacidad de mantener la relación de raíz cuadrada necesaria entre el rango de flujo y la presión diferencial para casi cualquier tipo de fluido.³⁷

Figura 18. Medidor de flujo tipo cuña



Fuente: Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018.

3.4.3 Medidor de flujo de gas. La medición de gas se realiza por medio de un arreglo de medidores de flujo de cuña Wedge (**Figura 18**) los cuales serán utilizados según los caudales manejados durante la ejecución de las pruebas. Estos medidores cumplen las mismas características explicadas anteriormente.³⁸

3.4.4 Viscosímetro. Este instrumento es determinante en el funcionamiento del medidor multifásico, ya que permite medir en condiciones de línea la viscosidad de la mezcla multifásica. Mediante este parámetro el sistema decide cual tecnología de medición (cuña Wedge o laminar) debe ser usada para determinar el volumen de la fase líquida.³⁹

³⁷ Ibid., p. 8.

³⁸ Ibid., p. 9.

³⁹ Ibid.,

Figura 19. Medidor de viscosidad



Fuente: Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018.

3.4.5 Medidor de gas atrapado (SONAR). El sonar es el dispositivo que mide la fracción de gas atrapado en el líquido, este debe ser configurado con las características del crudo a medir: densidad, velocidad del sonido, temperatura, entre otras cosas.⁴⁰

Figura 20. Medidor de gas atrapado (SONAR)



Fuente: Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018.

3.4.6 Válvulas de control. El equipo de medición de flujo multifásico posee dos válvulas con actuador eléctrico, una válvula de control de gas y una válvula de control de líquido cuña Wedge. Estas válvulas son usadas por el equipo para mantener el nivel óptimo del acondicionador de flujo que serán controladas mediante un PLC.⁴¹

⁴⁰ Ibid., p. 10.

⁴¹ Ibid.,

Tabla 2. Especificaciones técnicas del medidor multifásico

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Ventana Operacional	
GVF	0 – 99%
Corte de Agua	0 – 100 %
Patrones de Flujo	No influye
Rango de Presión	300 lbs. ANSI Flange Class. A106 Grade B Carbon Steel pipes
Temperatura Ambiente	0 a 60 °C (32 a 140 °F)
Temperatura de Proceso	Hasta 80 °C Humedad relativa hasta 95%
Viscosidad	Hasta 25.000 cP (viscosidad de mezcla en línea)
Salinidad	No afecta. Contenido de arenas no afecta.
Caída de Presión	La caída de presión máxima es de 10 psi.
Especificaciones Eléctricas	
Suministro Eléctrico	110 V AC
Consumo Eléctrico	1200 Watts (modelo estándar)
Cerramiento	Clase 1; División 2 Grupo B, C & D
Precisión	
Volumen de Líquido	±5% / Repetibilidad 0,2%
Volumen de Gas	±5% / Repetibilidad 0,2%
Corte de Agua por Radiofrecuencia	±2% todo el rango de 0 – 100%

Fuente: Industrial Vox Analyzer. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018.

3.5 MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Los materiales de construcción de los medidores de flujo multifásico son de acero al carbono y cumplen con los siguientes estándares:

- **Tuberías.** ASME A-106 Gr B, A-53 Gr. B o API-5L GR. B, El primer tipo de tubería es una sin costura, para presión y para manejar resistencia eléctrica. El segundo tipo es un tubo de acero al carbono y finalmente el tercer tipo es una tubería de acero para altas temperaturas, accede a ser doblado, soldado y bridado.

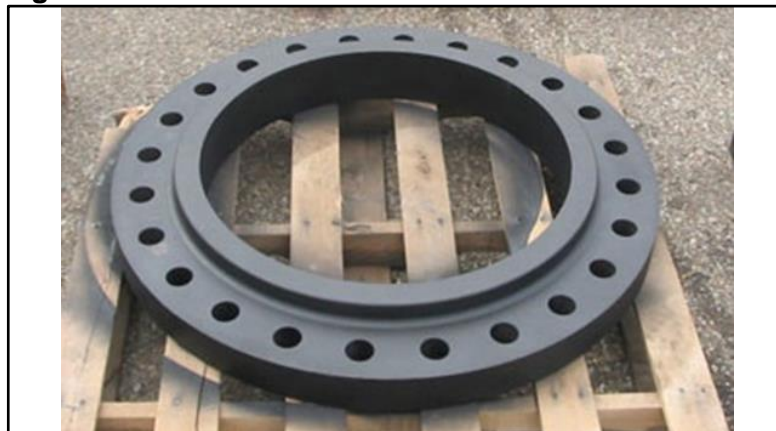
Figura 21. Tuberías ASME A-106 Gr B, A-53 Gr. B ó API-5L GR. B



Fuente: ACERO TUBO S.A., GRUPO BS E INDIAMART. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: <https://www.acero-tubo.com/astm-a106-gr-b-gr-c-acero-carbono-tubos-sin-costura-proveedores-exportadores.html>

- **Bridas.** ASME A-105, bridas de deslizamiento de acero al carbono.

Figura 22. Bridas ASME A-105



Fuente: ALEACION TUBOS. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: <https://www.tubos-acero-aleacion.com/bridas-de-acero-al-carbono-a105-a350.html>. 2019.

- **Accesorios.** ASME A-234 Gr. WPB ó WPC ($\geq 2''$), Accesorios forjados en acero al carbono.

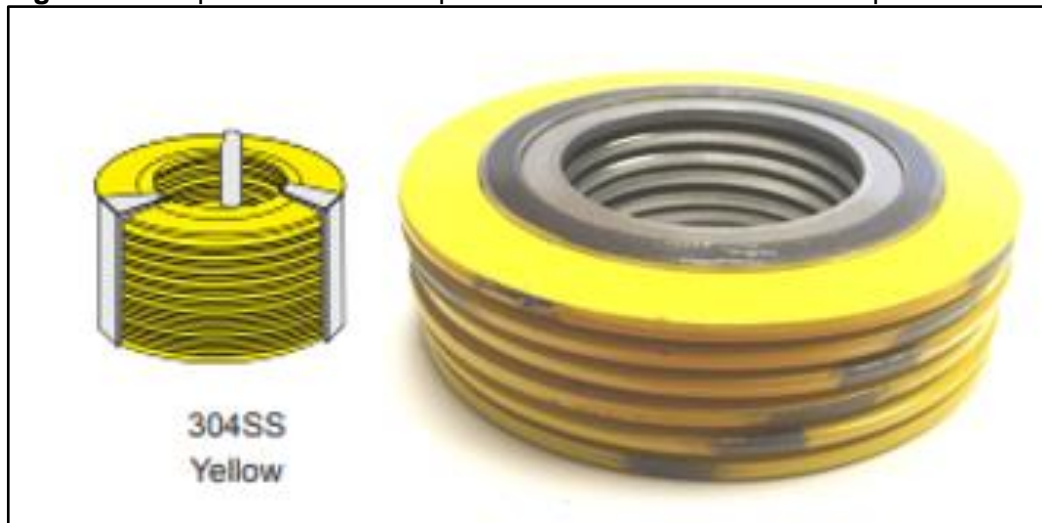
Figura 23. Accesorios ASME A-234 Gr. WPB ó WPC ($\geq 2''$)



Fuente: SUNNY STEEL. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: <http://www.sunnysteel.com/espanol/ASTM-A234-Especificacion-estandar.php#.XJnJoyhKjIU>. 2019

- **Empacaduras.** 304SS spiral wound w/non-asbestos filler por API-601, elemento empleado para general sello entre las juntas.

Figura 24. Empacadura 304SS spiral wound w/non-asbestos filler por API-601



Fuente: elaboración propia con base en FLEXITALLIC. Spiral Wound Gaskets. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: http://flexitallic.com/uploads/files/Spiral_Wound_Cover_No_Crop_Marks.pdf.

- **Tornillos.** ASTM A193 Gr. B7

Figura 25. Tornillos ASTM A193 Gr. B7



Fuente: GRUPO CTAISA TORNILLERIA. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: http://www.ctaisa.com.mx/ver_producto.php?id=24. 2019.

- **Espárragos.** ASTM A-193 Gr. B7, tornillos sin cabeza que van roscados en sus dos extremos con diferente longitud rocada, entre los cuales, hay una porción de vástago sin roscar. El extremo roscado corto permanece atornillado en la pieza que se considera fija, mientras que en el otro extremo se atornilla la tuerca que proporciona la unión.⁴²

⁴² EcuRED. Espárragos [en línea]. 2019 [revisado 22 Marzo 2019]. Disponible en Internet: https://www.ecured.cu/Tornillos_esp%C3%A1rragos

Figura 26. Espárragos ASTM A-193 Gr. B7



Fuente: SUMATEC. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: <https://sumatec.co/producto/esparragos-acero-b7-petroleros/>. 2019.

- **Tuercas Hex.** Acabado normal, servicio pesado, ASTM A194 Gr. 2H

Figura 27. Tuerca Hex acabado normal, servicio pesado, ASTM A194 Gr. 2H



Fuente: elaboración propia con base en Shanghai Jinrui Norm Parts Supplies co., Ltd. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: https://shxingrui.en.alibaba.com/es_ES/.

- **Tubos & Accesorios. 1/4" all 316SS Tubing W/Swagelock Fittings**

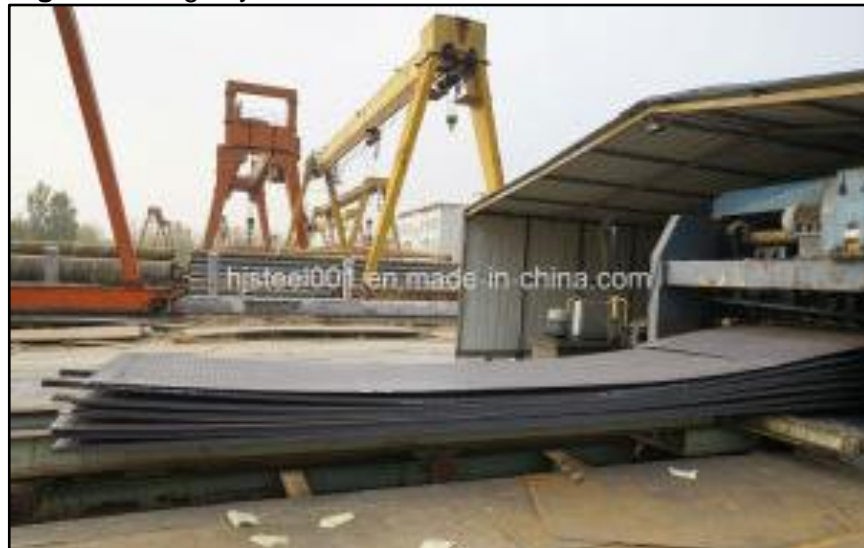
Figura 28. Tubos & Accesorios 1/4" all 316SS Tubing W/Swagelock Fittings



Fuente: PERETE. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: <https://perete.en.alibaba.com/?spm=a2700.details.cordpanyb.1.36b33099sPqA76>.

- **Vigas y Tubos de SKID. ASTM A-36**

Figura 29. Vigas y Tubos de SKID ASTM A-36



Fuente: LIAOCHENG HUAJIAN STEEL CO., LTD. [citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: https://es.made-in-china.com/co_hjsteel001/product_ASTM-A36-Hot-Rolled-Anti-Slip-Ship-Building-Checkered-Steel-Plate_enignurry.html.

3.6 CONDICIONES DE PROCESO ESTABLECIDAS

Las condiciones de proceso establecidas para el medidor de flujo multifásico VOX-X4 son obtenidas del documento de Industrial Vox Analyzer.⁴³ Y son las siguientes:

- **Conexiones 4" 300 ANSI RF.** Que corresponde a las dimensiones de juntas o de bridas, que para esta condición es de 4 pulgadas de diámetro con 300 libras por pulgada cuadrada que es la clase de presión que estas conexiones soportan. Esto muestra las bridas según estándar ANSI (americano) y RF que es la simbología de la cara de la brida o empaque estándar que es conocida como cara de resalte o completa (raised Face).⁴⁴ Esta consiste en un empaque que únicamente abarca el realce de la brida, y es ahí donde ejercerá el ajuste del mismo.⁴⁵ Como se muestra en la **Figura 30**.

Figura 30. Conexión 4" 300 ANSI RF



Fuente: elaboración propia con base en Chengdu Derbo Steel Co., Ltd. Y VALCO INDUSTRIAL. [citado el 21 de marzo de 2019]. Disponible en línea: https://www.alibaba.com/product-detail/ansi-b16-5-4-inch-RF_60595272935.html y <http://valcoindustrial.com.mx/2018/01/24/empaques-para-brida-ff-o-rf/>.

- **Incertidumbre Líquido +/- 5,0 %.** El valor de incertidumbre nos da una idea de la calidad de la medición, esto según Arias Romero Roberto en el primer seminario latinoamericano de Medición de flujo de hidrocarburos.⁴⁶ Y con respecto a la incertidumbre de líquido es el conocimiento de la cantidad real que se tenga de este. Y para este medidor, se requiere más o menos un 5% de esta incertidumbre, lo cual es un valor bajo.

⁴³ Industrial Vox Analyzer. Op. cit., p. 55.

⁴⁴ Aislamiento y Estanqueidad Erica,S.L. Barcelona. Juntas para bridas [en línea]. 2019 [revisado 21 Marzo 2019]. Disponible en Internet: <http://www.eric.es/web/dimensiones-juntas-bridas/>

⁴⁵ VALDÉS José Antonio. VALCO INDUSTRIAL. Empaques para Brida. [en línea]. 24 de Enero 2018 [revisado 21 Marzo 2019]. Disponible en Internet: <http://valcoindustrial.com.mx/2018/01/24/empaques-para-brida-ff-o-rf/>.

⁴⁶ ARIAS Romero Roberto. 1er. Seminario Latinoamericano de Medición de Flujo de Hidrocarburos. Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos. 2002. p10.

- **Incertidumbre Gas +/- 10,0 %.** Así Como en el líquido la incertidumbre del gas es baja siendo de más o menos un 10%.
- **Incertidumbre Corte de Agua +/- 2 %.** la incertidumbre del corte de agua tiene un valor menor siendo de más o menos un 2%.
- **Fluido mezcla multifásica (Aceite, gas y agua), 7 °API.** El equipo tiene la capacidad de registrar una mezcla multifásica con un valor de gravedad mínimo de 7 °API.
- **Q liq (max/nor/mín) 6/1/0,1 MBPD.** El equipo tiene unas condiciones de proceso con respecto al caudal de líquido. Un máximo de 6 MBPD, un normal de 1 MBPD y un mínimo de 0,1 MBPD.
- **Q gas (max/nor/min) 4/0,1/0,00 MMPCSD.** El equipo tiene unas condiciones de proceso con respecto al caudal de gas. Un máximo de 4 MMPCSD, un normal de 0,1 MMPCSD y un mínimo de 0 MMPCSD.
- **Corte de agua (max/nor/mín) 100/30/0%.** Con respecto al corte de agua el equipo tiene las siguientes condiciones. Para un corte de agua máximo un valor de 100%, para uno normal un 30% y un mínimo de 0%. Opera a cualquier porcentaje de corte de agua.
- **H2S SI.** El equipo opera en presencia de H2S (Hidrogeno de Sulfuro)
- **C02 SI.** El equipo opera en presencia de C02 (Dióxido de Carbono)
- **Presión de entrada (max/nor/mín) 400/200/45 PSI.** La condición de presión de entrada para el equipo es de máximo 400 PSI (Libra por pulgada cuadrada), un valor de presión normal de 200 PSI y un mínimo de 45 PSI.
- **ΔP max permitida 10 PSI.** Diferencial de presión máximo permitido para el equipo es de 10 PSI.
- **Temperatura (max/nor/mín) 220 /160/100 F.** El equipo tiene unas condiciones de proceso con respecto a la temperatura y es que el valor máximo de temperatura es de 220 °F, un valor normal de 160 °F y un mínimo de 100°F.
- **Viscosidad (max/nor/mín) 517.000/1390/1 cP.** LA viscosidad de operación máxima es de 517.000 cP, normal es de 1.390 cP y mínima de 1 cP.
- **Alimentación eléctrica 90-440 VCA, 60Hz.** El equipo requiere una alimentación eléctrica con un voltaje de corriente alterna entre 90 y 440. Con una frecuencia de 60 Hz (Hertz).

- **Comunicaciones Serial RS232, Ethernet.** Para las condiciones de operación se requiere tener una interfaz (Elemento que intercambia datos). Específicamente el Serial Rs232 Ethernet que se muestra en la **Figura 31**. Que permite el intercambio de datos de una red Ethernet o local con una red en serie.

Figura 31. Serial Rs232 Ethernet



Fuente: elaboración propia con base en StarTech.com. [Citado el 22 de marzo de 2019]. Disponible en línea: <https://www.startech.com/Networking-IO/Serial-over-IP/1-port-RS232-serial-over-ip-adapter~NETRS2321P>.

3.7 DESCRIPCIÓN DEL MARCO LEGAL DE COLOMBIA

Para este numeral se toma como punto central la resolución número 41251 del 23 de diciembre de 2016. En la cual se reglamenta la medición de 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.⁴⁷ Resolución emitida por el Ministerio de minas y energía de la Republica de Colombia.

Con respecto a la medición multifásica la resolución en el Título 4, capítulo 3, artículo 19 habla de utilizar medidores de flujo multifásico (MPFM) fijos o portátiles para medición de asignación o para la realización de pruebas de pozo en lugar de separadores de prueba, 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, sección 3 y los lineamientos de esta resolución. Para el uso de MPFM se deberá presentar solicitud de aprobación a la autoridad de fiscalización.⁴⁸ En este caso es la ANH.

⁴⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución número 41251. (23, diciembre, 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. Bogotá, D.C., 2016. p. 1.

⁴⁸ Ibid., p. 16.

En esta resolución también se habla de dispositivos con fuente radioactiva, pero el equipo a implementar no cuenta con esta, por tal razón no se mencionará en esta descripción del marco legal este tipo de equipos.

En el párrafo 1 del presente artículo, se enuncia que: como requisito para la aprobación de uso de MPFM se deberán realizar pruebas contra equipos de well testing y tanques, como mínimo durante tres (3) meses en pozos representativos del campo. El MPFM y los equipos de well testing y tanques deberán estar ubicados dentro del área de locación del pozo o cluster de pozos. El informe resultado deberá reportar como mínimo el error relativo entre la indicación del MPFM y la indicación del well testing y tanques con respecto a la medición de cantidad de agua, crudo y gas empleando la siguiente ecuación:

Ecuación 6. Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación del well testing y tanques

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

Fuente: Resolución 41251 de 23 de diciembre de 2016, de la república de Colombia. Artículo 19, párrafo 1. [citado el 24 de marzo de 2019].

Dónde,

%E = Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación del well testing y tanques (Porcentaje)

Indicación_{MPFM} = Valor del medidor de flujo multifásico

Indicación_{Referencia} = Valor del well testing y tanques

En el Título 7 Incertidumbre en la medición de hidrocarburos, en el artículo 34 sobre niveles de incertidumbre aceptados, menciona que: para los medidores multifásicos la incertidumbre en la medición de la fase líquida no podrá ser mayor a 5% relativo. Para el caudal de agua la incertidumbre no podrá ser mayor al 2% absoluto. Para el caudal de gas la incertidumbre no podrá ser mayor al 10% relativo.⁴⁹

En el párrafo 2 de este artículo dice que: Los sistemas de medición de gas y de crudo en el well testing y tanques deberán cumplir con los lineamientos señalados en el Título 4, capítulos 1 y 2, así como de los requisitos establecidos en los artículos 32 y 34 de la presente resolución.⁵⁰

⁴⁹ Ibid., p. 23.

⁵⁰ Ibid.,

Lo que nos menciona el anterior párrafo con respecto al Título 4, capítulos 1 y 2 es: Modelos de medición y normas técnicas aplicables, para la medición estática y dinámica. Se evidencia el modelo de medición estática para hidrocarburos líquidos, donde se habla que se debe descontar el contenido de agua y sedimentos para lograr tener un volumen de hidrocarburos líquidos netos, seguido de su cálculo según normas API MPMS 3 y la API 12.1.1.

Luego se tienen las normas técnicas de cumplimiento obligatorio para medición estática, que muestran los requerimientos obligatorios que deben tener los equipos y procedimientos para la medición estática, como lo son la calibración y aforo de tanques verticales y horizontales, los requerimientos de la medición en tanques, la determinación de la temperatura de medición, el muestreo, los factores de corrección de volumen de hidrocarburo líquido por temperatura, factores de corrección en cálculos, encogimiento volumétrico dado por mezcla de hidrocarburos livianos con pesados, pérdidas por evaporación y la calidad de hidrocarburos. Cada uno de los ítems mencionados corresponden a una norma API MPMS.

Seguido de las normas técnicas, se tienen las condiciones de los tanques de almacenamiento para medición oficial, que muestra las condiciones requeridas para que este elemento tenga un funcionamiento de medición oficial; deben ser construidos e instalados con respecto a las normas API y el código ASME, deben contar con accesorios y dispositivos de seguridad para evitar cualquier tipo de contaminación en caso de derrames. Se debe cumplir la norma técnica API 2350 que habla sobre Protección de sobrellenado para tanques de almacenamiento; Deben llevar un proceso de calibración y aforo, acreditado por las normas ISO/IEC17025 y norma API MPMS, debe tener un aforo y tabla de aforo estandarizado así para tanques cilíndricos verticales como para horizontales; una inspección en tanques, puntos de medición, equipo toma muestra e identificación de tanques. En el capítulo 2 se tiene la medición dinámica, está compuesta por la información de modelo de medición dinámica para hidrocarburos líquidos, en donde se debe determinar el volumen que fluye a través del medidor de flujo según norma API MPMS capítulo 5 y para cálculo de volumen neto a presión y temperatura estándar se empleara la norma API MPMS capítulo 12, sección 2.

Seguido de esto se tienen las normas técnicas obligatorias para la medición dinámica de hidrocarburos líquidos. Son los requerimientos que deben tener los equipos y procedimientos de medición dinámica en caso de: si es para probadores, si es para medidores de flujo, si son sistemas LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER o Unidad de transferencia de custodia automática de arrendamiento), si son para determinación de la temperatura, si son para muestreo, determinación de densidad, determinación de sedimento y agua en suspensión, factores de corrección de volumen de hidrocarburo líquido por presión y temperatura, definición de términos y cifras significativas, aspectos estadísticos de medición y muestreo, entre otros. Estos ítems están sustentados con la norma API MPMS y cada ítem corresponde a diferentes secciones y capítulos de esta norma.

Prosigue con los modelos de medición para hidrocarburos gaseosos y las normas técnicas obligatorias para medición de hidrocarburos gaseosos; estos se definen con respecto al equipo que se emplee. Y finalmente los artículos 32 y 34 de esta resolución, enuncian los programas de administración metrológica y los niveles de incertidumbre aceptados. La información recolectada fue dada a lo largo de la resolución 41251.⁵¹

Y finalmente en el Párrafo 3 dice que: los MPFM deberán ser empleados sólo en pequeñas corrientes de flujo que se encuentren dentro de su envoltorio de operación.⁵²

Todo lo mencionado anteriormente se encuentra textualmente en el **ANEXO A**, extraído de la resolución 41251 del 23 de diciembre de 2016.

⁵¹ Ibid., p. 1.

⁵² Ibid., p. 23.

4. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS RESULTADOS Y COMPARACIÓN

En este capítulo se realizará la descripción del análisis técnico de los resultados y comparación de la prueba de pozos con medidores de flujo convencionales vs el medidor multifásico (MPFM), implementados en el Campo Platanillo. En este capítulo se pueden encontrar las siguientes secciones: selección de pozos, verificación del aseguramiento metrológico para la medición y los resultados de las pruebas de pozo. Esto con el fin de comparar la medición convencional con la multifásica y verificar que esta medición sea significativa y esté entre los rangos de exactitud para la prueba de pozos enunciados en la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016.

4.1 SELECCIÓN DE POZOS

El Campo Platanillo comprende una campaña de exploración y producción de 18 pozos. En donde fueron seleccionados 3 pozos, que por sus características (tasas de producción alta, media y baja) representan el comportamiento del campo en general como lo enuncia la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016. Estos criterios de selección fueron estipulados por resolución como se enunció anteriormente, estos pozos fueron seleccionados por la compañía operadora (AMERISUR) para la correspondiente verificación, y entregados a la compañía prestadora de servicios (DINOPETROL) para la realización de pruebas. Los criterios tenidos en cuenta fueron las tasas de producción altas, medias y bajas, encontrándose los siguientes aspectos: principalmente caudales (Crudo o aceite, gas y agua), relación gas petróleo (GOR), Corte de agua (%BSW) y relación gas líquido (GLR). Los otros aspectos fueron, presiones y el tipo de levantamiento artificial. Los pozos entregados a DINOPETROL por la compañía operadora, corresponden a los pozos A1, B1 y B2. Situados en dos plataformas, en la plataforma A se encuentra el pozo A1 y en la plataforma B están situados los pozos B1 y B2.

4.2 VERIFICACIÓN DEL ASEGURAMIENTO METROLÓGICO PARA LA MEDICIÓN

Para la verificación del aseguramiento metrológico es necesario decir que este es un conjunto de actividades que son llevadas a cabo para garantizar la confiabilidad de la medición o un proceso.

Inicialmente, se realizaron capacitaciones al personal involucrado con la medición, esto como requerimientos de HSEQ (Salud, Seguridad, Medio ambiente y Calidad) que se tienen establecidos por la operadora. Estas actividades de capacitación fueron previas al desarrollo de la prueba, al igual que la revisión de los procedimientos de medición manual en tanques, los análisis de laboratorio que se

tuvieran en las plataformas, la liquidación de volúmenes, esto con el fin de llevar a cabo todas las pruebas con las normas respectivas.

Un punto a tener en cuenta es que durante la realización de las pruebas se mantuvieron constantes los controles sobre las siguientes variables: pozos, tanques de fiscalización, inspección diaria de los equipos de medición, campo y de laboratorio, factores ambientales y de procesos que pudieran afectar la medición.

Teniendo los equipos de medición que se emplearon para la comparación, calibrados y asegurando la metrología de la medición, la siguiente actividad que se realizó, fue con el medidor multifásico. Para llevar a cabo esta actividad se tuvo en cuenta el “PROTOCOLO PRUEBAS MEDIDOR MULTIFÁSICO”, que es el seguimiento que se debe tener para la verificación de la metrología de la medición otorgada por el medidor multifásico ORINOCO, para esta actividad se tomaron en cuenta los siguientes ítems:

El objetivo para la medición multifásica (MPFM), el alcance con la medición MPFM con respecto al protocolo, la descripción de la tecnología MPFM, las especificaciones de desempeño del medidor, el desempeño del medidor dentro del campo y la ejecución de pruebas. Los demás ítems estarán enunciados en el capítulo anterior. Estos ítems corresponden a los requerimientos que se deben tener en las facilidades convencionales para la realización de estas pruebas.

4.2.1 Objetivo para la medición multifásica (MPFM). El objetivo fue realizar las pruebas de pozos con la tecnología MPFM, midiendo independientemente y en línea las tres fases: volumen de aceite, gas y agua, mostrando así la confiabilidad en la medida y la trazabilidad en la medida (Es la propiedad del resultado de una medición o de un patrón tal que pueda relacionarse con referencias determinadas, generalmente a patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas las incertidumbres determinadas⁵³), con respecto al sistema estándar convencional de pruebas (Separador y Tanques) con medición dinámica de la fase gaseosa en separador y medición estática de la fase líquida (agua y aceite) en tanques, consistente con los volúmenes de agua y aceite obtenidos en la liquidación estática con cinta de medición en los tanques y cumpliendo con los estándares internacionales API RP86, API Publicación 2566, API MPMS Capítulo 20 y API MPMS Capítulo 20.3.

Los datos de desempeño del MPFM y datos comparativos contra separador y tanques obtenidos diariamente fueron evaluados a partir del modelo estadístico de desviación estándar de una muestra. Este método se empleó con el fin de observar la dispersión que tienen estos valores con respecto a su media. Y así tomar este

⁵³ CATECHOM [en línea]. 2019. [revisado 1 Abril 2019]. Disponible en internet: http://www3.uah.es/catechom/index.php?option=com_content&view=article&id=57&Itemid=71&lang=es.

parámetro estadístico para cumplir con lo estipulado por la resolución respecto al rango de incertidumbre del equipo comparado con la medición convencional.

Si se tomaba una desviación estándar de una población lo único que se obtendría sería un parámetro, no una estadística. Lo que determinaría simplemente una propiedad numérica de los datos.

4.2.2 Alcance con la medición MPFM con respecto al protocolo. En la implementación del medidor MPFM, se observaron una serie de requerimientos que fueron estipulados en el protocolo, los cuales fueron:

1. Establecer lineamientos necesarios para el aseguramiento de la ejecución de pruebas de producción en pozos, con medidor MPFM.
2. Realizar una evaluación de desempeño del MPFM para su validación como método de prueba de pozos del Campo Platanillo. Esta prueba se llevará a cabo por un periodo de treinta (30) días, donde se probará el desempeño del MPFM.
3. Los datos obtenidos del MPFM serán comparados continuamente contra los volúmenes medidos en la facilidad de pruebas instalada en cada plataforma.

Estos requerimientos se llevaron a cabo a lo largo de la ejecución de las pruebas y se mostraron a lo largo de este capítulo.

4.2.3 Descripción de la tecnología MPFM. Esta tecnología fue descrita en el capítulo anterior sección 3.2. Descripción del medidor multifásico, en donde se encontrarán las partes del equipo, funcionamiento, accesorios, entre otros.

4.2.4 Especificaciones de desempeño del medidor. A continuación, en esta sección se mencionarán los intervalos de medición a los cuales estuvo sometido el equipo en condiciones de operación y limitantes. Además, se conocerá si el equipo genera alguna incertidumbre en sus medidas o no.

4.2.4.1 Intervalos de medición a condiciones de operación límite. Fue indispensable proporcionar información de cómo se desempeñó el medidor a condiciones de operación en el campo. Esto tuvo una directa relación con las curvas o envolventes de medición del equipo, como se mostrará más adelante. Dando así el intervalo de medición a condiciones de operación.

Para las condiciones limitantes: Se tuvo en cuenta que estas son condiciones dentro de las cuales, el medidor y sus componentes pueden ser usados sin ninguna falla, o los límites que implican un cambio en su desempeño de forma irreversible.

En las especificaciones del intervalo de medición, a condiciones de operación y condiciones límite para el medidor MPFM, fue importante tener en cuenta las

condiciones ambientales, de proceso y del fluido, incluyendo la presencia de arenas, si este fuese el caso.

4.2.4.2 Incertidumbre de la medición. En caso de haber obtenido incertidumbre en la medición, el fabricante o propietario del MPFM que es DINOPELROL estaba en la obligación de reportar este acontecimiento sustentado con resultados de pruebas realizadas por laboratorios independientes y/o pruebas de campo, realizadas a condiciones operativas y regímenes de flujo diferentes.

4.2.5 Desempeño del medidor dentro del campo. El rango de producción de los pozos del Campo Platanillo oscilaba entre tasas de flujo de 1.500 y 6.000 BFPD, además de que la gravedad API de los pozos de producción estaba entre un rango 20° a 35° API, en el periodo de prueba. Condiciones que el medidor por probar, tuvo para llevar a cabo las pruebas.

A continuación, en la **Tabla 3**. Se mostrarán los pozos de referencia que fueron entregados a la compañía prestadora de servicio por la operadora con sus respectivas tasas de producción (Líquido total, corte de agua y gas).

En la **Tabla 3**. Se puede observar los pozos que la compañía AMERISUR decidió probar con respecto a los aspectos enunciados anteriormente. En los cuales podemos ver que para la plataforma A, el pozo A1 conto con una tasa de líquido total de 2.700 BPD estándar, un contenido de 5% de BSW y una tasa de 28 MSCFD. En la plataforma B, el pozo B1 conto con una tasa de líquido total de 4.500 BPD estándar, un contenido de 43% de BSW y una tasa de 30 MSCFD. Y finalmente, en la plataforma B, el pozo B2 conto con una tasa de líquido total de 4.500 BPD estándar, al igual que el pozo B1, pero, con un contenido de 46% de BSW y una tasa de 50 MSCFD. Lo que nos muestra que la compañía operadora tomo rangos de líquido total altos y bajos, pero al observar el contenido de agua y gas podemos ver que realmente estos pozos de referencia cumplieron con las especificaciones que le solicitaron a esta compañía.

Tabla 3. Pozos probados por DINOPELROL en el Campo Platanillo

POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO PLATANILLO					
ITEM	UBICACIÓN	POZO	LIQUIDO TOTAL (BPD)	BSW TOTAL (%)	GAS (MSCFD)
1	PLATAFORMA A	A1	2.700	5	28
2	PLATAFORMA B	B1	4.500	43	30
		B2	4.500	46	50

Fuente: elaboración propia con base en Protocolo de Pruebas Medidor Multifásico para el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 9 de abril de 2019].

4.2.5.1 Envolvente de operación. El medidor MPFM ORINOCO, cuenta con envolventes propias de operación (**Figura 32**), estas fueron revisadas por parte de la compañía operadora para el aseguramiento metrológico (AMERISUR), junto a los representantes de los fabricantes (DINOPETROL).

En la **Figura 32**. Se muestran las envolventes del medidor MPFM VOX VOX-X4 (ORINOCO), que fue el empleado para las pruebas en el Campo Platanillo. Esta figura muestra en su encabezado las siglas **SVA**, que corresponden Separador de Vortex Axial, Este equipo fue definido en el capítulo anterior como acondicionador de flujo, así que estas envolventes son realmente del separador. Según estas medidas, se acoplan, ensamblan o configuran el resto de partes del medidor. Las medidas que aparece también en el encabezado 8" x 3" x 2", T=200°F, corresponden a 8 pulgadas para el diámetro del separador, 3 pulgadas para el diámetro de salida para la tubería de líquido, 2 pulgadas de diámetro de salida para la tubería de gas y finalmente a la temperatura de 200°F, que es la temperatura de diseño o la que tendrá el fluido que este dentro del equipo. En el eje Y, se observa QL(BPD), que hace referencia a el caudal de líquido que entrara en el equipo en unidades de barriles por día. En el eje X, se observa QG(MSCFD), que hace referencia a el caudal de gas que entrara en el equipo en unidades de mil pies cúbicos estándar por día.

En la leyenda de la **Figura 32** se tienen 6 parámetros que se diferencian por colores y por forma. Los cuales se definirán a continuación:

- **Flujo permanente.** (Segmento de puntos de color azul) hace referencia a un flujo estable, este tipo de flujo se maneja con el equipo sin sistema de control, todas las válvulas abiertas (líquido y gas), debido a que no se tienen perturbaciones como lo podrían ser baches o tapones de gas, o turbulencias en el flujo. Al ser un flujo estable o permanente permite que los parámetros de operación no tengan que ser variados por algún control. Para esta condición (flujo permanente), el rango operativo (tasa líquida) que tendría el separador y el equipo en si es de: máximo 1.800 MSCFD de caudal de gas, con un caudal de líquido aproximado de 5.100 BPD. y un mínimo de aproximadamente 7.100 BPD de líquido, con un caudal de gas muy bajo, aproximadamente de 50 MSCFD. Sin producir neblina.
- **Punto de diseño.** (Cruz roja) Este punto se realiza con referencia al separador. Este fue el punto en el equipo fue diseñado, para llevar a cabo en rango de tasas de producción dadas por la compañía operadora. ya que la compañía dio rangos de un caudal máximo de aproximadamente 4.500 BPD de líquido, lo que nos muestra de una media de 2.500 BPD de caudal de líquido. Que si observamos las coordenadas de este punto corresponden a 2.500 BPD de caudal de líquido y 1.000 MSCFD de caudal de gas. Que corresponde a la media del equipo.
- **Flujo intermitente sin sistema de control (automático).** (Segmento de puntos de color verde) hace referencia a un flujo intermitente, flujo no continuo,

adicionalmente esta curva muestra el comportamiento del equipo con este flujo y a condiciones abiertas (sin sistema de control), esto quiere decir que se dejan las válvulas abiertas (líquido y gas) y el mismo equipo se va a estabilizar y que sus rangos operativos serán los más bajos de la envolvente. Los rangos operativos (tasa líquida) a los que el equipo puede operar a estas condiciones son: Máximo 5.500 BPD de caudal de líquido, con un caudal de gas muy bajo, aproximadamente de 50 MSCFD. Y un mínimo de 500 BPD de caudal de líquido y con 1.800 MSCFD de caudal de gas. Sin producir neblina.

- **Máximo con sistema de control.** (Segmento de puntos de color morado) Este es el punto o envolvente que se empleó para la prueba del Campo Platanillo, debido a que el equipo funciona con un sistema de control. Esta envolvente es el máximo de operación de este equipo, lo que quiere decir que maneja grandes caudales de líquido como de gas. Solo que esta requiere control, es decir, que la válvula de gas se cierre para mantener cierto porcentaje de gas dentro del separador para evitar que el líquido suba por la tubería de la salida de gas. Y se requiera controlar. Así pasaría en el caso de la válvula de líquido. Es necesario en caso de tener baches este sistema de control para que se en esta situación se cierre la válvula de salida de líquido para mantener el sistema en equilibrio. Los rangos operativos (tasa líquida) a los que el equipo puede operar a estas condiciones son: Máximo 8.000 BPD de caudal de líquido, con un caudal de gas muy bajo, aproximadamente de 50 MSCFD. Y un mínimo de 6.000 BPD de caudal de líquido y con 1.800 MSCFD de caudal de gas. Sin producir neblina.

- **Flujo anular neblina.** (Segmento de líneas de color rojo de forma vertical) Esta línea segmentada de forma perpendicular al eje X, es una limitante para que pasada esta línea en el equipo se comience a generar flujo neblina, esto dado por la alta velocidad con la que viene el fluido. Generando espectros que podrían variar la medición del equipo. Este límite se da a un caudal de gas de aproximadamente, 1.900 MSCFD.

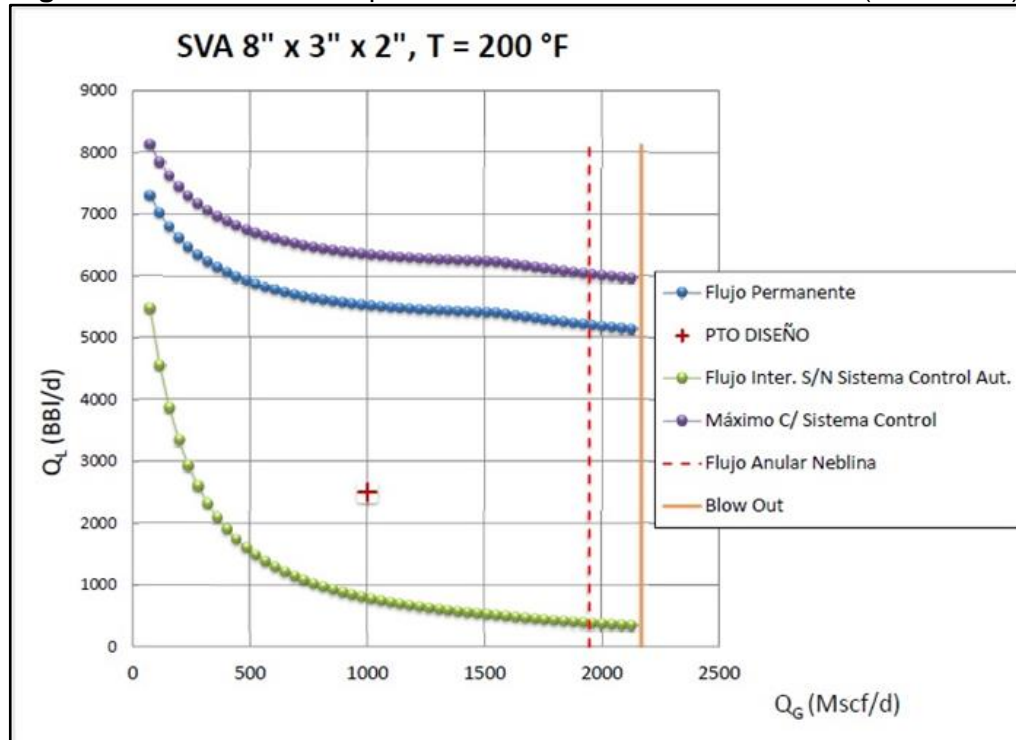
- **Blow out.** (línea de color amarillo de forma vertical) Esta línea de forma perpendicular al eje X, es la limitante para que pasada está el equipo dejara de medir. A este punto se le conoce como límite operativo. Este punto se da a un caudal de gas de aproximadamente 2.200 MSCFD.

El punto ideal para manejar el equipo es que las condiciones a medir estén por debajo de la curva de máximo con sistema de control y estén por encima de la curva de flujo intermitente sin sistema de control, puesto que, son los límites con los que el medidor es capaz de operar exitosamente. De lo contrario el medidor no cuenta con la capacidad para medir parámetros o condiciones que estén por fuera de estas envolventes.

Teniendo en cuenta la envolvente operativa del medidor MPFM ORINOCO, se puede observar que los parámetros de selección y los pozos seleccionados pueden

ser medidos con el MPFM ya que se encuentran a condiciones dentro de los parámetros operativos y de diseño de este equipo.

Figura 32. Envolvente de operación del medidor MPFM VOX-X4 (ORINOCO)



Fuente: Protocolo de Pruebas Medidor Multifásico para el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 9 de abril de 2019].

4.2.5.2 Sistemas de referencia para las pruebas. Los equipos convencionales que se estaban en el campo (tanques y separadores), sirvieron de referentes para las mediciones del MPFM, así que fue necesario que estos contaran con aseguramiento metrológico vigente.

Como se dijo anteriormente fueron tenidos en cuenta como sistema de referencia para la comparación, los separadores de prueba y tanques de prueba aforados. Para este caso se usaron las facilidades del Set de prueba de cada plataforma.

El volumen fiscalizado en tanque fue la referencia de líquidos que se tuvo para la prueba, este volumen fue comparado con el volumen acumulado de la prueba dada por el MPFM.

Se tuvo en cuenta que el personal operacional encargado de las pruebas, se asegurará que la medición en tanques fuera realizada de acuerdo con los protocolos actuales en el campo, es decir, que emplearon la medición en tanques con una cinta de medición a fondo certificada. Adicionalmente, el personal o la persona encargada de la medición con cinta obtuvo la potestad de concluir que el tanque se hubiera

asentado por completo, además que, pudo suponer el nivel y el volumen final del tanque, pasado el tiempo de reposo. Este protocolo o procedimiento se puede encontrar en el capítulo 2 sección 2.2.3. Medición estática en tanques atmosféricos.

4.2.5.3 Duración de las pruebas. A condiciones normales de operación, el tiempo de prueba por pozo y de los equipos, tuvo una duración de 30 días, con mínimo 5 pruebas por pozo, con una frecuencia de datos de 24 horas por parte del medidor multifásico. Con el fin de consolidar un conjunto de pruebas, que permitieron desarrollar un análisis estadístico por medio del modelo de desviación estándar y los promedios aritméticos, para realizar un apropiado análisis de los datos.

Con respecto al periodo de prueba por pozo se determinó de acuerdo con el potencial de cada uno de estos, se realizaron 3 pruebas de tanques efectivas de 1 hora como mínimo en un transcurso de 24 horas por pozo. Estos tiempos de prueba, variaron de acuerdo a las condiciones de cada pozo.

La coordinación de las pruebas, estuvo a cargo de AMERISUR en acompañamiento del supervisor de pozos de cada plataforma y el personal del set de pruebas ubicado en los pozos de referencia.

4.2.5.4 Facilidad de disposición para las mediciones. El medidor multifásico, se movilizará por 2 plataformas en el campo Platanillo. En las cuales se instalarán las facilidades mecánicas para conectar el medidor MPFM en los múltiples de producción de cada plataforma.

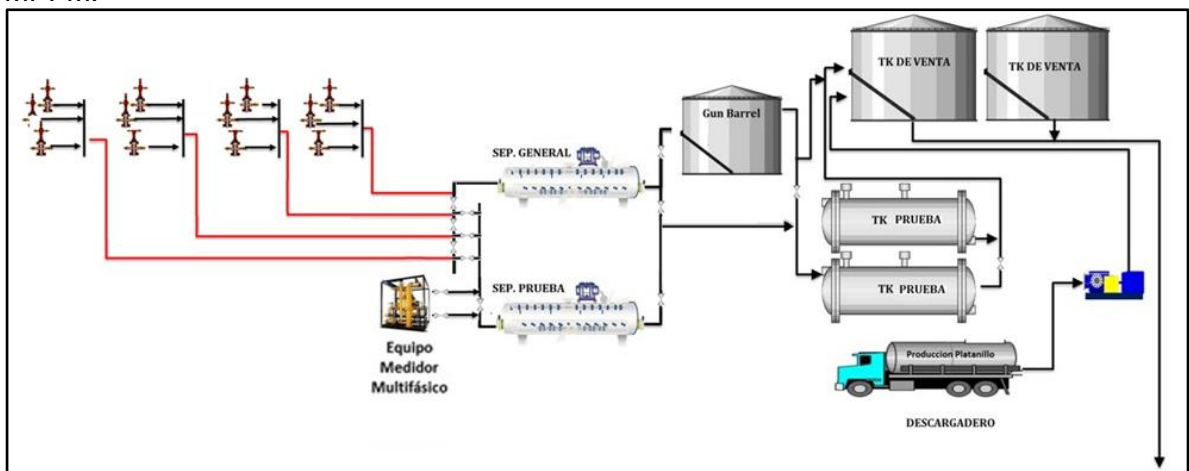
4.2.5.5 Interventoría metrológica y aseguramiento de la medición. Las pruebas de pozo en el Campo Platanillo, tuvieron el acompañamiento directo de AMERISUR (Compañía operadora), para el aseguramiento de la toma de datos, el proceso y el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales en el uso de la tecnología de medición MPFM para la prueba de pozos; de igual forma, superviso y verifico el seguimiento, monitoreo y control de las pruebas pertinentes bajo los procedimientos establecidos en el protocolo. Así mismo, se certificó de forma externa el aseguramiento metrológico de los equipos con los que se hicieron las mediciones.

4.2.5.6 Registro de calibración. Los certificados de calibración y/o verificación, para el medidor MPFM y su respectiva instrumentación, al igual que los equipos de prueba en superficie usados como referencia, fueron tomados en cuenta para la validación de la medición. Adicionalmente, AMERISUR como empresa operadora y su directo acompañamiento, consolido dicha información para la validación de las pruebas de pozos.

4.2.6 Ejecución de pruebas. Para la realización de las pruebas, en primer lugar, se procedió a movilizar el equipo de medición MPFM a la plataforma del Campo Platanillo a medir, seguido de su movilización, el medidor fue instalado en línea con el set de pruebas configurado para cada plataforma del campo.

Para la instalación del medidor MPFM con el set de pruebas de cada plataforma, se llevaron a cabo las respectivas conexiones, se instalaron las facilidades mecánicas con el medidor MPFM en el múltiple de producción y antes del separador de prueba. Donde se llevó a cabo el aseguramiento metrológico que se mostrará en la **Figura 33**.

Figura 33. Diagrama de proceso de la operación de prueba de pozos con el medidor MPFM.



Fuente: Protocolo de Pruebas Medidor Multifásico para el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 15 de abril de 2019].

Para este proceso se tuvo en cuenta que era necesario asegurar la alineación, por parte del personal de la operadora (AMERISUR), con autorización del supervisor de pozos.

Adicionalmente, antes de iniciar la prueba, se debió verificar las condiciones operativas del pozo y del múltiple de producción, verificar el estado de las válvulas, la ausencia de fugas, la presencia de algún ciego (es una obstrucción o tapa que podría ser puesta dentro de la tubería para no permitir el paso de fluido) en la bajante o a lo largo de las líneas, en caso de tener este problema se procedió a quitar estos ciegos, además, de verificar los ANSI (rango de máxima capacidad de operación de un equipo o parte) de los accesorios y de las válvulas para tener en cuenta que la presión que se maneje en la línea fuera de máximo 1,5 veces la presión que se indicara en el ANSI.

Con respecto a los equipos de superficie, se verificó que los parámetros del sistema de levantamiento se encuentren en operación normal, adicionalmente, que estos

equipos cumplieran con las calibraciones y pruebas realizadas para garantizar un óptimo funcionamiento, una toma de datos correctos y así evitar algún problema con los equipos.

4.2.6.1 Cronograma de ejecución de pruebas de pozos. A continuación, en la **Tabla 4**. Se mostrará la distribución en tiempo de las pruebas de pozos que se realizó para cada plataforma y consecuentemente para cada pozo de referencia.

Tabla 4. Cronograma de ejecución de pruebas de pozos

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE PRUEBAS DE POZOS			
FECHA	PLATAFORMA A	PLATAFORMA B	
	POZO A1	POZO B1	POZO B2
20/8/2018			
21/8/2018			
22/8/2018			
23/8/2018			
24/8/2018			
25/8/2018			
26/8/2018			
6/9/2018			
7/9/2018			
8/9/2018			
9/9/2018			
10/9/2018			
11/9/2018			
13/9/2018			
14/9/2018			
15/9/2018			
3/10/2018			
4/10/2018			
5/10/2018			
6/10/2018			
7/10/2018			

Fuente: elaboración propia con base en Protocolo de Pruebas Medidor Multifásico para el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 15 de abril de 2019].

La distribución de tiempo por cada plataforma correspondió en: para el pozo A1 la prueba se llevó a cabo desde el día 28 de agosto del año 2018 al 26 de agosto del mismo año, lo que nos dice que fueron 6 días de prueba. para el pozo B1 la prueba se llevó a cabo desde el día 6 de septiembre del año 2018 al 15 de septiembre del

mismo año, lo que nos dice que fueron 9 días de prueba en este pozo. Y finalmente, para el pozo B2 la prueba se llevó a cabo desde el día 3 de octubre del año 2018 al 7 de octubre del mismo año, lo que nos dice que fueron 5 días de prueba. Este cronograma y la medición cumplieron con los requerimientos de la compañía operadora, que fueron mínimo 5 pruebas por pozo.

4.2.6.2 Paso a paso de la ejecución de las pruebas.

1. Se realizó la inspección física y aseguramiento del área donde se ubicará el equipo multifásico.
2. Se procedió a movilizar el equipo MPFM, a la plataforma donde se iniciaron las pruebas. Se descargó el equipo tomando en cuenta, las condiciones del lugar y los requerimientos técnicos del equipo (que se ajustaran las condiciones del equipo con las del campo).
3. Se verificó el aseguramiento metrológico de los equipos que intervinieron en la Operación. Y Se tuvo como responsable de verificar la medición a la compañía operadora AMERISUR.
4. Se instaló el equipo MPFM, se adecuaron las líneas y accesorios. Esto fue realizado por la compañía de servicios DINOPELROL y por el personal de equipo de pruebas.
5. Se realizó la alineación de pozos a prueba. Esta actividad fue realizada por AMERISUR (Compañía operadora).
6. Se calcularon y establecieron los tiempos muertos para finalización de la prueba, estos fueron asociados a fluido muerto (fluido que no es tomado en cuenta para registro de la medición) empaquetado en la línea. Esta actividad fue realizada por la compañía que verifica la medición (AMERISUR).
7. Seguido de estos pasos se procedió a iniciar las pruebas con medidor MPFM. Esta actividad fue llevada a cabo por la compañía proveedora de medidor (DINOPELROL) y el personal de equipo de pruebas.
8. Se tomaron y verificaron los parámetros durante el periodo de prueba. Estos parámetros fueron los medidos por el MPFM. Al igual que el paso anterior la realización de esta actividad, fue realizada por la compañía DINOPELROL y el personal de equipo de pruebas.
9. Se procedió hacer la validación de las pruebas con MPFM ORINOCO contra facilidades. El responsable de esta validación fue la compañía que verifica la medición (AMERISUR).

10. Al finalizar la prueba se liquidaron los tanques, teniendo en cuenta el tiempo de reposo. Durante el periodo de prueba se tomó la medición de nivel cada media hora para verificar cambios de aporte que pudiera dar el pozo. Un punto a tomar en cuenta fue que los tanques se debieron llenar, máximo al 80% de su capacidad nominal (500 Bbls).
11. La duración de cada prueba con el medidor MPFM ORINOCO fue de 24hrs por pozo, pero con respecto a separador, la facilidad no contaba con el respectivo almacenamiento para llevar a cabo una prueba de 24 horas constante sin tener que vaciar tanque y volver a llenar, así que, para la comparación con el tanque, se realizó de la siguiente manera: Se realizó un llenado en un tanque de 500 Bbls esto en tiempo de aproximadamente 2 horas luego de esto se pasó a dejar reposar el fluido que pudo tardar entre 1 hora y 2 horas aproximadamente, se hizo la correcta liquidación del volumen contenido en el tanque, seguido de esto se realizó el despacho del tanque que pudo tardar en promedio los mismos tiempos estipulados que fueron un periodo de 1 a 2 horas, esta acción se realizó en el campo 3 veces al día por el tiempo que durara la prueba que sería de 24 horas con respecto al MPFM, esta prueba se realizaban por lo general una en la mañana, otra en la tarde y otra en la noche contando con tres pruebas de aproximadamente 2 horas que es lo estableció la resolución para la realización de esta comparación con respecto al medidor MPFM. Los valores obtenidos en las 3 pruebas, la compañía operadora los sumo, los promedio, extrapolándolos claramente a 24 horas. Seguido de esto se realizó la comparación, dando un valor único de cada variable de comparación de la medición en unidades por día.
12. Finalizada la primera prueba en tanques y con su respectivo procedimiento, se alineaba el pozo de nuevo para que el fluido fuera al gun barrel y a su respectivo proceso. Al realizar la otra prueba se volvía a alinear el sistema con los tanques de prueba y se llevaría a cabo el respectivo procedimiento.
13. Para la fiscalización del producto en tanques, se tuvo en cuenta que los tanques adquirieran un tiempo de reposo apropiado. La liquidación volumétrica, indicó el nivel de aceite, el nivel de interfaz y agua en suspensión.
14. Habiendo finalizado la prueba, se reportó la data al ingeniero de control de producción, a cargo de la operación. El responsable de este reporte fue la compañía proveedora del medidor (DINOPETROL) y el personal de equipo de pruebas.
15. Se efectuó la liquidación volumétrica de producto en tanques según los procedimientos establecidos en el presente documento. Liquidación volumétrica fue responsabilidad de la operadora (AMERISUR).

16. Seguido del paso 14 se realizó la evacuación de fluidos de los tanques hacia la estación.
17. Se continuo con la repetición del mismo procedimiento (15 pasos) para la prueba de los siguientes pozos programados.

4.2.6.3 Balance y condiciones. Seguido a la finalización de la prueba, se garantizó que las interfaces dentro del separador de prueba, fueron similares al momento de inicio.

Las corrientes y balance de volúmenes, fueron comparados entre el medidor MPFM y los obtenidos en los tanques de las siguientes formas:

1. Se reportó como medida de referencia las mediciones realizadas con el separador de prueba (sistema de medición por platina de orificio) y las mediciones realizadas por los equipos MPFM.
2. Para aceite: se compararon los datos del medidor MPFM versus medición estática en tanques de almacenamiento. Se tomaron muestras representativas del crudo almacenado en el tanque para determinar contenido de agua y sedimentos y llevar los volúmenes a NSV (Volumen Neto Estándar de Hidrocarburos Líquidos: Es el volumen total de todo el petróleo líquido excluyendo el agua libre, el sedimento y el agua suspendida, corregido a condiciones estándar⁵⁴). El volumen de aceite acumulado indicado por el medidor MPFM fue igualmente llevado a condiciones estándar para la correcta comparación con el volumen neto de aceite NSV en el tanque de almacenamiento. En el informe final se adjuntaron las tablas de aforo de los tanques.
3. Para agua: se compararon los datos del medidor multifásico versus el volumen de agua libre almacenado y medido en tanques de almacenamiento.
4. Para el método de BSW: Se empleó en los laboratorios lo indicado por la norma ASTM-D 4007 Agua y Sedimento en crudo por el método de centrifugación (Procedimiento de laboratorio), para el contenido de sedimentos se tomó el resultado arrojado para una muestra utilizando el procedimiento de extracción ASTM D473. Los datos serán sumados para medición de BSW total.
5. Método de muestreo: Se siguió lo indicado por la norma API MPMS 8.1.

⁵⁴ rcm.gov.co [en línea]. 2019. [revisado 17 abril 2019]. Disponible en internet: <http://rcm.gov.co/images/2018/programas/SeminarioHidrocarburos/MedicionEstaticaDinamicaOscarSoto.pdf>. Modificado por autores. 2019.

6. Método para medición con cinta: Se siguió lo recomendado por la norma API MPMS 3.1^a para medición manual del petróleo y productos del petróleo. Y Adicionalmente, lo descrito en el capítulo anterior.

4.3 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE POZO

En este numeral se encontrarán todas las generalidades de la medición de prueba de pozos, el seguimiento y trazabilidad de la medición y la descripción del proceso de la prueba de pozos con los dos equipos a evaluar.

4.3.1 Generalidades. En la validación de las pruebas de pozos con equipo MPFM, la compañía AMERISUR, dispuso del supervisor de cada plataforma, el cual se encargó de asegurar el proceso de medición de la fase líquida durante las pruebas realizadas.

A continuación, se hace referencia al impacto de cada una de las variables que intervienen en las mediciones, a las cuales se le realizó el seguimiento con el fin de asegurar la exactitud de la medición.

4.3.2 Seguimiento y trazabilidad de la medición. El seguimiento en la medición se realizó para la certificación de la evolución y el desarrollo de esta. Y la trazabilidad como antes fue definida, se realizó para verificar que la medición dada se pudiera comparar o relacionar con patrones de referencia, bien sean nacionales o internacionales, y así, disminuir el rango de incertidumbre.

En la **Tabla 5**. Se muestra el estado de calibración de los instrumentos del medidor MPFM, con sus respectivos datos, fechas y periodos de vigencia (Información suministrada por la compañía encargada de la calibración del equipo). El termino No INF CAL-VER corresponde a el número de verificación de la calibración y las siglas NR corresponden a no registra o no aplica.

Para este proceso se tuvieron en cuenta la calibración de equipos e instrumentos como será mostrado en las siguientes tablas:

Tabla 5. Estado de Calibración de los Instrumentos del Medidor MPFM ORINOCO

EQUIPO	SERIAL	FECHA DE CALIBRACION	PERIODO DE VIGENCIA	NO INF CAL-VER
MFM ORINOCO	IMF-04-2013-14	29/04/2017	2 AÑOS	NR

Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 18 de abril 2019].

En la **Tabla 6**. Se muestra el estado de calibración los Instrumentos de Medición y laboratorio de la Facilidad A, con sus respectivos datos, fechas y periodos de vigencia (Información suministrada por la compañía encargada de la calibración de los instrumentos de medición). El termino TAG hace referencia al número de serie. En este estado se muestran todos los equipos o instrumentos que se emplearon para la medición en la plataforma A.

Tabla 6. Estado de Calibración de los Instrumentos de Medición y laboratorio de la Facilidad A

PLATAFORMA A				
FACILIDADES DE MEDICION				
EQUIPO INSTRUMENTO	TAG	SERIAL	FECHA DE CALIBRACION	PERIODO DE VIGENCIA
TANQUE CILINDRICO HORIZONTAL 500 BBLs	TK-500-02	NR	18/06/2017	5 AÑOS
EQUIPOS DE MEDICION				
EQUIPO INSTRUMENTO	TAG	SERIAL	FECHA DE CALIBRACION	PERIODO DE VIGENCIA
CINTA METRICA	NR	A161	3/01/2018	1 AÑO
TERMOMETRO DIGITAL	PRO-1330	7C-12220	1/02/2018	1 AÑO
EQUIPOS DE LABORATORIO				
EQUIPO INSTRUMENTO	TAG	SERIAL	FECHA DE CALIBRACION	PERIODO DE VIGENCIA
HIDROMETRO	NR	193712	17/11/2017	1 AÑO

Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 18 de abril 2019].

En la **Tabla 7**. Se muestra el estado de calibración los Instrumentos de Medición y laboratorio de la Facilidad A, con sus respectivos datos y fechas. El termino TAG hace referencia al número de serie. En este estado se muestran todos los equipos o instrumentos que se emplearon para la medición en la plataforma B.

Tabla 7. Estado de Calibración de los Instrumentos de Medición y laboratorio de la Facilidad B

PLATAFORMA B				
FACILIDADES DE MEDICION				
EQUIPO INSTRUMENTO	TAG	SERIAL	FECHA DE CALIBRACION	PERIODO DE VIGENCIA
TANQUE CILINDRICO HORIZONTAL 500 BBLs	TK-500-1	NR	19/11/2013	5 AÑOS
EQUIPOS DE MEDICION				
EQUIPO INSTRUMENTO	TAG	SERIAL	FECHA DE CALIBRACION	PERIODO DE VIGENCIA
CINTA METRICA	EL-CIN-090	NR	17/01/2018	1 AÑO
TERMOMETRO DIGITAL	EL-THE-0030	7C-17949	14/10/2017	1 AÑO
EQUIPOS DE LABORATORIO				
EQUIPO INSTRUMENTO	TAG	SERIAL	FECHA DE CALIBRACION	PERIODO DE VIGENCIA
BALANZA	CLM-67318	8331270079	08/08/2018	1 AÑO
KARL FISHER	PRO-1743	4625	07/03/2018	1 AÑO
TERMOMETRO DE MERCURIO	CLT-169018	13008	20/04/2018	1 AÑO
HIDROMETRO	NR	671161	17/11/2017	1 AÑO

Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 18 de abril 2019].

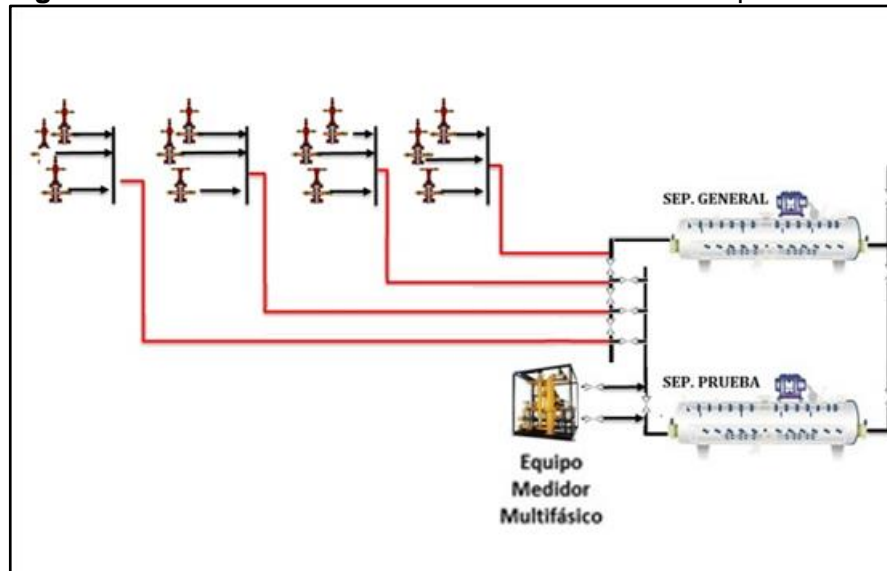
4.3.3 Descripción del proceso. En este numeral se tiene en cuenta el diagrama de proceso de la operación de prueba de pozos, la metodología Pozo, resultados, tablas, metodología para evaluar el desempeño del MPFM y todo lo correspondiente con la aseguración de la metrología del proceso.

4.3.3.1 Diagrama de proceso de la operación de prueba de pozos. El proceso de validación del medidor Multifásico ORINOCO, se realizó en una facilidad convencional de prueba de pozos, en el cual el MPFM y un separador de fases fueron conectados en serie como se ilustra en la **Figura 34**.

En la **Figura 34** se muestra que se tomó un pozo de la plataforma, este solo se alinea a prueba, el resto de pozos de la plataforma continúa pasando a la general.

Esto, es decir, se tomó del pozo a1, en su línea se tiene una válvula en el múltiple que alinea a las líneas de prueba y el resto pasaría por la general para su debido proceso. Este es el caso en el que se tiene la línea de ese pozo, llega al múltiple de producción, se habilita el paso del fluido a la línea de prueba pasando, primeramente, por el equipo multifásico luego de este se pasa al separador de prueba.

Figura 34. Medidor MPFM conectado en serie con el separador

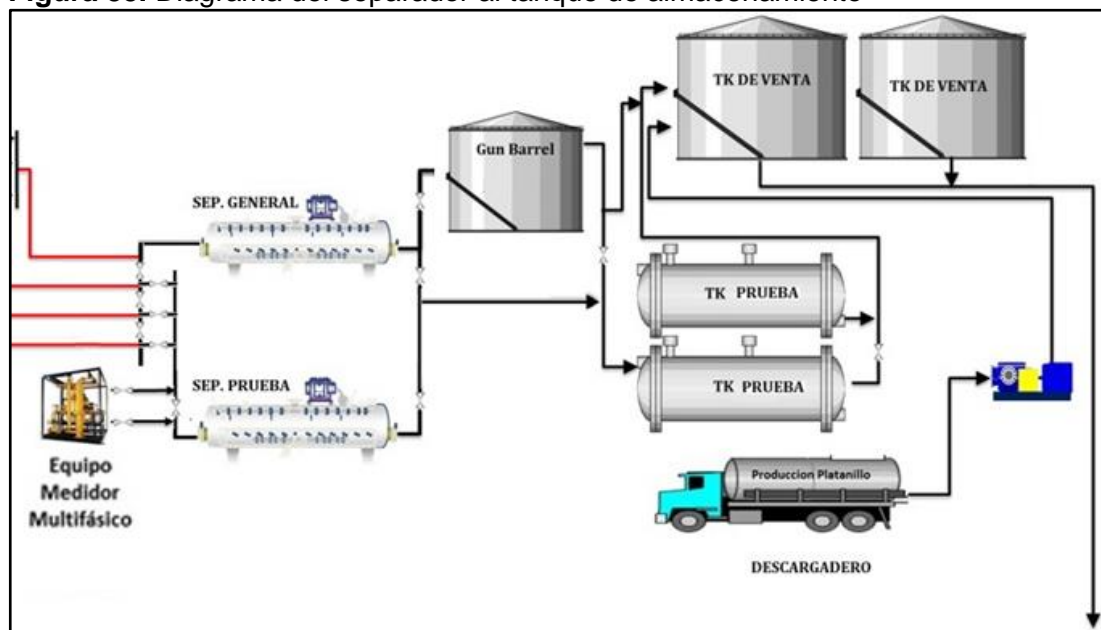


Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril 2019].

Seguido del separador de fases en donde la fase es conducida a un tanque de almacenamiento como se muestra en la **Figura 35**.

Como ilustra la **Figura 35**, seguido de la separación de las fases, se pasa el fluido al tanque de prueba, terminada la prueba por el tanque de prueba y esperando el respectivo proceso explicado anteriormente de reposo, liquidación, etc. El fluido que es pasado por el separador de prueba ya no pasara a los tanques de prueba, sino que se cambiara de dirección hacia el flujo a la línea genera, es decir, al gun barrel, de este se podría dirigir el flujo ya sea a el otro tanque de prueba o a los tanques de almacenamiento para su debido proceso.

Figura 35. Diagrama del separador al tanque de almacenamiento



Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril 2019].

1. Metodología Pozo. Durante el tiempo que duró las pruebas, se realizaron controles a la medición de acuerdo con la hora que se finalizaba. Una vez finalizado el recibo de crudo en los tanques de transferencia, el crudo se dejó reposar por mínimo dos horas. Seguido de esto se procedió con la medición estática, llevando a laboratorio la muestra, para así realizar los respectivos análisis API y BSW. Finalmente se realizó su respectiva liquidación.

A continuación, se mostrará el resumen de datos obtenidos de la prueba en las **Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.**

En la **Tabla 8.** Se pueden observar los valores dados con las facilidades convencionales. En esta tabla se muestra por ítems el número de pruebas totales hechas en el campo que corresponde a 21 pruebas. En las siguientes columnas se muestran la fecha de inicio y la fecha final de la prueba con sus respectivas horas, seguido de el pozo en prueba, en esta columna se muestran los 3 pozos seleccionados. Continuando con los datos suministrados por las pruebas convencionales de: caudal de líquido total en barriles estándar por día, caudal de aceite en barriles estándar por día, caudal de agua en barriles estándar por día, porcentaje de BSW y caudal de gas en mil pies cúbicos estándar por día.

Estos datos de caudales líquidos se realizaron con cita calibrada en tanques, el porcentaje de BSW fue tomado en laboratorio y el caudal de gas fue tomado por el medidor de placa de orificio, todos estos procedimientos se explican en el capítulo

anterior. Esta información fue dada por las tres pruebas diarias, extrapolada a 24 horas y el valor fue entregado a la compañía DINOPELROL.

Tabla 8. Resultados de las pruebas con facilidad convencional

ITEM	FECHA INICIO	HORA INICIO	FECHA FINAL	HORA FINAL	POZO EN PRUEBA	FACILIDAD CONVENCIONAL				
						MEDICION DE TANQUES				
						LIQUIDO TOTAL (SBPD)	ACEITE (SBPD)	AGUA (SBPD)	BSW (%) TOTAL	GAS (MSCFD)
						A	B	C	D	E
1	19/08/2018	13:00	20/08/2018	13:00	A1	2732.98	2596.15	136.83	5.01	28.05
2	20/08/2018	13:00	21/08/2018	13:00	A1	2715.5	2573.8	141.7	5.22	27.75
3	21/08/2018	13:00	22/08/2018	13:00	A1	2719.61	2577.24	142.37	5.23	28.24
4	22/08/2018	13:00	23/08/2018	13:00	A1	2714.83	2569.7	145.13	5.35	27.77
5	23/08/2018	13:00	24/08/2018	13:00	A1	2711.67	2569.57	142.1	5.24	27.61
6	24/08/2018	13:00	25/08/2018	13:01	A1	2720.43	2575.56	144.87	5.33	27.92
7	25/08/2018	13:00	26/08/2018	13:00	A1	2710.43	2566.9	143.53	5.3	27.66
8	5/09/2018	9:00	6/09/2018	9:00	B1	4494.69	2515.71	1978.98	44.03	29.68
9	6/09/2018	9:00	7/09/2018	9:00	B1	4476.89	2510.54	1966.35	43.92	29.27
10	7/09/2018	22:00	8/09/2018	22:00	B1	4527.41	2535.36	1992.05	44	29.91
11	8/09/2018	22:00	9/09/2018	22:00	B1	4535.52	2537.96	1997.56	44.04	29.89
12	9/09/2018	22:00	10/09/2018	22:00	B1	4539.03	2544.03	1995	43.95	29.93
13	10/09/2018	22:00	11/09/2018	22:00	B1	4542.87	2543.82	1999.05	44	30.88
14	12/09/2018	23:00	13/09/2018	23:00	B1	4544.99	2549.31	1995.68	43.91	28.28
15	13/09/2018	22:00	14/09/2018	22:00	B1	4554.63	2549.47	2005.16	44.02	27.29
16	14/09/2018	22:00	15/09/2018	22:00	B1	4552.24	2549.66	2002.58	43.99	28.13
17	2/10/2018	20:00	3/10/2018	20:00	B2	4541.19	2427.59	2113.6	46.54	49.68
18	3/10/2018	20:00	4/10/2018	20:00	B2	4541.33	2425.09	2116.24	46.6	49.35
19	4/10/2018	20:00	5/10/2018	20:00	B2	4529.4	2420.46	2108.94	46.56	48.69
20	5/10/2018	20:00	6/10/2018	20:00	B2	4530.29	2424.45	2105.84	46.48	49.58
21	6/10/2018	20:00	7/10/2018	20:00	B2	4530.68	2425.8	2104.88	46.46	50.19

Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril 2019].

En la **Tabla 9.** Se pueden observar los valores obtenidos por el medidor MPFM ORINOCO. En esta tabla se muestra por ítems el número de pruebas totales hechas en el campo que corresponde a 21 pruebas. Las demás columnas mostradas en la **Tabla 8,** corresponden a los mismos ítems de esta tabla, así pueden observarse las columnas de fechas y horas de la prueba en esta tabla. En la siguiente columna se muestran los 3 pozos seleccionados. Continuando con los datos medidos por las pruebas con el medidor MPFM, los cuales fueron: caudal de líquido total en barriles estándar por día, caudal de aceite en barriles estándar por día, caudal de agua en barriles estándar por día, porcentaje de BSW y caudal de gas en mil pies cúbicos estándar por día.

Estos datos de caudales líquidos se fueron dados por el medidor, esta medición fue continua y se realizó un promedio diario de toda la data suministrada y así poder darnos el valor concreto del dato solicitado. Al igual que el anterior todos estos procedimientos se explican en el capítulo anterior.

Tabla 9. Resultados de las pruebas Medidor MPFM ORINOCO

ITEM	POZO EN PRUEBA	DINOPETROL					
		ORINOCO REF XXXX					
		LIQUIDO TOTAL (SBPD)	ACEITE (SBPD)	AGUA (SBPD)	BSW (%) TOTAL	GAS (MSCFD)	GOR QGAS (SCF)/QACE ITE (STB)
		F	G	H	I	J	K
1	A1	2748.54	2608.66	139.88	5.09	27.59	0.01057631
2	A1	2730.92	2593.75	137.17	5.02	30.41	0.01172434
3	A1	2699.54	2563.48	136.06	5.04	28.5	0.0111177
4	A1	2720.85	2583.17	137.68	5.06	30.34	0.01174526
5	A1	2711.81	2575.18	136.63	5.04	27.65	0.01073711
6	A1	2713.1	2575.45	137.65	5.07	28.47	0.01105438
7	A1	2649.3	2504.16	145.14	5.48	28.48	0.01137308
8	B1	4460.23	2459.74	2000.49	44.85	31.63	0.01285908
9	B1	4463.28	2490.2	1973.08	44.21	31.18	0.01252108
10	B1	4558.38	2529.69	2028.69	44.5	28.86	0.01140851
11	B1	4563.64	2545.59	2018.05	44.22	30.87	0.01212685
12	B1	4557.92	2543.05	2014.87	44.21	27.72	0.0109003
13	B1	4542.94	2536.93	2006.01	44.16	27.72	0.01092659
14	B1	4569.62	2553.5	2016.12	44.12	28.24	0.01105933
15	B1	4585.4	2552.87	2032.53	44.33	31.13	0.01219412
16	B1	4604.6	2544.35	2060.25	44.74	28.82	0.01132706
17	B2	4389.67	2427.23	1962.44	44.71	51.17	0.02108164
18	B2	4409.32	2442.73	1966.59	44.6	50.21	0.02055487
19	B2	4404.6	2442.67	1961.93	44.54	49.49	0.02026062
20	B2	4399.16	2432.8	1966.36	44.7	51.9	0.02133344
21	B2	4389.85	2429.05	1960.8	44.67	49.19	0.02025072

Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril 2019].

En la **Tabla 10**. Se pueden observar los valores obtenidos de la prueba comparativa del medidor MPFM ORINOCO con las facilidades convencionales. En esta tabla se muestra por ítems el número de pruebas totales hechas en el campo que corresponde a 21 pruebas. Las demás columnas mostradas en la **Tabla 8**, corresponden a los mismos ítems de esta tabla, así pueden observarse las columnas de fechas y horas de la prueba en esta tabla. En la siguiente columna se muestran los 3 pozos seleccionados. Continuando con los datos de la diferencia entre estas dos comparativas, los cuales fueron: diferencia porcentual de aceite, diferencia porcentual de líquido, diferencia porcentual de gas, y diferencia porcentual del BSW total.

Estos datos de diferencias porcentuales serán explicados a continuación.

2. Metodología para evaluar el desempeño del MPFM. Los volúmenes liquidados en el tanque de almacenamiento durante cada prueba son comparados con los volúmenes medidos por el MPFM de acuerdo con las siguientes relaciones:

Ecuación 7. Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación de tanques (Aceite)

$$\text{Dif \%aceite} = \left(\frac{\text{Vaceite(tk)} - \text{Vaceite(MPFM)}}{\text{Vaceite(tk)}} \right) * 100$$

Fuente: elaboración propia con base en Resolución 41251 de 23 de diciembre de 2016, de la república de Colombia. Artículo 19, párrafo 1. [citado el 17 de abril 2019].

Donde,

Dif %aceite = Diferencia porcentual de aceite

Vaceite(tk)= Volumen de aceite en tanque (SBPD) [Medida teórica]

Vaceite(MPFM)= Volumen de aceite con el MPFM (SBPD) [Medida experimental]

Ecuación 8. Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación de tanques (Líquido)

$$\text{Dif \%liq} = \left(\frac{\text{Vliquido(tk)} - \text{Vliquido(MPFM)}}{\text{Vliquido(tk)}} \right) * 100$$

Fuente: elaboración propia con base en Resolución 41251 de 23 de diciembre de 2016, de la república de Colombia. Artículo 19, párrafo 1. [citado el 17 de abril 2019].

Donde,

Dif % liq = Diferencia porcentual de líquido

V líquido (tk)= Volumen de líquido en tanque (SBPD) [Medida teórica]

V líquido (MPFM)= Volumen de líquido con el MPFM (SBPD) [Medida experimental]

Ecuación 9. Error relativo entre la indicación del MPFM, la indicación de tanques (Gas)

$$Dif_{gas} = \left(\frac{(V_{gas(sep)} - V_{gas(MPFM)})}{V_{gas}} (sep) \right) * 100$$

Fuente: elaboración propia con base en Resolución 41251 de 23 de diciembre de 2016, de la república de Colombia. Artículo 19, párrafo 1. 2019. [citado el 17 de abril 2019].

Donde,

Dif % gas= Diferencia porcentual de gas

V gas (sep)= Volumen de gas en el separador (MSCFD) [Medida teórica]

V gas (MPFM)= Volumen de gas con el MPFM (MSCFD) [Medida experimental]

Ecuación 10. Error absoluto entre la indicación del MPFM, la indicación de tanques (BSW)

$$Dif \%BSW abs = \%BSWtk - \%BSWMPFM$$

Fuente: elaboración propia con base en Resolución 41251 de 23 de diciembre de 2016, de la república de Colombia. Artículo 19, párrafo 1. 2019. [citado el 17 de abril 2019].

Donde,

Dif %BSW abs = Diferencia porcentual de BSW absoluto

%BSW tk= Porcentaje de BSW en tanque [Medida teórica]

%BSW MPFM= Porcentaje de BSW con el MPFM [Medida experimental]

Tabla 10. Resultados de las pruebas Medidor MPFM ORINOCO vs Facilidades

ITEM	POZO EN PRUEBA	COMPARATIVA			
		ORINOCO VS FACILIDAD CONVENCIONAL			
		Diferencia % Aceite, $((B-G)/B)*100$	Diferencia % LIQUIDO $((A-F)/A)*100$	Diferencia % GAS $((E-J)/E)*100$	Diferencia absoluta% BSW TOTAL (D-H)
1	A1	-0.481867381	-0.569341891	1.639928699	-0.08
2	A1	-0.775118502	-0.567851224	-9.585585586	0.2
3	A1	0.533904487	0.737973459	-0.920679887	0.19
4	A1	-0.524185703	-0.221745008	-9.254591286	0.29
5	A1	-0.218324467	-0.00516287	-0.144875045	0.2
6	A1	0.004270916	0.269442698	-1.96991404	0.26
7	A1	2.444193385	2.255361695	-2.964569776	-0.18
8	B1	2.224819236	0.766682463	-6.570080863	-0.82
9	B1	0.810184263	0.304005683	-6.525452682	-0.29
10	B1	0.22363688	-0.684055564	3.510531595	-0.5
11	B1	-0.300635156	-0.619995061	-3.278688525	-0.18
12	B1	0.038521558	-0.416168212	7.383895757	-0.26
13	B1	0.270852497	-0.001540876	10.23316062	-0.16
14	B1	-0.164358199	-0.541915384	0.141442716	-0.21
15	B1	-0.133361052	-0.675576282	-14.07108831	-0.31
16	B1	0.208263063	-1.150202977	-2.452897263	-0.75
17	B2	0.014829522	3.33657037	-2.999194847	1.83
18	B2	-0.727395684	2.906857683	-1.742654509	2
19	B2	-0.917594176	2.755331832	-1.643047854	2.02
20	B2	-0.34440801	2.894516687	-4.679306172	1.78
21	B2	-0.13397642	3.108363424	1.992428771	1.79

Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril 2019].

A continuación, se mostrarán las fórmulas empleadas para el análisis estadístico, en donde se emplearon las mismas fórmulas para cada una de las variables de diferencia de aceite, liquido, gas y BSW.

La primera fórmula para llevar a cabo el análisis estadístico con el modelo de la desviación estándar, es el promedio aritmético, este es un cálculo muy usado en la cotidianidad. Debemos saber, sin embargo, que hay otros tipos de promedio que pueden calcularse, cada uno con significado diferente. El que vemos casi en la totalidad de reportes de trabajo en las empresas es el promedio aritmético, también conocido como “media aritmética”.⁵⁵

⁵⁵ In unac.gov.pe [en línea]. 2019. [revisado 1 mayo 2019]. Disponible en internet: https://unac.edu.pe/documentos/organizacion/vri/cdcitra/Informes_Finales_Investigacion/IF_JUNIO_2012/IF_CALDERON%20TOYA_FCA/capitulo%206%20y%207.pdf.

Ecuación 11. Promedio aritmético

$$PROMEDIO = \frac{X1 + X2 + X3 + \dots Xn}{n}$$

Fuente: WALPOLE, Ronald. Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9 ed. Estado de México.: 2012. 783, P. 11. ISBN 9780321629111. [citado el 19 de abril de 2019].

Donde,

Promedio = Promedio aritmético o media aritmética

Xn = Valores de datos a promediar

n = Cantidad de datos a promediar.

La desviación estándar es una medida de centralización o dispersión para variables de razón (ratio o cociente) y de intervalo, de gran utilidad en la estadística descriptiva.

Se define como la raíz cuadrada de la varianza. Junto con este valor, la desviación típica es una medida (cuadrática) que informa de la media de distancias que tienen los datos respecto de su media aritmética, expresada en las mismas unidades que la variable.

Se caracteriza por ser el estadígrafo de mayor uso en la actualidad.⁵⁶ Se obtiene mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

Ecuación 12. Desviación estándar de una muestra

$$DESVIACION ESTANDAR = \sum_{i=1}^n \frac{(Xi - \bar{X})^2}{N - 1}$$

Fuente: elaboración propia con base en WALPOLE, Ronald. Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. 9 ed. Estado de México.: 2012. 783, P. 11. ISBN 9780321629111. [citado el 19 de abril de 2019].

Donde,

Xi = Valor a calcular.

⁵⁶ unac.gov.pe [en línea]. 2019. [revisado 1 mayo 2019]. Disponible en internet: https://unac.edu.pe/documentos/organizacion/vri/cdcitra/Informes_Finales_Investigacion/IF_JUNIO_2012/IF_CALDERON%20TOYA_FCA/capitulo%206%20y%207.pdf.

\bar{X} = promedio aritmético o media.

N = Cantidad de datos.

Se emplea la ecuación de desviación estándar de una muestra. La cual, es una estadística que mide la dispersión de los datos con respecto a la media de los mismos, mostrando que tan alejados están los datos a la media de los valores tomados de la diferencia o error de cada una de las propiedades (aceite, %BSW, entre otras.) obtenidas por las respectivas mediciones (Convencional y Medición multifásica).

El número de datos, se puede observar en la **Tabla 8**, que es el número de ítems que tiene esta que son 21.

El número máximo y mínimo se obtuvo observando el valor más pequeño dentro de los datos, para el máximo se logró observar el número más grande con respecto al resto de datos por parámetro específico, ejemplo: para el máximo de diferencia porcentual de líquido se obtuvo un valor de 2.44 y un valor mínimo de -0.92. para estos valores como para agua, aceite, gas y BSW, se observa en la **Tabla 11**, que los valores se encuentran en el rango de exactitud para cada una de las variables, como lo son +/- 5% para la tasa de líquido total, +/-10% para la tasa de gas total y +/- 5% para corte de agua (BSW).

En la **Tabla 11** se muestra el resultado del análisis estadístico realizado a los datos obtenidos de las comparaciones entre las medidas del MPFM y la medición de referencia (Medición estática).

Tabla 11. Análisis estadístico de la prueba

ANÁLISIS ESTADÍSTICO	DIFERENCIA %ACEITE	DIFERENCIA %LIQUIDO	DIFERENCIA % GAS	DIFERENCIA BSW
PROMEDIO	0.10	0.66	-2.09	0.32
DESVIACION ESTANDAR	0.86	1.52	5.54	0.94
NUMERO DE DATOS	21.00	21.00	21.00	21.00
MAXIMO	2.44	3.34	10.23	2.02
MINIMO	-0.92	-1.15	-14.07	-0.82

Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

Los valores a resaltar de la desviación estándar de una muestra como antes se mencionó, hacen referencia a una dispersión de los valores con respecto a la media de los mismos, de una forma estadística. Es el ejemplo del valor 0.86 de la desviación estándar de la diferencia de aceite. Este valor se obtuvo a partir de la media del total de los datos de diferencia de aceite.

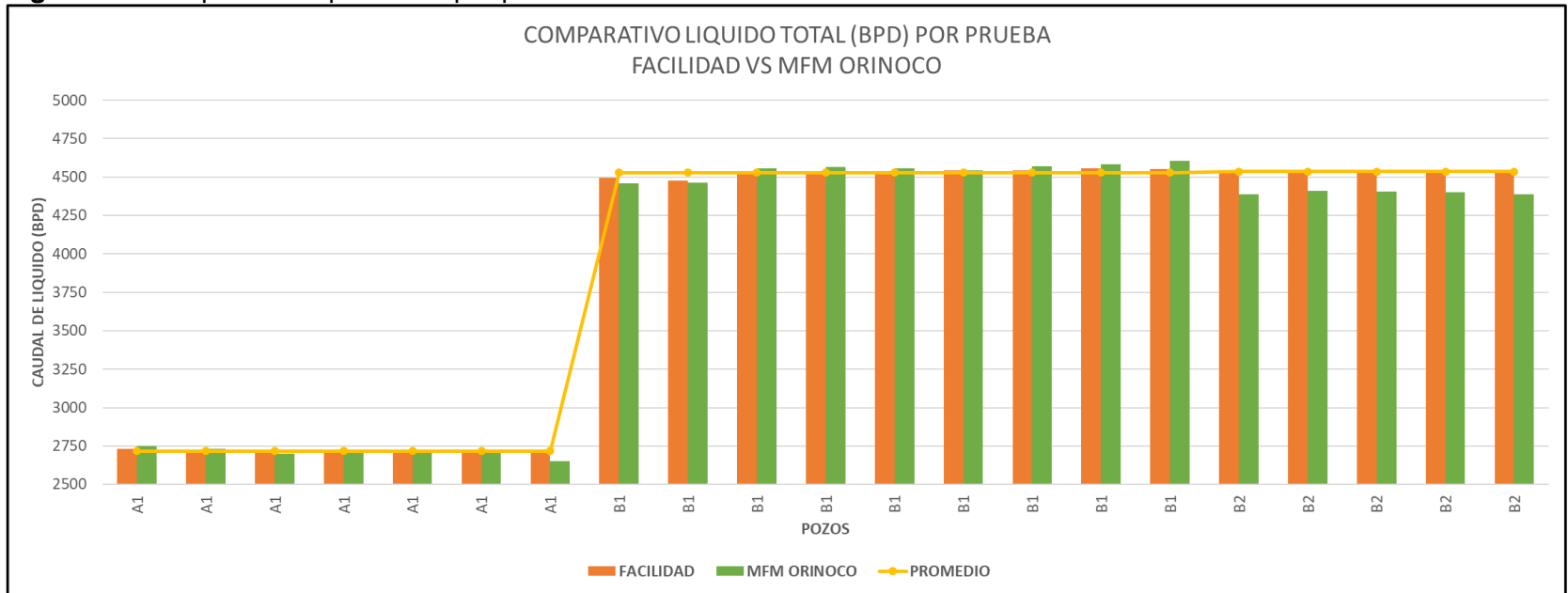
4.3.3.2 Aseguramiento en la calidad de la medición. Durante la prueba de validación, el supervisor de hidrocarburos se cercioró que los siguientes procesos fueran realizados con respecto a la normativa nacional e internacional vigente:

3. Verificación del nivel del separador de fases antes y después de cada prueba
4. Inspección del termómetro digital y la cinta de medición
5. Fiscalización de la medición manual del tanque de almacenamiento antes y después de cada prueba.
6. Realización de las pruebas API de cada prueba de pozos.

4.3.3.3 Resultados gráficos pozos. A continuación, se presentan las gráficas obtenidas con los datos de los resultados de las pruebas, donde se puede visualizar el comportamiento de cada una de las variables medidas (aceite, agua, líquido y gas) de ella con el MPFM vs las facilidades convencionales.

En la **Figura 36**. Se puede observar que en el eje Y, se encuentran los caudales de líquido en barriles estándar por día, en el eje X se encuentran los pozos a probar con sus respectivos números de prueba. La línea de tonalidad azul corresponde a los valores dados por las facilidades convencionales, la línea de color rojo, representa la data obtenida por el medidor MPFM ORINOCO y finalmente la línea de color naranja muestra el promedio de líquido de estas mediciones. El comportamiento líquido de esta gráfica tiende a mantenerse constante en los pozos A1 y B1, aunque en el pozo B2 se logró ver que esta linealidad se desfasada en la prueba con el medidor MPFM con respecto a la medición con las facilidades convencionales, sin embargo, este desfase está dentro del rango de exactitud, así que cumple con los parámetros estipulados de la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016. Esta afectación pudo darse debido a cálculos erróneos, mala toma de datos, extrapolaciones mal calculadas, entre otros.

Figura 36. Comparativo liquido total por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco

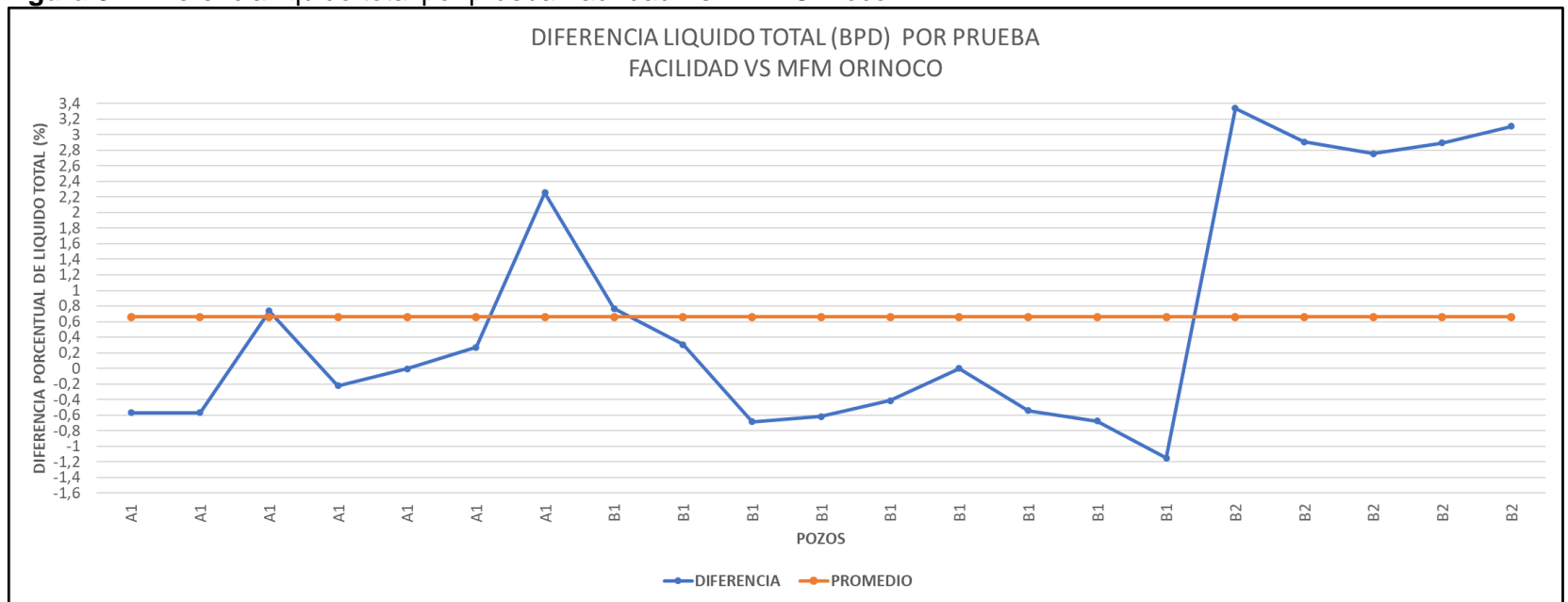


Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

En la **Figura 37.** Se puede observar que en el eje Y, se encuentran la diferencia porcentual de líquido total en porcentaje, en el eje X se encuentran los pozos a probar con sus respectivos números de prueba. La línea de tonalidad azul corresponde a los valores calculados con respecto a la diferencia de líquido con los dos métodos de medición, la línea de color naranja muestra el promedio de esta diferencia. El comportamiento de esta gráfica tiende a variar bastante, mostrándonos que por pozo la variabilidad con respecto a el porcentaje de líquido es diferente. Para el pozo A1 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de líquido corresponde a aproximadamente -0,6% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 2,2%. Para el pozo B1 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de líquido corresponde a -1,2% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 0,8%. Y finalmente, Para el pozo B2 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de líquido corresponde a 2,8% y el valor

máximo, corresponde a aproximadamente 3,4%. estableciendo así los valores de diferencia máxima que corresponden a 3,4% y la mínima que tiene un valor de -1,2%. Se ve que la variación de la data es considerable, sin embargo, esta diferencia está dentro del rango de exactitud, así que cumple con los parámetros estipulados de la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016.

Figura 37. Diferencia liquido total por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco

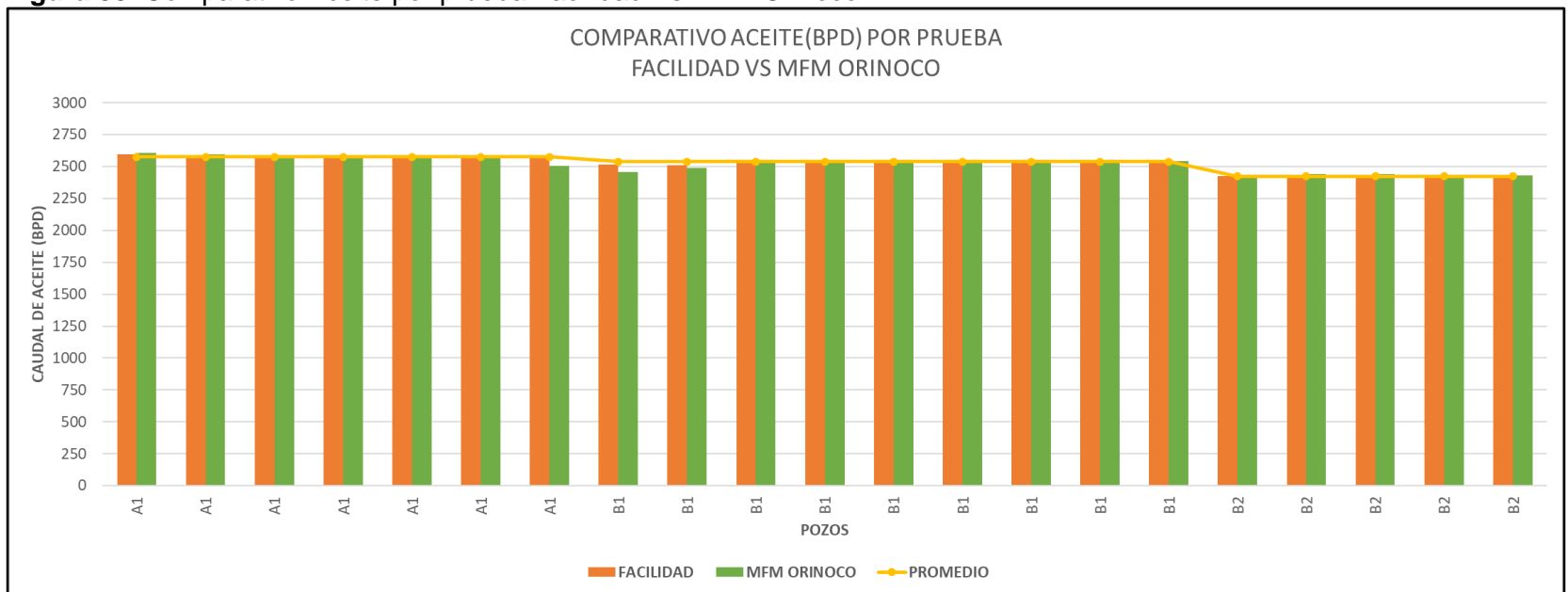


Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

En la **Figura 38.** Se puede observar que en el eje Y, se encuentran los caudales de aceite en barriles estándar por día, en el eje X se encuentran los pozos a probar con sus respectivos números de prueba. Las barras de color naranja corresponden a los valores dados por las facilidades convencionales, las barras de color verde, representan la data

obtenida por el medidor MPFM ORINOCO y finalmente la línea de color amarillo muestra el promedio de aceite de estas mediciones. El comportamiento aceite de esta gráfica tiende a mantenerse constante en los pozos A1 y B1, aunque en el pozo B2 se logró ver que esta linealidad cambia con respecto a la prueba con el medidor MPFM y la medición con las facilidades convencionales, sin embargo, este desfase está dentro del rango de exactitud, así que cumple con los parámetros estipulados de la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016. Esta afectación pudo darse debido a cálculos erróneos, mala toma de datos, extrapolaciones mal calculadas, entre otros.

Figura 38. Comparativo Aceite por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco

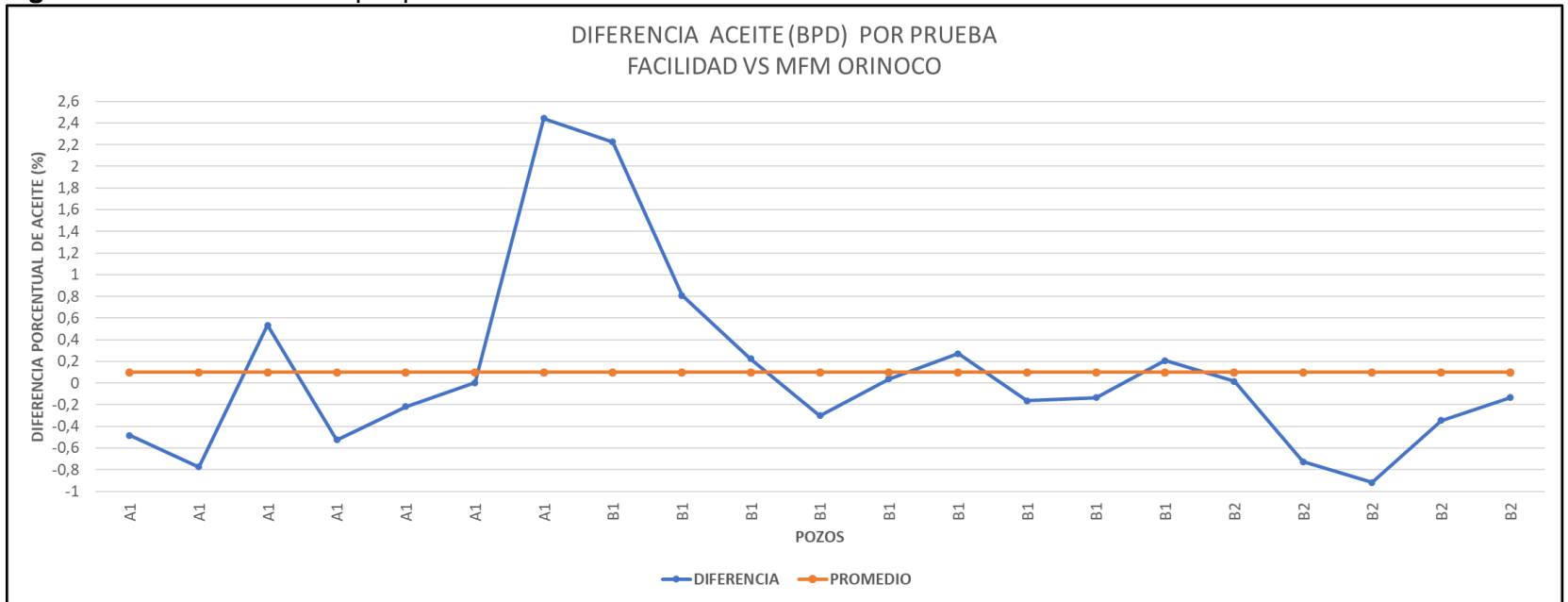


Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

En la **Figura 39.** Se puede observar que en el eje Y, se encuentran la diferencia porcentual de aceite total en porcentaje, en el eje X se encuentran los pozos a probar con sus respectivos números de prueba. La línea de tonalidad azul corresponde a los

valores calculados con respecto a la diferencia de aceite con los dos métodos de medición convencional, la línea de color naranja muestra el promedio de esta diferencia. El comportamiento de esta gráfica tiende a variar bastante, mostrándonos que por pozo la variabilidad con respecto a el porcentaje de aceite es diferente. Para el pozo A1 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de líquido corresponde a aproximadamente -0,8% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 2,4%. Para el pozo B1 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de aceite corresponde a -0,3% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 0,8%. Y finalmente, Para el pozo B2 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de aceite corresponde a -0,9% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 0,015%. estableciendo así los valores de diferencia máxima que corresponden a 2,4% y la mínima que tiene un valor de -0,3%. Se ve que la variación de la data es considerable, sin embargo, esta diferencia está dentro del rango de exactitud, así que cumple con los parámetros estipulados de la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016.

Figura 39. Diferencia aceite por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco

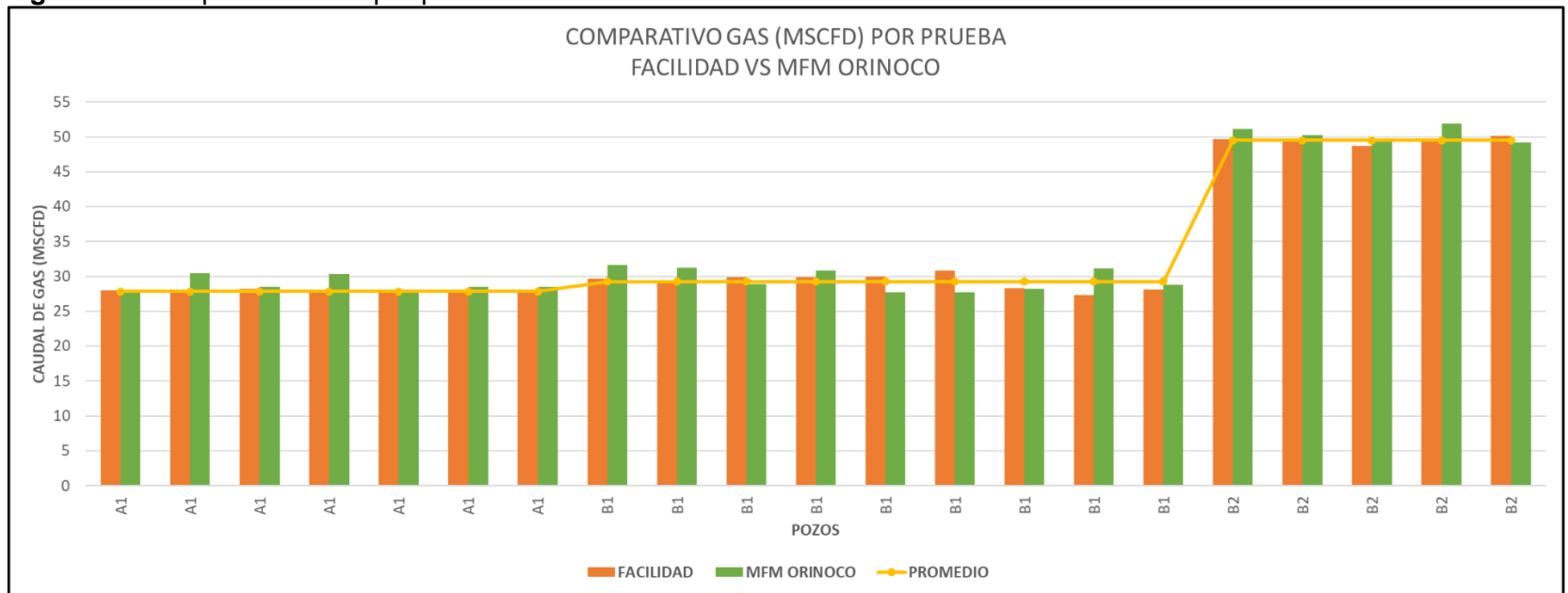


Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

En la **Figura 40**. Se puede observar que en el eje Y, se encuentran los caudales de gas en mil pies cúbicos estándar por día, en el eje X se encuentran los pozos a probar con sus respectivos números de prueba. Las barras de color naranja corresponden a los valores dados por las facilidades convencionales, las barras de color verde, representan la data obtenida por el medidor MPFM ORINOCO y finalmente la línea de color amarillo muestran el promedio de gas de estas mediciones. El comportamiento gas de esta gráfica tiende a mantenerse casi que constante en los pozos A1, B1 y B2, aunque se logró ver que esta linealidad cambia con respecto a la prueba con el medidor MPFM y la medición con las facilidades convencionales, sin embargo, este desfase está dentro del rango de exactitud, así que cumple con

los parámetros estipulados de la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016. Esta afectación pudo darse debido a cálculos erróneos, mala toma de datos, extrapolaciones mal calculadas, entre otros.

Figura 40. Comparativo GAS por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco

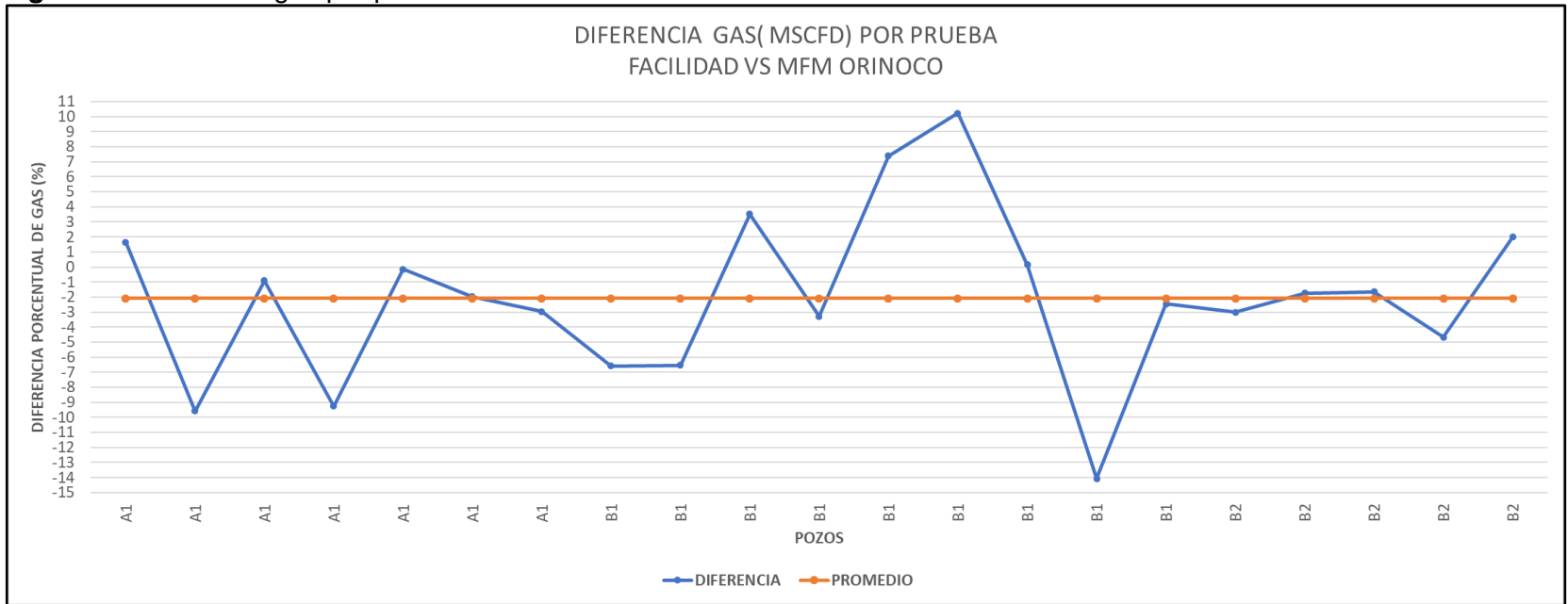


Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

En la **Figura 41**. Se puede observar que en el eje Y, se encuentran la diferencia porcentual de gas en porcentaje, en el eje X se encuentran los pozos a probar con sus respectivos números de prueba. La línea de tonalidad azul corresponde a los valores calculados con respecto a la diferencia de gas con los dos métodos de medición convencional, la línea de color naranja muestra el promedio de esta diferencia. El comportamiento de esta gráfica tiende a variar bastante, mostrándonos que por pozo la variabilidad con respecto a el porcentaje de gas es diferente. Para el pozo A1 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de líquido corresponde a aproximadamente

-9,5% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 2%. Para el pozo B1 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de aceite corresponde a -14% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 10%. Y finalmente, Para el pozo B2 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de aceite corresponde a -5% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 2%. estableciendo así los valores de diferencia máxima que corresponden a 10% y la mínima que tiene un valor de -14%. El valor máximo está en el rango de incertidumbre, pero, el valor mínimo visualmente está por fuera del rango de incertidumbre de +/- 10%, sin embargo, al promediar los datos de la prueba en ese pozo nos da un valor de 2,09%, este valor está dentro del rango de incertidumbre. Mostrando que estos valores estén dentro del rango de exactitud, así que cumple con los parámetros estipulados de la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016.

Figura 41. Diferencia gas por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco

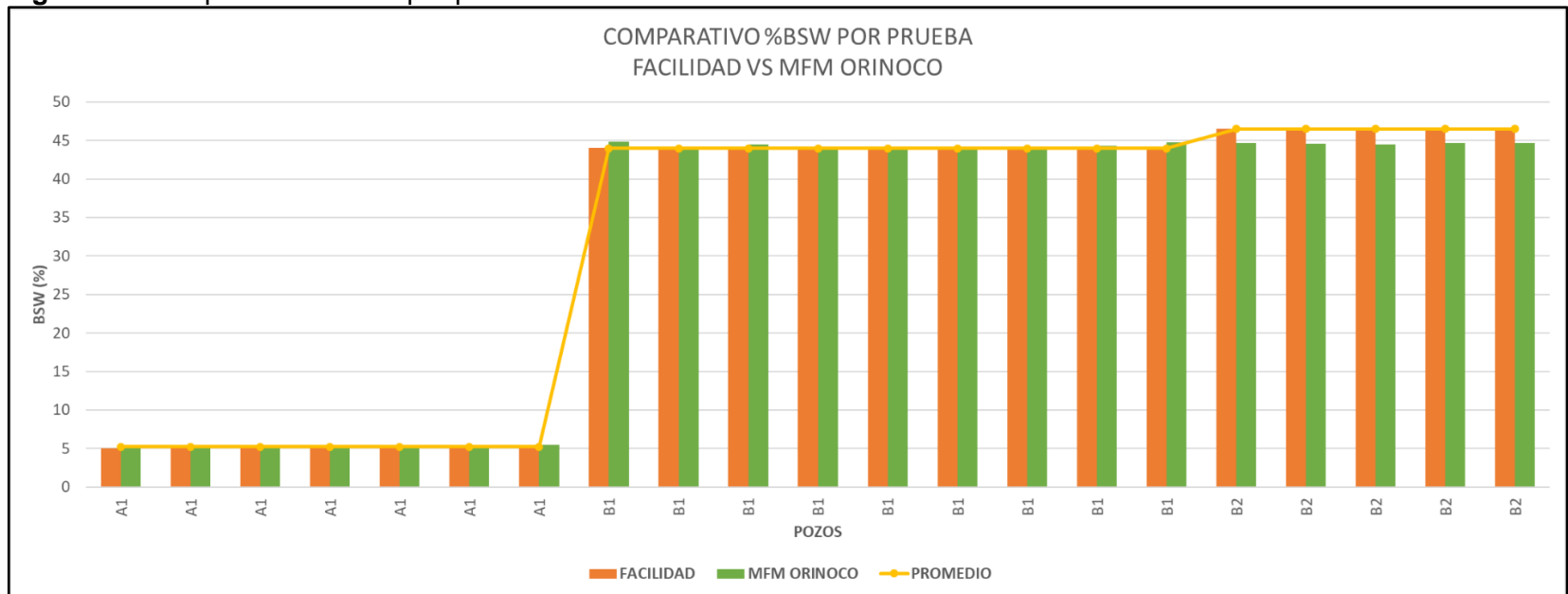


Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

En la **Figura 42.** Se puede observar que en el eje Y, se encuentran los valores de BSW o corte de agua en porcentaje, en el eje X se encuentran los pozos a probar con sus respectivos números de prueba. Las barras de color naranja corresponden a los valores dados por las facilidades convencionales, las barras de color verde, representan la data obtenida por el medidor MPFM ORINOCO y finalmente la línea de color amarillo muestran el promedio de BSW de estas mediciones. El comportamiento BSW de esta gráfica tiende a mantenerse constante en los pozos A1 y B1, aunque en el pozo B2 se logró ver que esta linealidad cambia con respecto a la prueba con el medidor MPFM y la medición con las facilidades convencionales, sin embargo, este desfase está dentro del rango de exactitud, así que

cumple con los parámetros estipulados de la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016. Esta afectación pudo darse debido a cálculos erróneos, mala toma de datos, extrapolaciones mal calculadas, entre otros.

Figura 42. Comparativo %BSW por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco

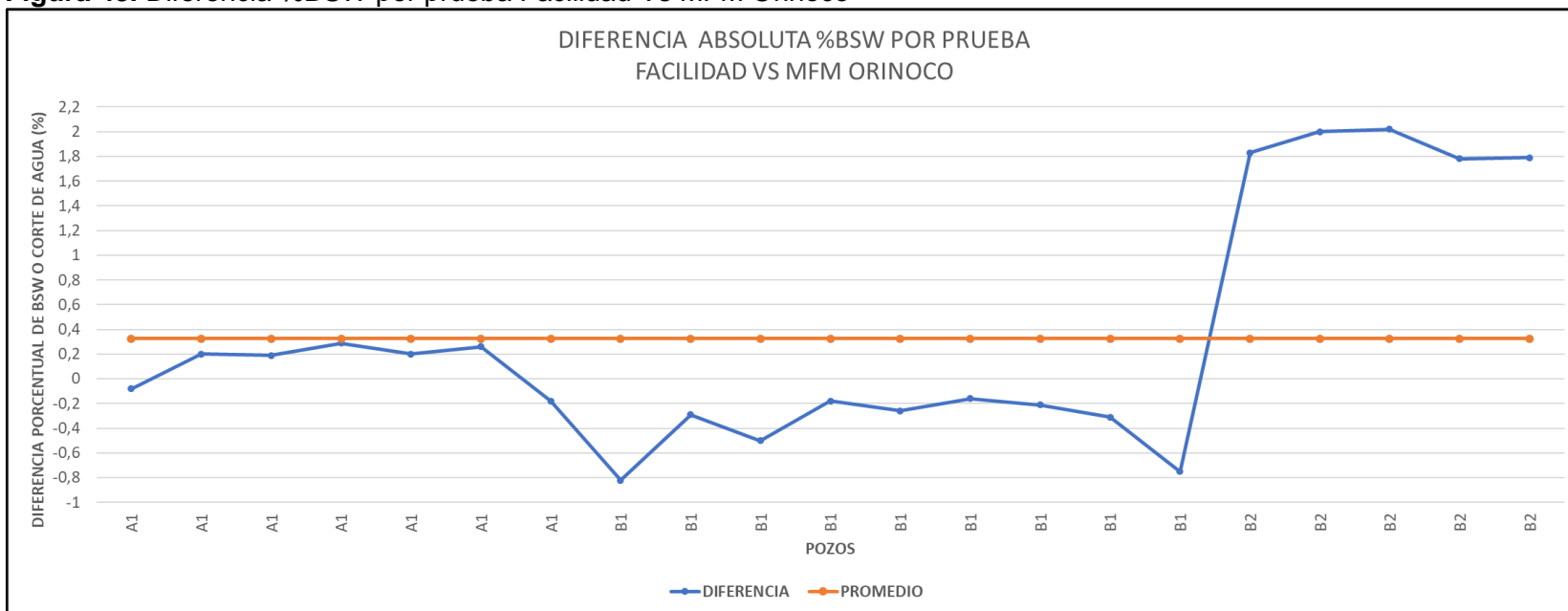


Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

En la **Figura 43.** Se puede observar que en el eje Y, se encuentran la diferencia porcentual de BSW en porcentaje, en el eje X se encuentran los pozos a probar con sus respectivos números de prueba. La línea de tonalidad azul corresponde a los valores calculados con respecto a la diferencia de BSW con los dos métodos de medición convencional, la línea de color naranja muestra el promedio de esta diferencia. El comportamiento de esta gráfica tiende a variar bastante, mostrándonos que por pozo la variabilidad con respecto a el porcentaje de BSW es diferente. Para el pozo A1 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de líquido corresponde a aproximadamente

-0,2% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 0,3%. Para el pozo B1 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de aceite corresponde a -0,8% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente -0,1%. Y finalmente, Para el pozo B2 se muestra que el valor más pequeño de esta diferencia de aceite corresponde a 1,7% y el valor máximo, corresponde a aproximadamente 2,1%. estableciendo así los valores de diferencia máxima que corresponden a 2,1% y la mínima que tiene un valor de -0,8%. Se ve que la variación de la data es considerable, sin embargo, esta diferencia está dentro del rango de exactitud, así que cumple con los parámetros estipulados de la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016.

Figura 43. Diferencia %BSW por prueba Facilidad Vs MFM Orinoco



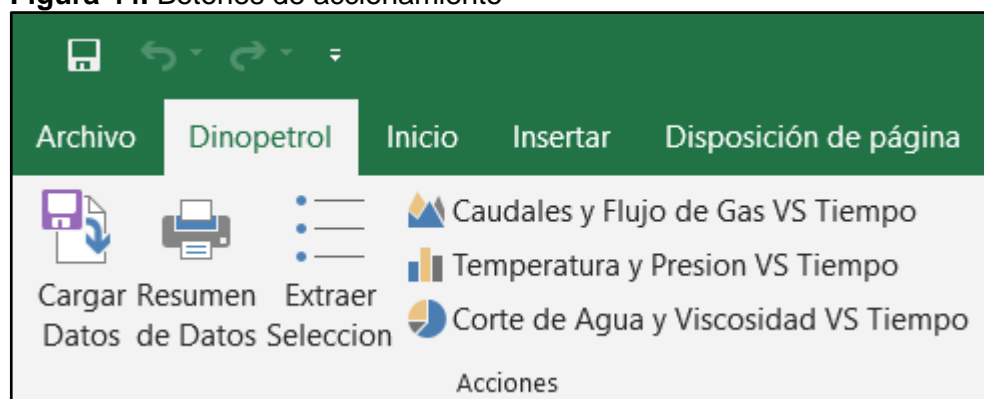
Fuente: elaboración propia con base en Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa, Dinopetrol Service. 2018. [citado el 19 de abril de 2019].

5. DESCRIPCIÓN DE LA ELABORACIÓN DE LA MACRO EN EXCEL PARA LA REPRESENTACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS POR EL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

A continuación, se describe paso a paso la elaboración y funcionamiento de la macro en Microsoft Excel con datos obtenidos del medidor multifásico de un pozo de referencia, la cual fue implementada en campo. Esta macro permitirá visualizar de manera rápida los datos obtenidos por el medidor de flujo multifásico de cualquier pozo del Campo Platanillo. Entre los datos mostrados se incluyen los caudales producidos por el pozo seleccionado en tiempo real, sus condiciones de presión y temperatura, viscosidad en línea y corte de agua.

Se creó una pestaña principal por medio de la cinta de opciones llamada Dinopetrol, la cual contiene las funciones para correr la macro (**Figura 44**). A continuación se describirán los pasos a seguir para la correcta ejecución del programa:

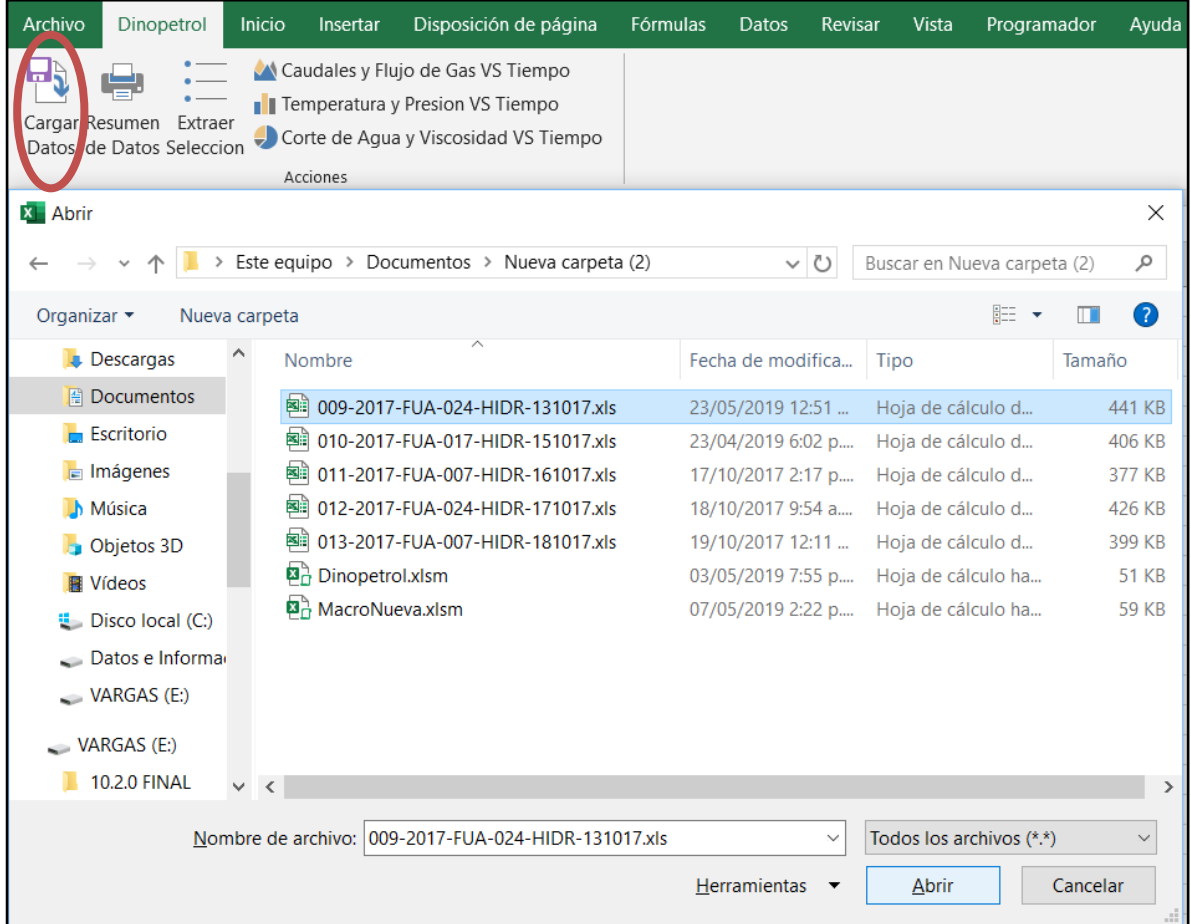
Figura 44. Botones de accionamiento



Fuente: elaboración propia

Paso 1: El primer botón tiene el nombre de “Cargar Datos”. Al accionar este botón el cumple la función de abrir una ventana de búsqueda de archivos. Esto permite navegar por todas las carpetas del computador para buscar los archivos que se han generado por el medidor de flujo multifásico. Los archivos guardados de las pruebas realizadas son guardados de acuerdo al siguiente formato: primero va el numero de la prueba realizada, a continuación el año en el que se realizó la prueba, en tercer lugar se encuentra el nombre del pozo con su respectivo número, seguido de esto se encuentra el método de producción del pozo y por último la fecha en la que fue realizada la prueba, ver **Figura 45**.

Figura 45. Accionamiento (Cargar Datos)




Fuente: elaboración propia

Al abrir el documento se crea una hoja nueva de Excel con la copia del informe del medidor, el cual recibe el nombre de “DATA CRUDA”. Este informe contiene información en el encabezado sobre el operador del campo, plataforma y nombre del pozo que fue probado, número del reporte, caudal de fluido matriz inyectado y método de producción del pozo.

Luego del encabezado se encuentra la información sobre el periodo que duró la prueba en intervalos de diez (10) segundos, fecha en la que se realizó la prueba, porcentaje (%) del corte de agua, flujo de gas en miles de pies cúbicos estándar por día (MSCFD), viscosidad en (cP), presión de la línea en (PSIG), temperatura del gas y de la mezcla en (°F) y caudal de la mezcla, crudo y agua en (BPD). Cada uno de estos datos es obtenido por el equipo de medición y es representado en el documento en intervalos de 10 segundos como se mencionó anteriormente, ver **Figura 46.**

Figura 46. Informe del medidor (DATA CRUDA)

Archivo Dinopetrol Inicio Insertar Disposición de página Fórmulas Datos Revisar Vista Programador Ayuda Equipo ¿Qué de										
Cargar Resumen de Datos		Extraer Datos Selección		Caudales y Flujo de Gas VS Tiempo Temperatura y Presion VS Tiempo Corte de Agua y Viscosidad VS Tiempo						
Acciones										
C8 = (K8/18)*100										
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
OPERADOR AMERISUR Nº de Reporte: 009-2017-FUA-024-HIDR-131017										
Plataforma: PLT NN		Pozo: FUA 24								
QMotriz: 1970,00		Metodo: HIDRA								
PERIODO (MIN)	FECHA	CORTE DE AGUA (%)	Flujo Gas MSCFD	Viscosidad cP	Presion Linea Psig	Temperatura Gas °F	Temperatura Mezcla °F	Caudal Mezcla BPD	Caudal Crudo BPD	Caudal Agua BPD
10:01:08	13/10/17	33,43	81,63	10,42	43,44	175,28	175,28	4231,77	2817,14	1414,63
10:11:08	13/10/17	33,06	81,08	9,28	43,61	175,43	175,43	4278,73	2864,06	1414,67
10:21:08	13/10/17	33,36	80,81	11,34	43,28	175,26	175,26	4232,37	2820,30	1412,08
10:31:08	13/10/17	33,87	80,69	9,38	43,58	175,12	175,12	4269,68	2823,63	1446,06
10:41:09	13/10/17	34,11	81,06	10,40	43,40	174,93	174,93	4221,30	2781,61	1439,69
10:51:09	13/10/17	34,35	81,50	7,83	44,88	175,09	175,09	4171,66	2738,57	1433,09
11:01:09	13/10/17	34,54	81,08	11,80	44,96	174,90	174,90	4254,40	2785,09	1469,32
11:11:09	13/10/17	34,34	80,86	9,75	43,72	175,08	175,08	4136,83	2716,08	1420,75
11:21:09	13/10/17	34,33	82,12	10,52	43,27	175,40	175,40	4153,23	2727,23	1426,00
11:31:09	13/10/17	34,41	81,00	16,30	43,68	175,68	175,68	4302,81	2822,37	1480,43
11:41:09	13/10/17	34,30	80,51	13,87	43,55	175,81	175,81	4245,11	2788,86	1456,25
11:51:10	13/10/17	34,46	79,58	11,29	43,46	175,87	175,87	4373,71	2866,49	1507,22
12:01:10	13/10/17	34,22	81,59	8,09	42,96	175,96	175,96	4294,83	2825,32	1469,50
12:11:10	13/10/17	34,11	80,34	10,79	42,76	176,10	176,10	4207,36	2772,03	1435,33
12:21:10	13/10/17	34,42	80,28	13,35	43,65	176,23	176,23	4248,16	2786,07	1462,09
12:31:10	13/10/17	34,47	80,53	10,14	43,77	176,35	176,35	4301,74	2818,72	1483,02
12:41:10	13/10/17	34,41	83,50	12,58	43,32	176,38	176,38	4256,89	2792,19	1464,70
12:51:10	13/10/17	34,35	80,22	12,33	43,73	176,43	176,43	4293,39	2818,54	1474,85
13:01:10	13/10/17	34,18	80,23	12,47	43,46	176,49	176,49	4277,31	2815,20	1462,11
13:11:11	13/10/17	34,11	80,95	9,65	43,73	176,65	176,65	4265,61	2810,42	1455,18
13:21:11	13/10/17	33,98	78,67	12,09	43,70	176,60	176,60	4360,83	2879,17	1481,66
13:31:11	13/10/17	34,28	80,80	11,44	44,75	176,79	176,79	4400,12	2891,73	1508,39
13:41:11	13/10/17	33,99	79,09	9,91	43,60	176,88	176,88	4265,40	2815,51	1449,89
13:51:11	13/10/17	33,92	79,45	9,78	43,56	176,94	176,94	4300,15	2841,48	1458,68

Fuente: elaboración propia

Cada uno de los datos de flujo de gas o caudales de mezcla, crudo y agua, están corregidos por efectos de presión y temperatura a condiciones estándar (14,7 PSIA y 15,56 °C) y a su vez cada dato obtenido es extrapolado automáticamente por el equipo a 24 horas. Por lo anterior, los flujos o caudales se encuentran expresados en días.

Paso 2: El segundo botón llamado “Resumen de datos” permite realizar un informe de resultados con los datos obtenidos anteriormente. Al accionarlo se muestra un resumen de los datos de la prueba en una hoja nueva, en donde se encuentra: fecha y hora de inicio y fin de la prueba, el tiempo de duración de la prueba, los datos del encabezado que se observaron en la **Figura 46**. En caso de que se disponga de la información, también se muestra la gravedad API del fluido de la formación, API de la mezcla, API del fluido motriz y su temperatura.

Seguido de esto se encontrará una columna llamada datos y otra llamada prueba a condiciones estándar. En la primera parte se encuentra información sobre el corte de agua, presión de la línea, temperatura del gas y la mezcla, viscosidad, relación

gas/petróleo, relación gas/petróleo neto, presión en el casing y presión en el cabezal. Estos dos últimos datos se encuentran libres para ser diligenciados en caso de que se conozca esta información. En la segunda columna se encuentra toda la información correspondiente a los flujos o caudales de cada una de las fases producidas y/o inyectadas en el pozo.

Estos datos son obtenidos del promedio total de cada uno de los resultados obtenidos por el equipo en cada intervalo de 10 segundos tanto para los datos de la columna 1 como para la columna 2.

En la última sección del informe se encuentra un campo asignado para las observaciones, en el cual el ingeniero encargado de la medición puede realizar alguna anotación o comentario sobre la prueba en caso de ser necesario. Y por último se encuentran dos campos en los cuales se puede especificar el nombre de quién realizó la prueba o el informe, y quién lo recibe.

Figura 47. Accionamiento (Resumen de datos)

DINOPETROL SERVICE			
ORDEN DE SERVICIO AEC-O-4350 SERVICIO DE PRUEBAS A POZOS CON EQUIPO DE MEDICION PORTATIL EN LAS AREAS OPERACIONALES AMERISUR CAMPO PLATANILLO			
PLANILLA RESUMEN DE RECOPILACIÓN DE DATOS			
FECHA DE INICIO:	13/10/2017	FECHA DE FIN:	13/10/2017
HORA DE INICIO:	10:00 A. M.	HORA DE FIN:	10:00 P. M.
TIEMPO TRANSCURRIDO:	12 HORAS		
LUGAR DE PRUEBA:	PLATANILLO	POZO:	FUA 24
METODO DE PRODUCCION:	HIDRA	R.P.M / HZ. / STROKES:	N/A
INYECCION DE MOTRIZ:	EN FONDO	MOTRIZ BMPD:	1970
API DE FORMACION @60 F:		API DE MEZCLA @60 F:	
		NUMERO DE REPORTE:	009-2017-FUA-024-HIDR-131017
		T. DE MOTRIZ (°F):	
		API MOTRIZ @60 F:	
DATOS	PRUEBA A CONDICIONES ESTANDAR (14,7 PSIA Y 15,56 C)		
CORTE DE AGUA (%):	34,01	TASA ESTIMADA DE LIQUIDO TOTAL (BTDP):	4268,09
PRESION DE LINEA (PSI):	44,1	TASA ESTIMADA DE CRUDO BRUTO (BBPD):	2816,39
TEMPERATURA GAS (°F):	176,61	TASA ESTIMADA DE CRUDO NETO (BNPD):	846,39
TEMPERATURA MEZCLA (°F):	176,61	TASA ESTIMADA DE FLUJO MOTRIZ (BMNPD):	1970
VISCOSIDAD (cP):	12,03	TASA ESTIMADA DE AGUA (BAPD):	1451,69
RGP:	28,62	TASA ESTIMADA DE GAS TOTAL (MPCSTD):	80,61
RGP NETO:	95,24		
PRESION CASING (PSI)			
PRESION CABEZAL (PSI)			
OBSERVACIONES:			
ELABORADO POR: _____		RECIBIDO POR: _____	

Fuente: elaboración propia

Paso 3: El tercer botón recibe el nombre de “Extraer Selección”. Esta función debe ser utilizada en la hoja llamada “DATA CRUDA”, debido a que el accionamiento de este botón permite extraer un rango determinado de datos en una hoja nueva. Los

datos por seleccionar deben estar por debajo de la fila A6 y deben ser seleccionados desde la columna A hasta la columna K como se muestra en la **Figura 48**, esto con el fin de obtener la información de producción en un tiempo determinado de la prueba.

Figura 48. Datos seleccionados

PERIODO (MIN)	FECHA	CORTE DE AGUA (%)	Flujo Gas MSCFD	Viscosidad cP	Presion Linea Psig	Temperatura Gas °F	Temperatura Mezcla °F	Caudal Mezcla BPD	Caudal Crudo BPD	Caudal Agua BPD
10:01:08	13/10/17	33,43	81,63	10,42	43,44	175,28	175,28	4231,77	2817,14	1414,63
10:11:08	13/10/17	33,06	81,08	9,28	43,61	175,43	175,43	4278,73	2864,06	1414,67
10:21:08	13/10/17	33,36	80,81	11,34	43,28	175,26	175,26	4232,37	2820,30	1412,08
10:31:08	13/10/17	33,87	80,69	9,38	43,58	175,12	175,12	4269,68	2823,63	1446,06
10:41:09	13/10/17	34,11	81,06	10,40	43,40	174,93	174,93	4221,30	2781,61	1439,69
10:51:09	13/10/17	34,35	81,50	7,83	44,88	175,09	175,09	4171,66	2738,57	1433,09
11:01:09	13/10/17	34,54	81,08	11,80	44,96	174,90	174,90	4254,40	2785,09	1469,32
11:11:09	13/10/17	34,34	80,86	9,75	43,72	175,08	175,08	4136,83	2716,08	1420,75
11:21:09	13/10/17	34,33	82,12	10,52	43,27	175,40	175,40	4153,23	2727,23	1426,00
11:31:09	13/10/17	34,41	81,00	16,30	43,68	175,68	175,68	4302,81	2822,37	1480,43
11:41:09	13/10/17	34,30	80,51	13,87	43,55	175,81	175,81	4245,11	2788,86	1456,25
11:51:10	13/10/17	34,46	79,58	11,29	43,46	175,87	175,87	4373,71	2866,49	1507,22
12:01:10	13/10/17	34,22	81,59	8,09	42,96	175,96	175,96	4294,83	2825,32	1469,50
12:11:10	13/10/17	34,11	80,34	10,79	42,76	176,10	176,10	4207,36	2772,03	1435,33
12:21:10	13/10/17	34,42	80,28	13,35	43,65	176,23	176,23	4248,16	2786,07	1462,09
12:31:10	13/10/17	34,47	80,53	10,14	43,77	176,35	176,35	4301,74	2818,72	1483,02
12:41:10	13/10/17	34,41	83,50	12,58	43,32	176,38	176,38	4256,89	2792,19	1464,70
12:51:10	13/10/17	34,35	80,22	12,33	43,73	176,43	176,43	4293,39	2818,54	1474,85
13:01:10	13/10/17	34,18	80,23	12,47	43,46	176,49	176,49	4277,31	2815,20	1462,11
13:11:11	13/10/17	34,11	80,95	9,65	43,73	176,65	176,65	4265,61	2810,42	1455,18
13:21:11	13/10/17	33,98	78,67	12,09	43,70	176,60	176,60	4360,83	2879,17	1481,66
13:31:11	13/10/17	34,28	80,80	11,44	44,75	176,79	176,79	4400,12	2891,73	1508,39
13:41:11	13/10/17	33,99	79,09	9,91	43,60	176,88	176,88	4265,40	2815,51	1449,89
13:51:11	13/10/17	33,92	79,45	9,78	43,56	176,94	176,94	4300,15	2841,48	1458,68

Fuente: elaboración propia

Al realizar el accionamiento del botón (Extraer selección), ver **Figura 49**, los datos seleccionados son copiados a un nuevo libro de Excel con su respectivo encabezado con la información del pozo. Luego de crear este nuevo documento, podemos ejecutar cualquier función disponible en la pestaña de “Dinopetrol”, para realizar un resumen de los datos seleccionados o ejecutar los botones de representaciones graficas que serán explicados a continuación.

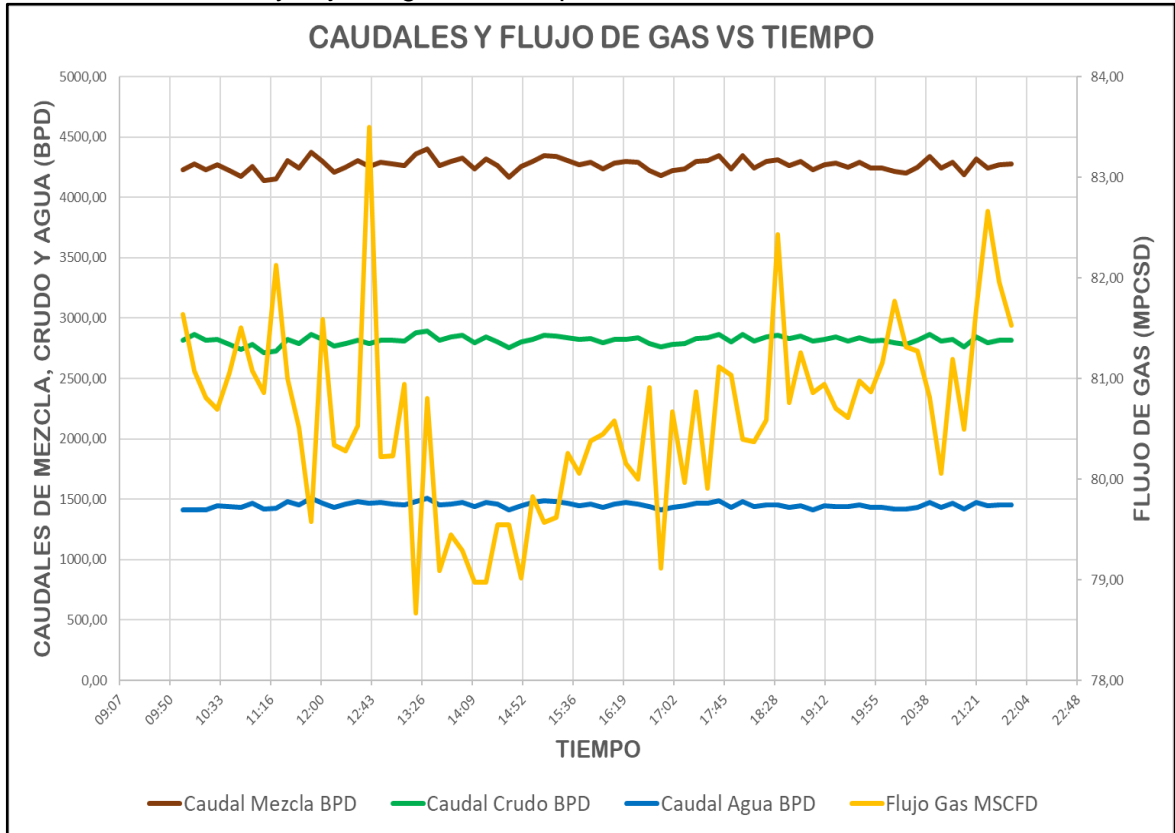
Figura 49. Accionamiento (Extraer Selección)

PERIODO (MIN)	FECHA	CORTE DE AGUA (%)	Flujo Gas MSCFD	Viscosidad cP	Presion Linea Psig	Temperatura Gas °F	Temperatura Mezcla °F	Caudal Mezcla BPD	Caudal Crudo BPD	Caudal Agua BPD
11:01:09	13/10/17	34,54	81,08	11,80	44,96	174,90	174,90	4254,40	2785,09	1469,32
11:11:09	13/10/17	34,34	80,86	9,75	43,72	175,08	175,08	4136,83	2716,08	1420,75
11:21:09	13/10/17	34,33	82,12	10,52	43,27	175,40	175,40	4153,23	2727,23	1426,00
11:31:09	13/10/17	34,41	81,00	16,30	43,68	175,68	175,68	4302,81	2822,37	1480,43
11:41:09	13/10/17	34,30	80,51	13,87	43,55	175,81	175,81	4245,11	2788,86	1456,25
11:51:10	13/10/17	34,46	79,58	11,29	43,46	175,87	175,87	4373,71	2866,49	1507,22
12:01:10	13/10/17	34,22	81,59	8,09	42,96	175,96	175,96	4294,83	2825,32	1469,50
12:11:10	13/10/17	34,11	80,34	10,79	42,76	176,10	176,10	4207,36	2772,03	1435,33
12:21:10	13/10/17	34,42	80,28	13,35	43,65	176,23	176,23	4248,16	2786,07	1462,09
12:31:10	13/10/17	34,47	80,53	10,14	43,77	176,35	176,35	4301,74	2818,72	1483,02
12:41:10	13/10/17	34,41	83,50	12,58	43,32	176,38	176,38	4256,89	2792,19	1464,70
12:51:10	13/10/17	34,35	80,22	12,33	43,73	176,43	176,43	4293,39	2818,54	1474,85
13:01:10	13/10/17	34,18	80,23	12,47	43,46	176,49	176,49	4277,31	2815,20	1462,11

Fuente: elaboración propia

Paso 4: Los botones 4,5 y 6 que se observan en la **Figura 44**, tienen la función de representar gráficamente los datos que se encuentra en la hoja "DATA CRUDA". Al accionar el botón número 4, se desplegará una gráfica en una hoja nueva con el nombre de (Caudales y flujo de gas VS tiempo), en la cual, se observa en el eje Y los datos de caudal de mezcla, crudo y agua en barriles por día (eje principal) y a su vez se observa el flujo de gas en miles de pies cubos estándar por día (eje secundario). En el eje X se encuentra los tiempos a los cuales se obtuvieron los datos anteriores, ver **Gráfica 2**.

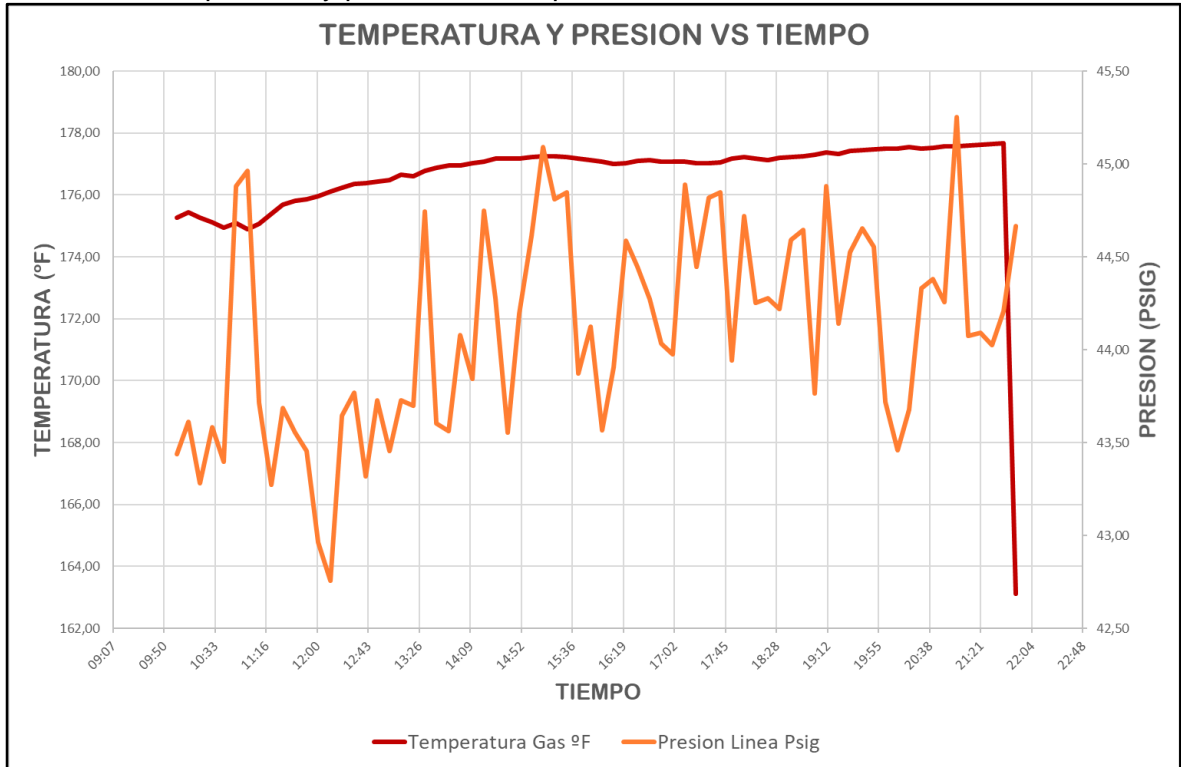
Gráfica 2. Caudales y flujo de gas VS tiempo



Fuente: elaboración propia

Con el accionamiento del botón número 5, se creará una nueva hoja con una gráfica llamada (Temperatura y presión VS tiempo). En donde, el eje Y está conformado por los datos de temperatura obtenidos en °F (eje principal) y los datos de presión, que están expresados en PSIG (eje secundario). En el eje X se encuentran los tiempos a los cuales se obtuvieron los resultados presentados, ver **Gráfica 3**.

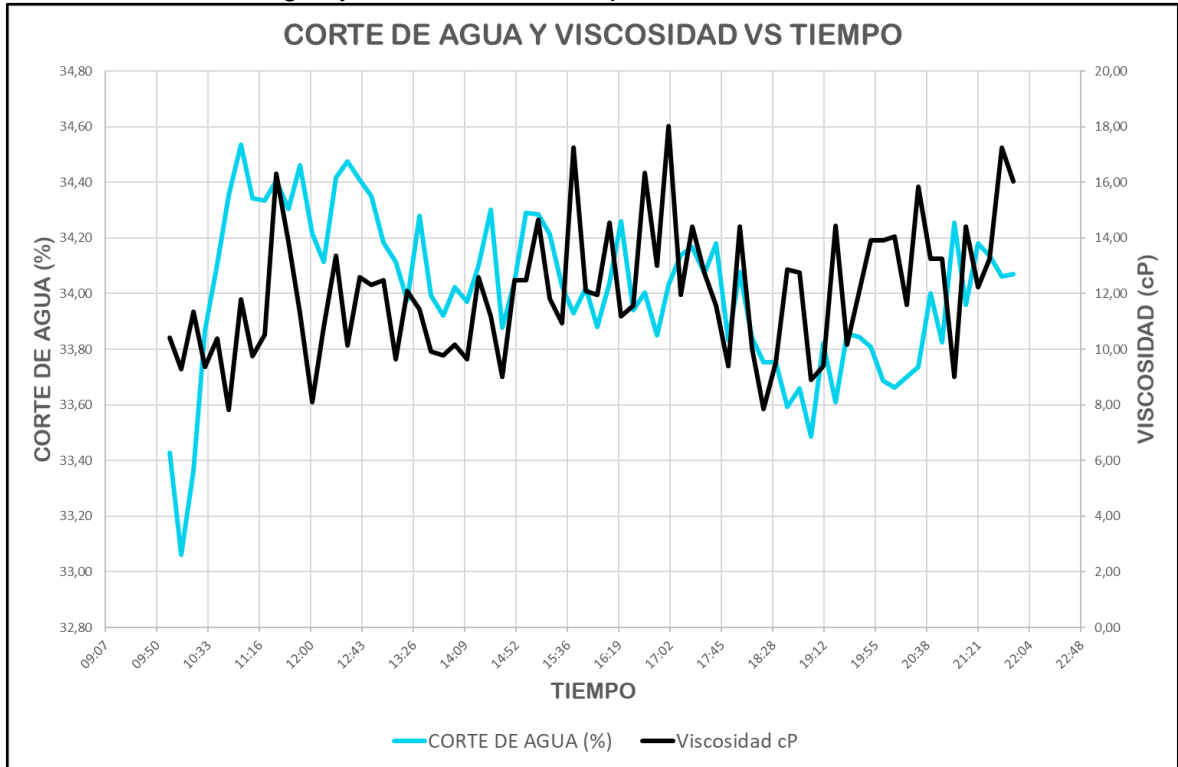
Gráfica 3. Temperatura y presión VS tiempo



Fuente: elaboración propia

Al accionar el botón número 6, se desplegará una gráfica en una hoja nueva con el nombre de (Corte de agua y viscosidad VS tiempo), en la cual, se observa en el eje Y los datos de corte de agua en porcentaje (eje principal) y a su vez se observa la viscosidad en unidades de cP (eje secundario). En el eje X se encuentra los tiempos a los cuales se obtuvieron los datos anteriores, ver **Gráfica 4**.

Gráfica 4. Corte de agua y viscosidad VS tiempo



Fuente: elaboración propia

6. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente en el Campo Platanillo se realizan las pruebas de los pozos por medio de equipos convencionales como lo son los separadores trifásicos y tanques atmosféricos para medición estática. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento de los tanques en línea con el separador de prueba no es suficiente para almacenar cada una de las fases obtenidas posteriormente al proceso de separación. Por tal motivo se propone la implementación de un medidor de flujo multifásico para la prueba de pozos, el cual tiene la capacidad de medir el caudal de cada una de las fases a condiciones de línea sin necesidad de separar el flujo en fases individuales y entregar nuevamente el flujo multifásico a la línea general.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se utilizó la metodología del Valor Presente Neto (VPN), como unidad monetaria de valor constante el peso colombiano (COP) y una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 13% efectivo anual, que es comúnmente utilizada en los proyectos desarrollados por la empresa Dinopetrol Service, el período de evaluación es de un año dividido en doce (12) períodos mensuales, adicionalmente se hace el análisis de costos de operación.

En el presente análisis se determinaron los costos de operación (OPEX) para la prueba de pozos en el Campo Platanillo por medio de equipos convencionales (Proceso actual) y con el equipo de medición de flujo multifásico (Proceso nuevo).

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación OPEX (Operational Expenditure), se definen como los costos asociados al funcionamiento de un producto, negocio y al mantenimiento de los equipos, incluyendo gastos consumibles y otros gastos necesarios para llevar a cabo la actividad. En este caso hace referencia a los costos de arrendamiento de los equipos de prueba de pozo que se utilizan actualmente en el Campo Platanillo por parte de la compañía Amerisur en comparación con los gastos generados por el uso del medidor de flujo multifásico en el mismo campo.

Los costos asociados a continuación fueron suministrados por la empresa Dinopetrol Service para el análisis financiero en base a informes de pérdidas y ganancias (P&G) de ambos equipos.

6.1.1 Escenario Actual. Para determinar estos costos a lo largo de un periodo se debe establecer el costo mensual de arrendamiento del equipo de prueba de pozo utilizado actualmente en el campo, el cual es obtenido del informe de pérdidas y ganancias. En la **Tabla 12** se observa el costo de operación mensual de un equipo de prueba de pozo convencional utilizado en el Campo Platanillo.

Tabla 12. Costos operacionales mensuales de equipo de prueba de pozo convencional

DESCRIPCIÓN	COSTO MENSUAL (COP)	%
COSTO TOTAL DEL EQUIPO	\$ 400.000.000	
IMPUESTOS MUNICIPALES RETE ICA	(\$ 4.000.000)	-1,0%
INGRESOS NETOS	\$ 396.000.000	99,0%
COSTOS DIRECTOS		
Mano de obra	\$ 50.614.947	12,7%
Materiales	\$ 1.466.248	0,4%
Depreciaciones & Amortizaciones Equipos	\$ 2.083.333	0,5%
Depreciaciones & Amortizaciones Herramientas	\$ 791.550	0,2%
Camionetas y Taxis	\$ 13.500.000	3,4%
Transporte Pesado	\$ 194.000.000	48,5%
Arrendamientos	\$ 38.200.000	9,6%
Seguros	\$ 379.428	0,1%
Mantenimiento Mecánico	\$ 300.000	0,1%
Mantenimiento Electrónico	-	0,0%
Viajes y Alimentación	\$ 9.220.000	2,3%
Combustibles y Lubricantes	\$ 11.800.000	3,0%
Otros Costos	\$ 624.546	0,2%
TOTAL COSTOS DIRECTOS	\$ 322.980.052	80,7%
MARGEN BRUTO DE SERVICIOS	\$ 73.019.948	18,3%
COSTOS INDIRECTOS	\$ 31.680.000	7,9%
GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$ 31.680.000	7,9%
EBIT	\$ 9.659.948	2,4%
TOTAL DEPRECIACIONES	\$ 2.874.883	0,7%
EBITDA	\$ 12.534.831	3,1%

Fuente: elaboración propia con base en Dinopetrol Service. Informe de pérdidas y ganancias (P&G). [citado el 29 de abril de 2019].

6.1.2 Escenario Nuevo. Para determinar los costos de operación de este proceso es necesario conocer el valor mensual de alquiler del equipo de prueba de pozo con el medidor de flujo multifásico y los servicios profesionales requeridos para el desarrollo de la operación. En la **Tabla 13** se observa el costo de operación mensual del medidor de flujo multifásico para la de prueba de pozos en el Campo Platanillo.

Tabla 13. Costos de operación mensual con medidor de flujo multifásico

DESCRIPCIÓN	COSTO MENSUAL (COP)	%
COSTO TOTAL DEL EQUIPO	\$ 85.000.000	
IMPUESTOS MUNICIPALES RETE ICA	(\$ 850.000)	1,0%
INGRESOS NETOS	\$ 84.150.000	99,0%
COSTOS DIRECTOS		
Mano de obra	\$ 11.400.000	13,4%
Materiales	\$ 100.000	0,1%
Depreciaciones & Amortizaciones Equipos	\$ 347.222	0,4%
Depreciaciones & Amortizaciones Herramientas	-	0,0%
Camionetas y Taxis	\$ 13.500.000	15,9%
Transporte Pesado	\$ 20.200.000	23,8%
Arrendamientos	\$ 2.000.000	2,4%
Seguros	\$ 80.000	0,1%
Mantenimiento Mecánico	\$ 0	0,0%
Mantenimiento Electrónico	\$ 416.667	0,5%
Viajes y Alimentación	\$ 3.180.000	3,7%
Combustibles y Lubricantes	\$ 0	0,0%
Otros Costos	\$ 624.546	0,7%
TOTAL COSTOS DIRECTOS	\$ 51.848.435	61,0%
MARGEN BRUTO DE SERVICIOS	\$ 32.301.565	38,0%
COSTOS INDIRECTOS	\$ 6.732.000	7,9%
GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$ 6.732.000	7,9%
EBIT	\$ 18.837.565	22,2%
TOTAL DEPRECIACIONES	\$ 347.222	0,4%
EBITDA	\$ 19.184.787	22,6%

Fuente: elaboración propia con base en Dinopetrol Service. Informe de pérdidas y ganancias (P&G). [citado el 29 de abril de 2019].

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto, se debe utilizar la metodología de Valor Presente Neto (VPN), con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 13% efectivo anual, la cual es utilizada comúnmente en proyectos desarrollados por Dinopetrol Service. Esta tasa debe ser convertida en una tasa de interés mensual por medio de la **Ecuación 13** y se plantea para dos escenarios (Actual y nuevo).

Ecuación 13. Equivalencia entre tasas

$$(1 + i_{conocida})^n = (1 + i_{calcular})^m$$

Fuente: elaboración propia con base en BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Interés compuesto. Capítulo 2. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. p 24. 2019.

Donde,

$i_{conocida}$ = Tasa de interés conocida

$i_{calcular}$ = Tasa de interés a calcular

n = Periodos de la tasa de interés conocida

m = periodos de la tasa de interés a calcular

Para establecer la tasa de interés mensual se debe despejar de la **Ecuación 13** la tasa de interés a calcular, quedando de la siguiente manera.

$$i_{mensual} = (1 + 0,13)^{\frac{1}{12}} - 1$$

$i_{mensual} = 0,01023$ lo cual equivale a 1,023%

6.2.1 Valor presente neto (VPN). Es el indicador más utilizado debido a que calcula el valor medido en el presente, es decir, los ingresos futuros y los egresos futuros los trae a valor presente. Lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero de realizar o no un proyecto.

Desde el punto de vista matemático el VPN es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, lo cual es representando en la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Valor presente neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum \frac{F}{(1+i)^n}$$

Fuente: elaboración propia con base en BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. p 197. 2019.

Dónde,

VPN= Valor presente neto

F= Flujo neto de efectivo

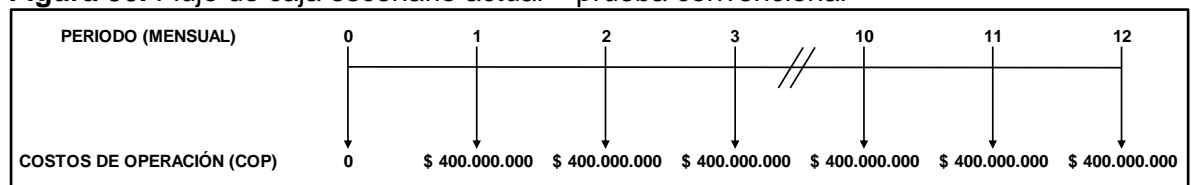
i= Tasa de interés de oportunidad

n= Número de periodos

6.2.2 Flujo de caja. Corresponde a la representación gráfica de los ingresos y egresos en una línea horizontal correspondiente al período de tiempo, donde los ingresos se ubican en la parte superior de la línea y los egresos en la parte inferior de la línea.

6.2.2.1 Flujo de caja escenario actual. En la **Figura 50** se observan los flujos de caja para el proceso actual de prueba de pozos con el equipo convencional en periodos mensuales a lo largo de un año. A su vez, en este numeral se presenta la operación matemática y el resultado del Valor Presente Neto obtenido para este proceso.

Figura 50. Flujo de caja escenario actual – prueba convencional



Fuente: elaboración propia.

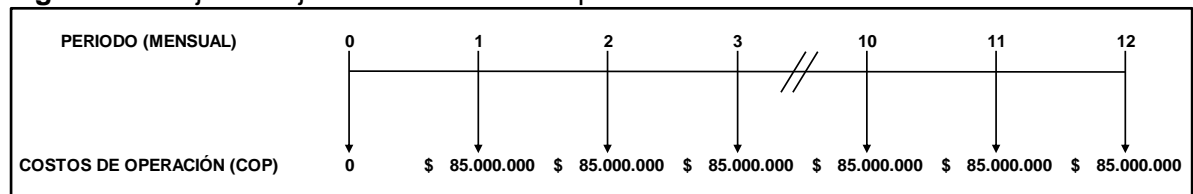
Figura 51. Solución VPN escenario actual

$$\begin{aligned}
 VPN(0,01023) = & 0 - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^1} - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^2} - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^3} \\
 & - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^4} - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^5} - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^6} - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^7} \\
 & - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^8} - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^9} - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^{10}} - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^{11}} \\
 & - \frac{400.000.000}{(1 + 0,01023)^{12}} \\
 VPN(0,01023) = & -\$ 4.495.301.238 \text{ COP}
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia

6.2.2.2 Flujo de caja escenario nuevo. En la **Figura 52** se observan los flujos de caja para el proceso propuesto de prueba de pozos con el medidor de flujo multifásico en periodos mensuales a lo largo de un año. A su vez, en este numeral se presenta la operación matemática y el resultado del Valor Presente Neto obtenido para este proceso.

Figura 52. Flujo de caja escenario nuevo – prueba del medidor multifásico



Fuente: elaboración propia

Figura 53. Solución VPN escenario nuevo

$$\begin{aligned}
 VPN(0,01023) = & 0 - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^1} - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^2} - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^3} \\
 & - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^4} - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^5} - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^6} - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^7} \\
 & - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^8} - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^9} - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^{10}} - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^{11}} \\
 & - \frac{85.000.000}{(1 + 0,01023)^{12}} \\
 VPN(0,01023) = & -\$ 955.251.513 \text{ COP}
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia

6.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía Amerisur fue implementar el medidor de flujo multifásico para la prueba de pozos en el Campo Platanillo de la empresa Dinopetrol Service. Debido a que le representa un ahorro de costos en pesos al día de hoy del 78,75% (\$3.540.049.725 COP) con respecto a la prueba de pozos realizadas con equipos convencionales en la actualidad. Este ahorro se genera principalmente a menores costos en la movilización de equipos del medidor de flujo multifásico.

CONCLUSIONES

- Los equipos convencionales utilizados para la prueba de pozos actualmente en el campo no tienen la capacidad de almacenamiento necesario para contener los fluidos que se producen de la separación, debido a que sólo poseen tres (3) tanques con capacidad de almacenamiento de 500 Bbls cada uno. Generando un proceso ineficiente.
- Los resultados de las pruebas realizadas en el Campo Platanillo, evidenciaron que las incertidumbres de las mediciones de caudal realizadas por el medidor Multifásico ORINOCO se encuentran dentro del rango estipulado en la resolución 41251 del 23 de diciembre del año 2016 de no superar la incertidumbre de +/- 5% para la tasa de líquido total, +/-10% para la tasa de gas total y +/- 2% para corte de agua (BSW).
- Los equipos utilizados como sistema de medición de referencia fueron los tanques atmosféricos para el almacenamiento de volúmenes de líquido. Cumpliendo con las especificaciones de calibración recomendadas en los estándares nacionales e internacionales.
- Para el caudal líquido, la diferencia máxima en la medición entre el medidor MPFM ORINOCO y las facilidades convencionales (tanques) fue de 3,4% y la mínima fue de -1,2%. Para la tasa de gas el valor máximo fue de 10% y la mínima de -14%. Finalmente, para el BSW el valor máximo corresponde a 2,1% y el mínimo a -0,9%.
- Con los resultados obtenidos del medidor de flujo multifásico se demostró que el equipo es capaz de abarcar las tasas de producción presentes en el campo. Se observaron caudales de líquido de 4.500 Bbls (altas tasas) y 2.700 Bbls (bajas tasas). Se obtuvieron caudales de gas de 50 MSCFD (Altas tasas) y 27 MSCFD (bajas tasas) y finalmente se observaron las tasas de agua producida o BSW del 47% (Altas tasas) y 5% (bajas tasas).
- La macro desarrollada en Excel con información de producción de un pozo de referencia, la cual ya fue implementada en campo. Esta macro permite la visualización de datos obtenidos por el medidor de flujo multifásico de cualquier pozo del Campo Platanillo de forma numérica y gráfica. Entre los datos mostrados se incluyen los caudales producidos por el pozo seleccionado en tiempo real, sus condiciones de presión y temperatura, viscosidad en línea y corte de agua.
- Desde el punto de vista financiero, para la compañía operadora Amerisur la mejor opción fue implementar el equipo de medición de flujo multifásico para la prueba de pozos, debido a que representa una reducción en costos equivalente al 78,75%, es decir, \$3.540.049.725 COP anualmente.

RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio para evaluar la efectividad del medidor multifásico MPFM ORINOCO en campos donde, a diferencia del Campo Platanillo, la necesidad no surja de problemas en almacenamiento, sino que se busque la medición de datos en tiempo real suministrados por el equipo como la viscosidad en línea. Esta información puede ser aprovechada para la toma de decisiones en la administración del yacimiento para su intervención.
- Evaluar el medidor multifásico MPFM ORINOCO, en campos de crudo pesado, observar su comportamiento y realizar una comparación de la efectividad del equipo con respecto a la información obtenida en un campo con crudo liviano.
- Implementar en la macro de Excel la opción de extraer los datos del resumen de producción de un pozo en específico en un tiempo determinado, para obtener el histórico de producción. Con esta información se podrán realizar análisis para la toma de decisiones con respecto a la intervención de pozos.
- Desarrollar en la Macro de Excel un sistema de alertas, que permita visualizar los límites de incertidumbre obtenidos al comparar el medidor MPFM con las facilidades de un campo. Y a su vez, un sistema en el que se observe si la información dada por el medidor MPFM no corresponde con la tendencia del histórico de producción.
- Crear un nuevo diseño del medidor MPFM ORINOCO, que al ser implementado funcione como equipo de separación para enviar los productos obtenidos a sus líneas de producción.

BIBLIOGRAFÍA

ACERO TUBO S.A. Tuberías de acero al carbono. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (<https://www.acero-tubo.com/astm-a106-gr-b-gr-c-acero-carbono-tubos-sin-costura-proveedores-exportadores.html>).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá. 2007. 92p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Estadísticas de Producción. {En línea}. {21 febrero de 2019}. Disponible en: (<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round Colombia 2010. Cuenca Caguan-Putumayo Geol. Claudia Posada, Bogotá. Diciembre 2009. 27p.

Aislamiento y Estanqueidad Erica, S.L. Barcelona. Juntas para bridas. {En línea}. {21 marzo de 2019}. Disponible en: (<http://www.eric.es/web/dimensiones-juntas-bridas/>).

ALEACION TUBOS. Bidas de acero al carbono ASTM A105. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (<https://www.tubos-acero-aleacion.com/bridas-de-acero-al-carbono-a105-a350.html>).

AMERISUR. Gerencia de Proyectos. Bogotá. 2014

AMERISUR EXPLORACIÓN COLOMBIA. Entrega informe final de Medidor en prueba de pozos. Bogotá. 2018.

API. Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 5,3. Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters. 2005. 26p.

ARANDA, Ervin. Dimensionamiento de una batería de producción de petróleo. Neiva. 2018. 104p.

ARIAS ROMERO, Roberto. 1er. Seminario Latinoamericano de Medición de Flujo de Hidrocarburos. Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos. 2002. 18p.

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución número 00453. (02 de abril de 2018). Por la cual se modifica una licencia ambiental global y se toman otras determinaciones. Bogotá. 2018. 472p.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. Bogotá, 2005, 413p.

CARVAJAL Gustavo, MAUCEC Marko, CULLICK Stan. Intelligent Digital Oil and Gas Fields - Concepts, Collaboration, and Right-Time Decisions. 2.1.3.6 Multiphase Flowmeter. Elsevier. 2018. 357p.

CATECHOM. Trazabilidad. {En línea}. {1 abril de 2019}. Disponible en: (http://www3.uah.es/catechom/index.php?option=com_content&view=article&id=57&Itemid=71&lang=es).

CLAVIJO Jessica, LÓPEZ Nerica. Evaluación de la viabilidad de re-inyección de agua de formación en el Campo Platanillo ubicado en la Cuenca de Caguan-Putumayo. Bogotá, 2014, 198p. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Universidad de América. Facultad de Ingeniería.

CONCENTRA INTELIGENCIA EN ENERGIA. Británica Amerisur anuncia que el Campo Platanillo, en Putumayo, produce 7.100 barriles por día. {En línea}. {1 abril de 2014}. Disponible en: (http://www.concentra.co/index.php?option=com_k2&view=item&id=882:brit%C3%A1nica-amerisur-anunci%C3%B3-que-el-campo-platanillo-en-putumayo-produce-7100-barriles-por-d%C3%ADa&Itemid=113).

DINOPETROL SERVICE. Informe Final de Medidor Multifásico en Prueba de Pozos con Medición Multifásica en el Campo Platanillo Segunda Etapa. 2018. 23p.

DINOPETROL SERVICE. Informe de pérdidas y ganancias (P&G). Bogotá. 2019.

DINOPETROL SERVICE. Protocolo de Pruebas Medidor Multifásico para el Campo Platanillo Segunda Etapa. 2018. 21p.

ECOPETROL. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 5 medición dinámica. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013. 33p.

ECOPETROL. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de innovación y tecnología corporativo de normas y estándares. 2013. 23p.

ECOPETROL. Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 3 medición estática. Vicepresidencia de suministro y mercadeo. 2007. 38p.

EcuRED. Espárragos. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (https://www.ecured.cu/Tornillos_esp%C3%A1rragos).

FLEXITALLIC. Spiral Wound Gaskets. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (http://flexitallic.com/uploads/files/Spiral_Wound_Cover_No_Crop_Marks.pdf).

GALVIS Jaime, PINTO Hernando. Algunas observaciones acerca de la geología del sudoeste del Caquetá. {en línea}. {22 febrero de 2019}. Disponible en: (http://www.accefyn.com/revista/Vol_23/88/347-358.pdf).

GONZÁLEZ Estela, JASEN Paula. Introducción a la teoría de errores de medición. {En línea}. {1 mayo de 2019}. Disponible en: (http://www.fisica.uns.edu.ar/albert/archivos/12/221/2979865071_laboratorio.pdf).

GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA. Informe Ejecutivo Semestral. 2011.

GRUPO CTAISA TORNILLERIA. Tornillos estructurales. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (<http://www.ctaisa.com.mx/tornillos-estructurales.html>).

INDUSTRIAL VOX ANALYZER. Especificaciones técnicas medidor de flujo multifásico VOX-X4 (Orinoco). 2018. 55p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. 153 p.

LIAOCHENG HUAJIAN STEEL CO., LTD. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (https://es.made-in-china.com/co_hjsteel001/product_ASTM-A36-Hot-Rolled-Anti-Slip-Ship-Building-Checkered-Steel-Plate_enignurry.html).

Matemáticas Empresariales. El promedio aritmético. {En línea}. {1 mayo de 2019}. Disponible en: (<https://matematicasempresariales.wordpress.com/2014/09/22/el-promedio-aritmetico/>).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución número 41251. (23 de diciembre 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. Bogotá. 2016. 24p.

PERETE. Hydraulic parts. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (<https://perete.en.alibaba.com/?spm=a2700.details.cordpanyb.1.36b33099sPqA76>).

RED COLOMBIANA DE METROLOGIA. Medición estática y dinámica en campos de producción de hidrocarburos. {En línea}. {17 abril de 2019}. Disponible en: (<http://rcm.gov.co/images/2018/programas/SeminarioHidrocarburos/MedicionEstaticaDinamicaOscarSoto.pdf>).

SALVEX. Well test separator. {En línea}. {1 marzo de 2019}. Disponible en: (https://www.salvex.com/listings/listing_detail.cfm? aucID=182963385).

SANDOVAL, Willington Daniel. Patronamiento de las tendencias direccionales en la Cuenca del Putumayo para los Pozos Loro y Acae. Bogotá, 2001, 118p. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Universidad de América. Facultad de Ingeniería.

Shanghai Jinrui Norm Parts Supplies co., Ltd. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (https://shxingrui.en.alibaba.com/es_ES/).

SUMATEC. Espárragos acero B7 – petróleo. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (<https://sumatec.co/producto/esparragos-acero-b7-petroleros/>).

SUNNY STEEL. ASTM A234/ASME SA234M Especificación estándar. {En línea}. {22 marzo de 2019}. Disponible en: (<http://www.sunnysteel.com/espanol/ASTM-A234-Especificacion-estandar.php#.XJnJoyhKjIU>).

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO. Capítulo 6: Desviación Estándar. {En línea}. {1 mayo de 2019}. Disponible en: (https://unac.edu.pe/documentos/organizacion/vri/cdcitra/Informes_Finales_Investigacion/IF_JUNIO_2012/IF_CALDERON%20OTOYA_FCA/capitulo%206%20y%207.pdf).

VALCO INDUSTRIAL. Empaques para Brida. {En línea}. {21 marzo de 2019}. Disponible en: (<http://valcoindustrial.com.mx/2018/01/24/empaques-para-brid-a-ff-o-rf/>).

VALDÉS, José Antonio. VALCO INDUSTRIAL. Empaques para Brida. {En línea}. {21 marzo de 2019}. Disponible en: (<http://valcoindustrial.com.mx/2018/01/24/empaques-para-brid-a-ff-o-rf/>).

ANEXOS

ANEXO A.
MARCO LEGAL DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA SEGÚN RESOLUCIÓN
NÚMERO 41251 DEL 23 DE DICIEMBRE DE 2016.

RESOLUCIÓN No.

4 1251

DE 23 DIC 2016

Hoja No. 10 de 24

Continuación de la Resolución "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"

Parágrafo 3. En el evento en que no se logre obtener un producto dentro del 0,5% de contenido de agua y sedimentos, dicha condición deberá ser informada a la autoridad de fiscalización. La aprobación de sistemas de medición que cuantifican fluidos fuera de las especificaciones arriba indicadas, deberá ser avalada por la autoridad competente.

Artículo 9. Calidad de los hidrocarburos gaseosos en el punto de medición oficial. Los hidrocarburos gaseosos a medir en puntos de medición oficial deberán cumplir con las condiciones contractuales establecidas por las partes del contrato.

Parágrafo. Para los puntos de medición oficial que entreguen al SNT, el análisis de la calidad del gas se realizará de acuerdo con lo establecido en el RUT.

Artículo 10. Sistemas de medición compartidos. Un mismo operador de dos o más campos, incluso de diferentes contratos y/o convenios de explotación, o dos o más operadores, podrán hacer uso de un mismo sistema para medir el volumen y determinar la calidad de hidrocarburos producidos siempre y cuando se garantice la existencia de equipos y procedimientos que permitan identificar el volumen y calidad que corresponde a cada campo, lo cual será validado y aprobado previamente por la autoridad de fiscalización.

En los casos donde se utilicen facilidades compartidas para el tratamiento de hidrocarburos, cada corriente proveniente de cada campo deberá ser medida antes de entrar a la facilidad.

TÍTULO 3

Requisitos para el reporte de la producción

Artículo 11. Cifras significativas y conversión a sistema métrico, aplicables a los volúmenes calculados con los modelos. Las cifras significativas con las cuales se deberán reportar los resultados que se obtengan para cada una de las variables de los modelos de medición tendrán que cumplir con lo establecido en la versión vigente de las normas API MPMS 12.1.1. (Medición Estática) y API MPMS 12.2.1, 12.2.2, 12.2.3 (Medición Dinámica).

Parágrafo. Para la conversión de cantidades se deberán usar las ecuaciones descritas en la versión vigente de las normas API MPMS 11.5.1, 11.5.2 y 11.5.3. Para la conversiones de las cantidades a unidades del sistema métrico se deberán aplicar las correlaciones que establezca la versión vigente de la norma técnica API MPMS Capítulo 15, Apéndice A.

TÍTULO 4

Modelos de medición y normas técnicas aplicables

CAPÍTULO 1

Medición Estática

Artículo 12. Modelo de medición estática para hidrocarburos líquidos. El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar obtenido luego de descontar el contenido de agua y de sedimentos suspendidos, deberá ser calculado de conformidad con lo establecido en las últimas versiones de las normas API MPMS 3 y API 12.1.1.

Artículo 13. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición estática. Los equipos y procedimientos de los sistemas de medición estática utilizados como

Continuación de la Resolución "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"

puntos de medición oficial deberán cumplir con los requerimientos de las últimas versiones de las siguientes normas técnicas:

1. API MPMS Capítulo 2, Calibración y aforo de tanques verticales y horizontales.
2. API MPMS Capítulo 3, Medición de Tanques.
3. API MPMS Capítulo 7, Determinación de la Temperatura.
4. API MPMS Capítulo 8, Muestreo.
5. API MPMS Capítulo 11, Factores de corrección de volumen del hidrocarburo líquido por temperatura.
6. API MPMS Capítulo 12, Sección 1, Parte 1, Factores de corrección por temperatura de lámina del tanque, cifras significativas, procesos de cálculo y definición de los términos.
7. API MPMS Capítulo 12, Sección 3, Encogimiento volumétrico resultante de la mezcla de hidrocarburos livianos con crudos.
8. API MPMS Capítulo 19, Pérdidas por evaporación.
9. Las señaladas en el artículo 6 de la presente resolución en relación con determinación de la calidad de los hidrocarburos.

Artículo 14. Tanques de almacenamiento para medición oficial. Se podrán utilizar para medición oficial de los hidrocarburos líquidos producidos, tanques que cumplan con las siguientes condiciones:

1. Ser construidos e instalados de acuerdo con las disposiciones contenidas en las últimas versiones de las normas técnicas API 12B, API STD 650, API STD 620 o Código ASME Sección VIII División 1.
2. Contar con los accesorios y dispositivos de seguridad, protección catódica, conexión a tierra, válvulas de presión y vacío, válvula de control de venteo, cajas de drenajes y recolección de goteos menores, diques, compuertas de acceso al tanque, boquillas de entrada para operaciones de medición y muestreo manual, líneas de entrada y salida que eviten caídas libres y salpicaduras de líquido, entre otros. Se deberán tomar las medidas necesarias para evitar contaminación de los suelos en caso de derrames.
3. Cumplir con los requisitos de la norma técnica incorporada API 2350 - Cuarta Edición o aquella que la actualice o sustituya, sobre protección de sobrellenado para tanques de almacenamiento en facilidades petroleras.
4. Llevar a cabo el proceso de calibración y aforo para tanques cilíndricos verticales por organismos especializados, debidamente acreditados en la norma ISO/IEC 17025 por la ONAC o quien haga sus veces, para realizar aforos de tanques utilizando los métodos o procedimientos contenidos en la última versión de la norma API MPMS Capítulo 2:
 - 4.1. Sección 2.A. Método de medición con cinta o strapping.
 - 4.2. Sección 2.B. Método de la línea de referencia óptica.
 - 4.3. Sección 2.C. Método de triangulación óptica.
 - 4.4. Sección 2.D. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).

Continuación de la Resolución "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"

- 4.5. Estándar API 2555 Calibración líquida de Tanque.
5. El proceso de aforo y el procedimiento de elaboración de la tabla de aforo para tanques verticales deberá cumplir como mínimo con los siguientes cálculos y correcciones:
 - 5.1. Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo o las mediciones que corresponda mediante dispositivos telemétricos aceptables.
 - 5.2. Medición de las alturas de cada anillo y de sus espesores de lámina.
 - 5.3. Medición de la altura del fondo del tanque y determinación de la relación nivel vs. volumen, mediante integración a partir de planos o mediante adición de volúmenes medidos de agua.
 - 5.4. Corrección por calibración de la cinta de trabajo a la cinta máster.
 - 5.5. Corrección por el espesor de la cinta.
 - 5.6. Corrección por temperatura de la cinta.
 - 5.7. Corrección por el espesor de lámina del tanque.
 - 5.8. Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.
 - 5.9. Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods).
 - 5.10. Determinación del peso del techo y de la altura de los soportes.
 - 5.11. Gravedad API del producto a almacenar.
 - 5.12. Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido y por anillo.
 - 5.13. Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress).
 - 5.14. Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura estándar.
 - 5.15. Corrección por inclinación del tanque (Tilt).
 - 5.16. Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque.
 - 5.17. Cálculo del incremento efectivo por anillo.
 - 5.18. Estimación de la incertidumbre del aforo con su memoria de cálculo.
 - 5.19. Generación de la tabla por cada anillo a partir del incremento efectivo.
 - 5.20. Generación de la tabla del fondo.
6. El proceso de calibración y aforo de tanques cilíndricos horizontales se deberá realizar por organismos especializados, debidamente acreditados en ISO/IEC 17025 por la ONAC o quien haga sus veces, utilizando los procedimientos señalados en la última versión de la norma API MPMS Capítulo 2, así:
 - 6.1. Sección 2E. Método manual o strapping.
 - 6.2. Sección 2F. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).
7. El procedimiento de elaboración de la tabla de aforo para tanques cilíndricos horizontales deberá contemplar como mínimo los siguientes cálculos y correcciones:
 - 7.1. Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo o las mediciones que corresponda utilizando los dispositivos telemétricos aceptables.
 - 7.2. Medición de las longitudes de cada anillo y de sus espesores de lámina.
 - 7.3. Medición de la altura del fondo del tanque y determinación de la relación nivel vs. volumen, mediante integración a partir de planos o mediante adición de volúmenes medidos de agua.
 - 7.4. Medición de la pendiente del tanque respecto del plano horizontal.
 - 7.5. Corrección por calibración de la cinta de trabajo a la cinta master.
 - 7.6. Corrección por el espesor de la cinta.
 - 7.7. Corrección por temperatura de la cinta.
 - 7.8. Corrección por el espesor de lámina del tanque.

Continuación de la Resolución: "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"

- 7.9. Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.
 - 7.10. Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods).
 - 7.11. Gravedad API del producto a almacenar.
 - 7.12. Presión de trabajo del tanque.
 - 7.13. Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido.
 - 7.14. Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress).
 - 7.15. Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura base de 80°F.
 - 7.16. Corrección por inclinación del tanque respecto del plano horizontal.
 - 7.17. Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque.
 - 7.18. Cálculo de la incertidumbre del aforo.
 - 7.19. Generación tabla del fondo y tabla de incrementos cilindro, para el cuerpo del cilindro, las tapas esféricas o elípticas, y el disco intermedio (Knuckle disk).
8. *Aprobación de las tablas de aforo.* Las tablas de aforo, junto con las memorias de cálculo respectivas, de los tanques de almacenamiento que se presenten por parte del Operador para aprobación, deberán entregarse a la autoridad de fiscalización, firmadas por los operadores y la empresa que realiza el aforo. La tabla de aforo deberá presentarse en forma física y en formato digital editable, en unidades de barriles americanos con dos cifras decimales a la temperatura estándar y el respectivo nivel de líquido en milímetros.
- En aquellos campos donde se recuperen productos blancos líquidos provenientes del tratamiento del gas, tales como propano, butano, GLP o gasolina, y dichos volúmenes deban ser considerados dentro del balance de los campos, las tablas de aforo de los tanques donde se almacenan dichos productos se elaborarán para el cálculo de volúmenes en galones americanos.
9. *Recómputo de las tablas de aforo.* El proceso de recómputo de las tablas de aforo deberá realizarse a partir de mediciones previamente hechas de los diámetros del tanque, cuando cambien las variables de operación del mismo, tales como temperatura o gravedad API del producto almacenado, o cuando cambie la altura de referencia sin que este cambio vaya asociado a deformación del tanque. Los parámetros de control se referencian en el apéndice A del API MPMS 2.2A última versión.
10. *Reaforo de tanques.* El proceso de reaforo del tanque, a partir de nuevas medidas de los diámetros de este, y, la elaboración de una nueva tabla de aforo, deberán realizarse, cuando cambien las condiciones externas o las variables estructurales del tanque, tales como la altura de referencia por deformación inelástica del tanque, el espesor de las láminas, el diámetro o la inclinación del tanque, los volúmenes muertos internos, el techo flotante, entre otros aspectos. Los parámetros de control se referencian en el apéndice A del API MPMS 2.2A última versión.
11. *Inspección de tanques.* Todos los tanques aprobados como puntos de medición oficial deberán inspeccionarse cada cinco (5) años para verificar los límites fijados en el apéndice A del API MPMS 2.2A. El operador deberá elaborar y mantener actualizada una tabla que registre progresivamente en forma tabular y gráfica, los cambios que resulten de cada ejercicio de verificación, en las siguientes dimensiones: diámetro interno, espesores de lámina, altura de los anillos, inclinación del tanque y altura de referencia.
12. *Parámetros límite para reaforo de tanques establecidos como puntos de medición oficial.* Se deberán adelantar operaciones de reaforo en los siguientes eventos:

Continuación de la Resolución "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"

- 12.1. Cuando se evidencien variaciones en los diámetros internos de la circunferencia del fondo, superiores a las establecidas en la Tabla A1 del apéndice A del API MPMS 2.2A, para las variaciones en los volúmenes netos de hidrocarburos producidos, presentados en la misma tabla.
 - 12.2. Cuando se evidencien variaciones en el espesor de las láminas del anillo inferior, superiores a las establecidas en la Tabla A2 del apéndice A del API MPMS 2.2A para los diámetros nominales referidos.
 - 12.3. Cuando la variación del volumen medido final comparado con el volumen medido inicial supere el 0,024% debido a la inclinación, conforme a lo establecido en la Tabla A3 del apéndice A del API MPMS 2.2A.
13. *Parámetros límite para el recálculo de tablas de aforo en tanques establecidos como puntos de medición oficial.* Se deberá recalcular la tabla de aforo:
- 13.1. Cuando la temperatura del líquido cambie en más de 10°F con respecto a la reportada en la tabla de aforo.
 - 13.2. Cuando la densidad relativa del fluido cambie en más del 10% con respecto a la reportada en la tabla de aforo.
14. *Tanques de almacenamiento de construcción diferente.* Solo durante el desarrollo de pruebas iniciales de producción y previa autorización de la autoridad de fiscalización, se podrán utilizar tanques tipo "Gun barrel" o "Frac Tank", debidamente aforados en el sitio, para la medición de los hidrocarburos líquidos producidos.
15. *Equipos o instrumentos para toma de muestras.* El operador deberá utilizar equipos o instrumentos para la toma de muestras, de acuerdo con el método y tipo de hidrocarburo, conforme a lo establecido en las últimas versiones de las Normas ASTM D4057, D4177, D5842, D5854, D1265, D3700, GPA 2166, API MPMS 8.1, 8.2, 8.3, 14.1, 14.6, 14.7 o 14.8.
16. *Identificación de tanques.* De conformidad con la norma OIML R071, todo tanque de medición oficial deberá estar provisto de una placa de metal que permita su identificación y que contenga como mínimo la siguiente información: fecha de construcción, constructor, capacidad nominal, altura de llenado máximo y altura de referencia.

Parágrafo. Los tanques de tratamiento de los hidrocarburos, entre estos, los separadores, deshidratadores, desgomadores y desemulsificadores, no son aceptados como puntos de medición oficial.

CAPÍTULO 2 Medición Dinámica

Artículo 15. Modelo de medición dinámica para hidrocarburos líquidos. El operador deberá determinar el volumen de hidrocarburos que fluye a través de un medidor de flujo siguiendo los lineamientos establecidos en la versión vigente de la norma API MPMS, Capítulo 5.

El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar deberá ser calculado de conformidad con lo establecido en la versión vigente de la norma API MPMS, Capítulo 12, Sección 2.

Artículo 16. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición dinámica de hidrocarburos líquidos. Los equipos y procedimientos de los sistemas de medición

Continuación de la Resolución "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"

dinámica deberán cumplir los requisitos de las últimas versiones de las siguientes normas técnicas:

1. API MPMS, Capítulo 4, para probadores.
2. API MPMS, Capítulo 5, para medidores de flujo.
3. API MPMS, Capítulo 6, Sección 1, Sistemas LACT.
4. API MPMS, Capítulo 7, para determinación de la temperatura.
5. API MPMS, Capítulo 8, para muestreo.
6. API MPMS, Capítulo 9, para determinación de densidad.
7. API MPMS, Capítulo 10, para determinación de sedimento y agua en suspensión.
8. API MPMS, Capítulo 11, para factores de corrección del volumen del hidrocarburo líquido por temperatura y presión.
9. API MPMS, Capítulo 12, Sección 2, para cifras significativas, definición de los términos y procesos de cálculo de cantidades de hidrocarburos por medición dinámica.
10. API MPMS, Capítulo 12, Sección 3, para encogimiento volumétrico resultante de la mezcla de hidrocarburos livianos con crudos.
11. API MPMS, Capítulo 13, Aspectos estadísticos de medición y muestreo.
12. API MPMS, Capítulo 14, Sección 6, para medición continua de densidad.
13. API MPMS, Capítulo 13, Sección 3, para la estimación de incertidumbre.
14. API MPMS, Capítulo 21, Sección 2, para medición electrónica de líquidos.

Artículo 17. Modelos de medición para hidrocarburos gaseosos. Los modelos de medición que deben ser utilizados para la determinación del volumen de hidrocarburos gaseosos serán los establecidos en (i) las normas referidas en el RUT cuando se trate de gas inyectado al SNT; y (ii) en la Tabla 1 de la presente resolución cuando se trate de gas no inyectado al SNT, para cada tipo de medidor, previa aprobación de la autoridad de fiscalización.

Todo el gas producido deberá ser medido en forma continua y deberá llevarse un registro diario físico y/o electrónico de conformidad con lo establecido en la norma API MPMS 21.1.

Parágrafo. Se deberán medir los volúmenes de gas que se utilicen en la facilidad para levantamiento artificial o inyección al yacimiento, consumo en las operaciones, entregas a planta de procesamiento, generación de energía y quema. Las quemas de gas deberán ser aprobadas previamente por la autoridad de fiscalización.

Artículo 18. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de hidrocarburos gaseosos. Los modelos, equipos y procedimientos que se utilicen como puntos de medición oficial y/o puntos de muestreo oficial de hidrocarburos gaseosos que entreguen al SNT deberán cumplir con los requerimientos del RUT.

Continuación de la Resolución "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"

Otros usos del gas de producción estarán regidos por la última versión de las normas que se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 1. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de gas

	Norma
Platina de Orificio	Reporte AGA No. 3, Parte 2 API MPMS Capítulo 14, Sección 3 GPA 8185, Parte 2 ISO 5167-2
Medidor Tipo Turbina	Reporte AGA No. 7 ISO 9951 NTC-5927
Medidor de Desplazamiento Positivo Tipo Rotativo	ANSI B109.3 OIML R 137-1 NTC-4136
Medidor de Desplazamiento Positivo Tipo Diafragma	ANSI B109.1 (Capacidad inferior a 500 pies cúbicos por hora) ANSI B109.2 (Capacidad igual o superior a 500 pies cúbicos por hora) OIML R 137-1 NTC-4554 (Capacidad superior 16m3/h)
Medidor Tipo Ultrasonico	Reporte AGA No. 9 ISO 17089-1
Medidor Másico Tipo Coriolis	Reporte AGA No. 11 API MPMS Capítulo 14, Sección 9 ISO 10790
Medidor Tipo Tubos Venturi y boquilla de flujo	ISO 5167-3 ISO 5167-4
Factores de compresibilidad del gas	Reporte AGA No. 8
Temperatura / Presión	API MPMS Capítulo 7 API MPMS Capítulo 21, Sección 1 API RP 551
Cromatografía	ASTM D7164 ASTM D1945 API MPMS Capítulo 14, Sección 1 ISO 6974-1 ISO 6974-2 ISO 6974-3 ISO 6974-4 ISO 6974-5 ISO 6974-6 ISO 6975 GPA 2281 GPA 2286
Muestreo de gas natural	API MPMS Capítulo 14, Sección 1 ISO 10715
Computador de flujo	API MPMS Capítulo 21, Sección 1 EN 12405-1
Medición de gas en teas	API MPMS Capítulo 14, Sección 10

CAPÍTULO 3 **Medición Multifásica**

Artículo 19. Medición multifásica. Se podrán utilizar medidores de flujo multifásico (MPFM) fijos o portátiles para medición de asignación o para la realización de pruebas de pozo en lugar de separadores de prueba, siempre y cuando las características de diseño, instalación, operación, mantenimiento, calibración, verificación e incertidumbre,

Continuación de la Resolución "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"

estén acordes con las especificaciones de la norma técnica API MPMS, Capítulo 20, Sección 3, los lineamientos de esta resolución y los requerimientos del Servicio Geológico Colombiano para equipos que empleen fuente radioactiva. Para el uso de MPFM se deberá presentar solicitud de aprobación a la autoridad de fiscalización.

Parágrafo 1. Como requisito para la aprobación de uso de MPFM se deberán realizar pruebas contra equipos de well testing y tanques, como mínimo durante tres (3) meses en pozos representativos del campo. El MPFM y los equipos de well testing y tanques deberán estar ubicados dentro del área de la locación del pozo o cluster de pozos. El informe de resultados deberá reportar como mínimo el error relativo entre la indicación del MPFM y la indicación del well testing y tanques con respecto a la medición de cantidad de agua, crudo y gas empleando la siguiente ecuación:

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

Parágrafo 2. Los sistemas de medición de gas y de crudo en el well testing y tanques deberán cumplir con los lineamientos señalados en el Título 4, capítulos 1 y 2, así como con los requerimientos establecidos en los artículos 32 y 34 de la presente resolución.

Parágrafo 3. Los MPFM deberán ser empleados solo en aquellas corrientes de flujo que se encuentren dentro de su envoltente de operación.

Parágrafo 4. Los medidores másicos tipo Coriolis podrán ser empleados como MPFM siempre y cuando el flujo multifásico tenga un GVF=0%.

CAPÍTULO 4

Otras operaciones de medición

Artículo 20. Medición de agua de producción. Toda el agua de producción separada en una fase independiente deberá medirse mediante medidores de flujo, o mediciones en tanques aforados antes de su disposición o uso final.

TÍTULO 5

Distribución de la producción y balances de campo

Artículo 21. Modelo de cuantificación de la producción en boca de pozo. La determinación efectiva de los volúmenes de hidrocarburos producidos en boca de pozo corresponde a un proceso que se debe llevar a cabo por campo y que comprende las siguientes etapas:

1. *Determinación del volumen teórico de hidrocarburos producidos por cada pozo.* La producción teórica de cada pozo se calculará mediante medición continua (asignación) o estimación a prorrata.
 - 1.1. Medición por asignación. La medición continua puede realizarse mediante el uso de cualquiera de los siguientes medidores:
 - 1.1.1. Medidores de flujo para gas y líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
 - 1.1.2. Medidores de flujo para gas y mediciones en tanques para fluidos líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
 - 1.1.3. Medidor multifásico antes de la etapa de separación de fases.
 - 1.2. Estimación a prorrata. La estimación a prorrata puede realizarse a partir de las mediciones temporales de los hidrocarburos en pruebas de producción.

Continuación de la Resolución "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"

(Incluyendo la calibración inicial) y siguiendo los lineamientos establecidos en la OIML D10.
** Para puntos de medición oficial que entreguen al SNT, aplicar los requerimientos establecidos en el RUT.

NOTA: Para los sistemas de medición de gas que no tengan como fin determinar volumen de gas inyectado al SNT, tales como consumos internos, inyección en el subsuelo, entre otros, las frecuencias de calibración de los medidores deberán ser como mínimo las establecidas en los puntos de medición oficial que no entregan al SNT.

Artículo 32. Programas de administración metrológica. El Operador deberá implementar un programa de administración metrológica que incluya entre otros, el mantenimiento, curvas de control, límites de repetibilidad y de aceptación.

TÍTULO 7

Incertidumbre en la medición de hidrocarburos

Artículo 33. Estimación de la incertidumbre. La incertidumbre de medición se estimará mediante aplicación de la versión actualizada de la Guía OIML JCGM_100_2008 "Evaluación de datos de medición - Guía para la expresión de la incertidumbre en la medición", "Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement", o aquellas que las actualicen, modifiquen o sustituyan. La incertidumbre expandida de la medición reportada se establece como la incertidumbre estándar multiplicada por un factor de cobertura que brinde un nivel de confianza de aproximadamente el 95%.

Artículo 34. Niveles de incertidumbre aceptados. La capacidad de medición en el punto de medición oficial, expresada en términos de incertidumbre, no podrá ser mayor a 0.5% para medición estática de petróleo y condensados, o a 0.3% para medición dinámica.

El nivel de incertidumbre de medida en los puntos de medición oficial que entreguen al SNT deberá cumplir con los lineamientos dados por el RUT. Para la medición del gas comercializable no procesado, así como el gas con propósitos de uso como levantamiento artificial o inyección, consumo en las operaciones, generación de energía, los niveles de incertidumbre no podrán ser mayores al 5%.

Para medidores multifásicos la incertidumbre en la medición de la fase líquida no podrá ser mayor al 5% relativo. Para el caudal de agua la incertidumbre no podrá ser mayor al 2% absoluto. Para el caudal de gas la incertidumbre no podrá ser mayor al 10% relativo.

TÍTULO 8

Verificación del estado del sistema de medición

Artículo 35. Verificaciones. La autoridad de fiscalización, directamente o por medio de un tercero especializado, realizará inspecciones periódicas a los sistemas de medición para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta resolución. Los hallazgos encontrados en las inspecciones deben generar un plan de acción por parte del operador, cuyo seguimiento y control estará a cargo de la autoridad de fiscalización.

Parágrafo. Para dar el aval a nuevos puntos de medición oficial, medición por asignación y totalizadores de la producción se realizará una inspección previa a su entrada en operación por la autoridad de fiscalización o por medio de un tercero especializado.