

**EVALUACIÓN TECNICO-ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA PARA EL BALANCE DE FLUIDOS  
(CRUDO-AGUA) ENTRE LAS ESTACIONES AUXILIAR, ISLA IV E ISLA VI DEL  
CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO**

JESÚS HERNANDO BERMÚDEZ JAIMES

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

**2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA PARA EL BALANCE DE FLUIDOS  
(CRUDO-AGUA) ENTRE LAS ESTACIONES AUXILIAR, ISLA IV E ISLA VI DEL  
CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO**

JESÚS HERNANDO BERMÚDEZ JAIMES

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR**

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLES

M.Sc. en Informática

**CODIRECTORES**

JULIÁN LOZANO GÓMEZ

Ingeniero de Petróleos

JAIRO VELASCO GRANADOS

Ingeniero Electrónico

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

**2018**

## DEDICATORIA

*Este proyecto se lo quiero dedicar primeramente a Dios, ya que él me regalo el don de la vida, todo lo que tengo y todo lo que soy es gracias a él.*

*A mi Mamita Mariela Bermúdez por todo su sacrificio para que este sueño de ella y mío se hiciera realidad.*

*A mi Papá "Chandía" y mi nono Ascensión quienes desde el cielo siempre estuvieron conmigo.*

*A mi padrastro Salvador Jaimes y mi hermano Chejo, quienes con su trabajo aportaron para que pudiera estudiar.*

*A mi tía Ana Clovis por toda su ayuda, quien siempre ha querido verme crecer personal y profesionalmente.*

*A mi novia Andrea Paola, por su apoyo incondicional en cada momento.*

*A toda mi familia, que de una u otra forma siempre me apoyaron.*

*A todos mis compañeros y amigos, que estuvieron presentes durante esta etapa.*

## AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus agradecimientos a:

La **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER** y la **ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**, por haberme acogido a lo largo de estos años, permitiéndome crecer personal y profesionalmente.

**ECOPETROL S.A.** por permitirme realizar la práctica empresarial, dándome la oportunidad de profundizar mis conocimientos adquiridos durante la carrera.

Los ingenieros **FERNANDO ENRIQUE CALVETE, JULIAN LOZANO GOMEZ, y JAIRO VELASCO GRANADOS**, por haberme dedicado gran parte de su tiempo, y compartirme sus conocimientos y experiencias profesionales, permitiendo así el cumplimiento satisfactorio de este proyecto de grado.

El equipo de Plantas y Estaciones, del Campo Cantagallo, los ingenieros(a) **TATIANA ZAFRA, CHRISTIAN GAMEZ, JHON NIÑO, JOHN MERCHAN, HORACIO LEMUS, y GLEEN ROGRIGUEZ**, quienes me brindaron todo su apoyo durante la realización de mi practica y fueron clave fundamental para mi proceso de aprendizaje.

Los ingenieros **DUILIO ALTERIO, LUIS OTONIEL SOLANO**, por su acompañamiento durante el desarrollo de la práctica, y por compartirme sus conocimientos en pro de mi aprendizaje para mi formación como profesional.

Y cada una de las personas que hicieron que este proyecto fuera posible.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.....	16
1. OBJETIVOS.....	17
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	17
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
2. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO.....	18
2.1 UBICACIÓN DEL CAMPO.....	18
2.1.1 Distribución del campo.....	19
2.2 RESEÑA HISTORICA.....	19
2.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO.....	24
2.3.1. Estación Auxiliar.....	24
2.3.1.1. Manifold de Entrada.....	24
2.3.1.2 Área de separadores.....	26
2.3.1.3 Depurador de gas o Scrubber.....	27
2.3.1.4 Área de almacenamiento.....	28
2.3.1.5 Área de bombeo.....	28
2.3.1.6 Piscina API.....	29
2.3.2 Estación Isla IV.....	30
2.3.2.1 Manifold de entrada.....	31
2.3.2.2 Área de separadores.....	31
2.3.2.3 Depurador de gas o scrubber.....	32

2.3.2.4 Área de almacenamiento .....	33
2.3.2.5 Área de bombeo .....	33
2.3.2.6 Piscina API.....	34
2.3.3 Estación isla VI. ....	35
2.3.3.1 Manifold de entrada .....	35
2.3.3.2 Área de separadores.....	36
2.3.3.3 Planta deshidratadora .....	37
2.3.3.4 Planta de inyección de agua (PIA).....	38
2.3.3.5 Planta compresora de gas Yariguí .....	38
2.3.3.6 Estación de bombeo .....	39
2.3.3.7 Piscina API.....	40
3. MEDICIÓN DINÁMICA .....	40
3.1 MEDIDORES VOLUMÉTRICOS DIRECTOS .....	43
3.1.1 Medidores de desplazamiento positivo .....	43
3.1.1.1 Tipos de medidores .....	44
3.1.1.2. Partes del medidor .....	45
3.1.1.3 Principio de operación.....	46
3.1.1.4 Consideraciones de instalación y operación .....	47
3.1.1.5 Ventajas y desventajas. ....	49
3.2 MEDIDORES VOLUMÉTRICOS INDIRECTOS.....	49
3.2.1 Medidor tipo turbina .....	50
3.2.1.1 Partes de un medidor tipo turbina .....	51
3.2.1.2 Principio de operación.....	52
3.2.1.3 Consideraciones de instalación y operación .....	53

3.2.1.4 Ventajas y desventajas. ....	54
3.2.2 Medidores ultrasónicos .....	55
3.2.2.1 Componentes básicos.....	56
3.2.2.2 Tipos de medidores ultrasónicos .....	57
3.2.2.3 Consideraciones de Instalación y Operación .....	59
3.2.2.4 Ventajas y desventajas. ....	61
3.3 MEDIDORES MÁASICOS.....	62
3.3.1 Medidor tipo coriolis .....	63
3.3.1.1 Componentes básicos.....	64
3.3.1.3 Principio de Operación.....	64
3.3.1.4 Condiciones de instalación y operación .....	65
3.3.1.5 Ventajas y desventajas. ....	66
3.4 MEDICION DE CORTE DE AGUA. ....	68
3.4.1 Principios de medición de corte de agua .....	69
3.4.1.1 Capacitancia .....	69
3.4.1.2 Resonancia de Microondas.....	70
3.4.1.3 Espectroscopia de microondas .....	70
3.4.2 Medidores de corte de agua .....	71
3.4.2.1 Medidor de corte de agua Red Eye 2G.....	71
3.4.2.1.1 Principio de operación.....	73
3.4.2.1.2 Consideraciones de instalación y operación .....	74
3.4.2.1.3 Ventajas. ....	74
3.4.2.2 Medidor de corte de agua Phase Dynamics .....	75
3.4.2.2.1 Principio de operación.....	77

3.4.2.2.2 Consideraciones de instalación y operación .....	77
3.4.2.2.3 Ventajas. ....	78
3.5 CARACTERISTICAS DE LOS MEDIDORES.....	79
3.6 SELECCIÓN DE MEDIDORES.....	81
3.6.1 Criterios de selección de un medidor de flujo .....	82
3.6.1.1 Tecnología. ....	82
3.6.1.2 Instalación y operación. ....	83
3.6.1.3 Presupuesto. ....	84
4. EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA. ....	87
5. PUNTOS DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA.....	90
5.1. Punto estación auxiliar .....	91
5.2. Punto estación isla IV .....	92
5.3. Punto estación isla VI .....	94
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	95
6.1 CASO BASE. ....	96
6.2 CASO FUTURO.....	97
6.2.1 Inversiones.....	98
6.2.2 Costos de mantenimiento .....	98
6.2.3 Disminución de diferida.....	99
6.3 RESULTADOS.....	100
7. CONCLUSIONES .....	101
8. RECOMENDACIONES.....	103
BIBLIOGRAFIA.....	104

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación del Campo Yariguí-Cantagallo. ....	18
Figura 2. Distribución del Campo Yariguí-Cantagallo. ....	19
Figura 3. Curva histórica de producción de fluidos del Campo Yariguí-Cantagallo. .....	23
Figura 4. Diagrama de la Estación Auxiliar. ....	25
Figura 5. Manifold de entrada. ....	25
Figura 6. Área de Separadores. ....	26
Figura 7. Scrubber. ....	27
Figura 8. Tanques de almacenamiento. ....	28
Figura 9. Bombas de despacho. ....	29
Figura 10. Piscina API. ....	30
Figura 11. Diagrama de la Estación Isla IV. ....	30
Figura 12. Manifold de entrada. ....	31
Figura 13. Área de separadores. ....	32
Figura 14. Scrubber. ....	32
Figura 15. Tanques de almacenamiento. ....	33
Figura 16. Bombas de despacho. ....	34
Figura 17. Piscina API. ....	35
Figura 18. Manifold de entrada. ....	36
Figura 19. Área de separadores. ....	37
Figura 20. Planta deshidratadora. ....	37
Figura 21. Planta de inyección de agua (PIA). ....	38
Figura 22. Planta compresora de gas Yariguí. ....	39
Figura 23. Estación de bombeo. ....	39

Figura 24. Piscina API estación isla VI. ....	40
Figura 25. Clasificación de los medidores de flujo. ....	42
Figura 26. Medidor de desplazamiento positivo. ....	44
Figura 27. Partes de un medidor de desplazamiento positivo. ....	46
Figura 28. Principio de operación de un medidor de desplazamiento positivo. ....	47
Figura 29. Medidor tipo turbina. ....	50
Figura 30. Partes de un medidor de turbina convencional. ....	52
Figura 31. Funcionamiento del medidor de tipo turbina. ....	53
Figura 32. Medidor ultrasónico. ....	56
Figura 33. Medidor ultrasónico por efecto doppler. ....	58
Figura 34. Medidor Ultrasónico por tiempo de transito de una señal. ....	59
Figura 35. Sistema de referencia no inercial. ....	62
Figura 36. Medidor tipo coriolis. ....	63
Figura 37. Principio de medición del medidor tipo Coriolis. ....	65
Figura 38. Medidor de corte de agua Red Eye 2G. ....	72
Figura 39. Emisor y detectores en las celdas de radiación infrarroja. ....	73
Figura 40. Principales componentes del medidor Phase Dynamics. ....	76
Figura 41. Diagrama de instalación medidor de flujo coriolis. ....	90
Figura 42. Punto de ubicación de los medidores para la estación auxiliar (en isla VI). .....	91
Figura 43. Punto de ubicación de los medidores para la estación isla IV. ....	93
Figura 44. Punto de ubicación de los medidores para la estación isla VI. ....	94

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Comparación de atributos en los medidores de flujo. ....	85
Tabla 2. Comparación de atributos en los medidores de corte de agua. ....	86
Tabla 3. Matriz de decisión multicriterio para los medidores de flujo. ....	88
Tabla 4. Matriz de decisión multicriterio para los medidores de corte de agua. ....	89
Tabla 5. Propiedades de los fluidos (crudo-agua) de la estación auxiliar. ....	92
Tabla 6. Condiciones de flujo de la estación auxiliar. ....	92
Tabla 7. Propiedades de los fluidos (crudo-agua) de la estación isla IV. ....	93
Tabla 8. Condiciones de flujo de la estación isla IV. ....	93
Tabla 9. Propiedades de los fluidos (crudo-agua) de la estación isla VI. ....	95
Tabla 10. Condiciones de flujo de la estación isla VI. ....	95
Tabla 11. Diferida económica caso base. ....	97
Tabla 12. Costos de la inversión. ....	98
Tabla 13. Costos de mantenimiento. ....	99
Tabla 14. Diferida económica caso futuro. ....	99
Tabla 15. Resultados de la evaluación económica. ....	100

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA PARA EL BALANCE DE FLUIDOS (CRUDO-AGUA) ENTRE LAS ESTACIONES AUXILIAR, ISLA IV E ISLA VI DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO.\*

**AUTOR:** JESÚS HERNANDO BERMÚDEZ JAIMES\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Campo Yariguí-Cantagallo, Sistemas de Medición dinámica, medidor de flujo, medidor de corte de agua, Estaciones, Facilidades de Superficie.

### DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo tiene como objetivo principal evaluar la factibilidad técnica y económica para la implementación del sistema de medición dinámica para el balance de fluidos (crudo-agua) entre las estaciones auxiliar, isla IV e isla VI del campo Yariguí-Cantagallo, teniendo en cuenta que actualmente el campo solo cuenta con la medición manual en tanques, y no se dispone de un sistema de medición dinámico, en donde se permita poder cuantificar más detalladamente la producción de crudo y agua que se produce diariamente en cada una de las estaciones del campo.

Inicialmente se hace una breve descripción del campo Yariguí-Cantagallo, se realiza una recopilación bibliográfica de cada uno los diferentes sistemas de medición dinámica para (crudo-agua) que se encuentran actualmente aplicados en la industria petrolera y los criterios a tener en cuenta al momento de realizar la selección de los medidores. Seguidamente se realiza el análisis técnico para determinar el medidor de flujo y de corte de agua que más se ajusta a las condiciones requeridas, además, se muestran los puntos para cada una de las estaciones donde serán instalados dichos medidores y por último se hace la evaluación económica donde se determina la viabilidad del proyecto.

En conclusión el proyecto es técnica y económicamente viable, donde se selecciona el medidor de flujo coriolis y medidor de corte de agua Red Eye 2G.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Fernando E. Calvete G.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL-ECONOMIC EVALUATION FOR THE IMPLEMENTATION OF THE DYNAMIC MEASUREMENT SYSTEM FOR THE FLUID BALANCE (CRUDE-WATER) BETWEEN THE STATIONS AUXILIARY, ISLAND IV AND ISLAND VI OF YARIGUI-CANTAGALLO FIELD. \*

**AUTHOR:** JESÚS HERNANDO BERMÚDEZ JAIMES\*\*

**KEYWORDS:** Field Yariguí-Cantagallo, Measuring Systems Dynamic, Flowmeter, water cutter, Stations, Surface Facilities.

### DESCRIPTION:

The present work has as main objective to evaluate the technical and economic feasibility for the implementation of the dynamic measurement system for the balance of fluids (crude-water) between the auxiliary stations, island IV and island VI of the Yariguí-Cantagallo field, taking into account that the field currently only has manual measurement in tanks, and a dynamic measurement system is not available, where it is possible to quantify in more detail the production of crude oil and water that is produced daily in each of the field stations.

Initially a brief description of the Yariguí-Cantagallo field is made, a bibliographic compilation is made of each one the different systems of dynamic measurement for (crude-water) that are currently applied in the oil industry and the criteria to take into account at the moment to make the selection of the meters. Next, the technical analysis is carried out to determine the flow meter and the water cutter that best suits the required conditions, in addition, the points are shown for each of the stations where said meters will be installed and finally, the economic evaluation is made where the viability of the project is determined.

In conclusion the project is technically and economically feasible, where the Coriolis flow meter and Red Eye 2G water meter are selected.

---

\* Degree project

\*\* Physical-Chemical Engineering's Faculty, Petroleum Engineering. Project Director. M.Sc. Fernando E. Calvete G.

## INTRODUCCIÓN

Hoy por hoy el campo Yarigui-Cantagallo no cuenta con un sistema de medición de fluidos (crudo-agua) que permita determinar los respectivos volúmenes despachados por parte de la estación auxiliar, isla IV e isla VI hacia la planta deshidratadora, por tal razón se hizo necesario realizar un estudio técnico-económico con el fin de implementar un sistema de medición dinámica que conlleve a obtener un mejor balance volumétrico entre las estaciones de recolección reduciendo así el grado de incertidumbre y de esta manera tener un buen control y seguimiento en la producción de crudo y agua en los tres sectores del campo, permitiendo así un mejor monitoreo en la producción de los pozos.

Inicialmente se muestra la ubicación, distribución y reseña histórica del campo, donde además se realiza una descripción de las diferentes facilidades de superficie y el funcionamiento de los principales procesos que se llevan a cabo en cada una de las plantas y estaciones.

Posteriormente se da a conocer los principales sistemas de medición dinámica que se encuentran actualmente en el mercado como lo son los medidores de flujo, medidores de corte de agua y los criterios más relevantes a tener en cuenta para la selección de dichos medidores.

Como parte final del proyecto se realiza la evaluación técnico-económica donde se determina el sistema de medición dinámica que más se ajusta técnicamente a las propiedades de los fluidos (crudo-agua), condiciones de flujo y parámetros requeridos para dicha selección, para luego realizar un análisis entre el caso base y caso futuro que permita establecer si dicho sistema presenta viabilidad económica para su implementación.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la factibilidad técnica y económica para la implementación del sistema de medición dinámica de fluidos (crudo-agua) en la estación auxiliar, isla IV e isla VI del Campo Yarigui-Cantagallo.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Recopilar información acerca de las propiedades de los fluidos (crudo-agua) y condiciones de flujo hacia la planta deshidratadora de la estación auxiliar, isla IV e isla VI del Campo Yarigui-Cantagallo.

Estudiar las diferentes tecnologías de sistemas de medición dinámica de fluidos (crudo-agua) que se encuentran actualmente aplicadas a la industria petrolera.

Evaluar técnicamente la implementación de los sistemas de medición dinámica aplicados a las propiedades de los fluidos (crudo-agua) y a las condiciones de flujo de la estación auxiliar, isla IV e isla VI del Campo Yarigui-Cantagallo.

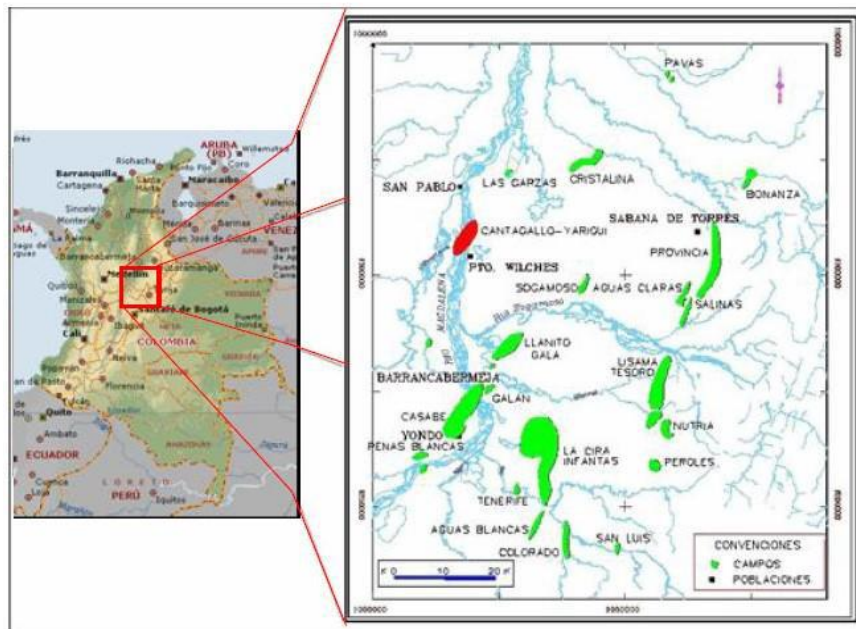
Valorar económicamente la implementación del sistema de medición dinámica adecuado técnicamente a las propiedades de los fluidos (crudo-agua) y a las condiciones de flujo de la estación auxiliar, isla IV e isla VI del Campo Yarigui-Cantagallo.

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO

### 2.1 UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Yarigú-Cantagallo se localiza en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en territorio de los Departamentos de Santander y Bolívar, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-oeste de la ciudad Bogotá D.C., más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

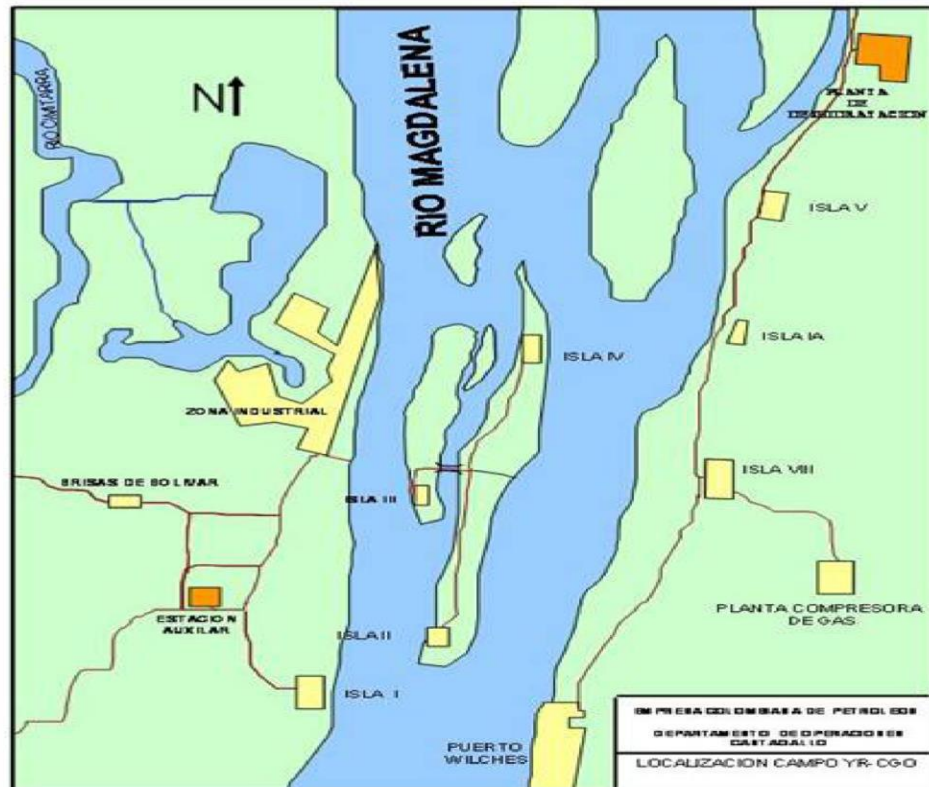
**Figura 1.** Ubicación del Campo Yarigú-Cantagallo.



Fuente. Ecopetrol S.A.

**2.1.1 Distribución del campo.** El campo está distribuido en islas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo.

**Figura 2.** Distribución del Campo Yariguí-Cantagallo.



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

## 2.2 RESEÑA HISTORICA.<sup>1</sup>

Los campos Yariguí y Cantagallo hacen parte de la antigua Concesión Cantagallo y San Pablo, otorgada la primera en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle

<sup>1</sup> NIETO. J GOMEZ. V FERNANDEZ. F Ardila J Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yariguí-Cantagallo VMM Colombia.

del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y la segunda otorgada en el año de 1953 a la Shell Cóndor.

En la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, perforo dos pozos, Cimitarra 1 y 2. El pozo Cimitarra 1, cuyo nombre se cambia posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), alcanzó una profundidad de 1494 ft, en este se encuentra rocas del grupo Girón a 1145 ft, con presencia de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 posteriormente llamado CG-2 alcanzó una profundidad de 6170 ft, en el cual se encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. Este pozo produjo 286 bls de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose como el pozo descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos, seguido de un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor.

La compañía Shell Cóndor en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo. A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Cantagallo. Las perforaciones, en su mayoría direccionales, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el Este del campo Cantagallo.

En mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada en el extremo norte de la concesión quedando en el lado levantado de la falla Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 Y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento.

Posteriormente se suspende la perforación de pozos en esta concesión hasta junio de 1976, cuando se perfora el pozo de relleno (infill) CG-23, el cual produjo 196 bls de aceite de 20,4° API por bombeo convencional en las primeras pruebas de producción.

En el periodo comprendido entre 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el campo Yariguí, de los cuales se abandonaron los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33, y 40 por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales y los pozos YR-7, 8, y 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 se reactivó en Octubre de 1975.

En Diciembre de 1965, la Compañía Shell, realizo un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una tasa de inyección promedio de 7000 BWPD a 3500 psi, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En Junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de ECOPETROL se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte el Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de Diciembre de 1987 revierte la Concesión Cantagallo.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al rio Magdalena y de

esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el campo se perforaron 94 pozos de los cuales 17 (CG-1, 2, 3, 4, 5, 8, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 23, 58, Y 66) alcanzaron la discordancia y 7 pozos (CG-4, 8, 14, 15 y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforo, 1500 ft, de los cuales se logró una producción de 150 bpd de las pruebas iniciales en el miembro Salada.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible.

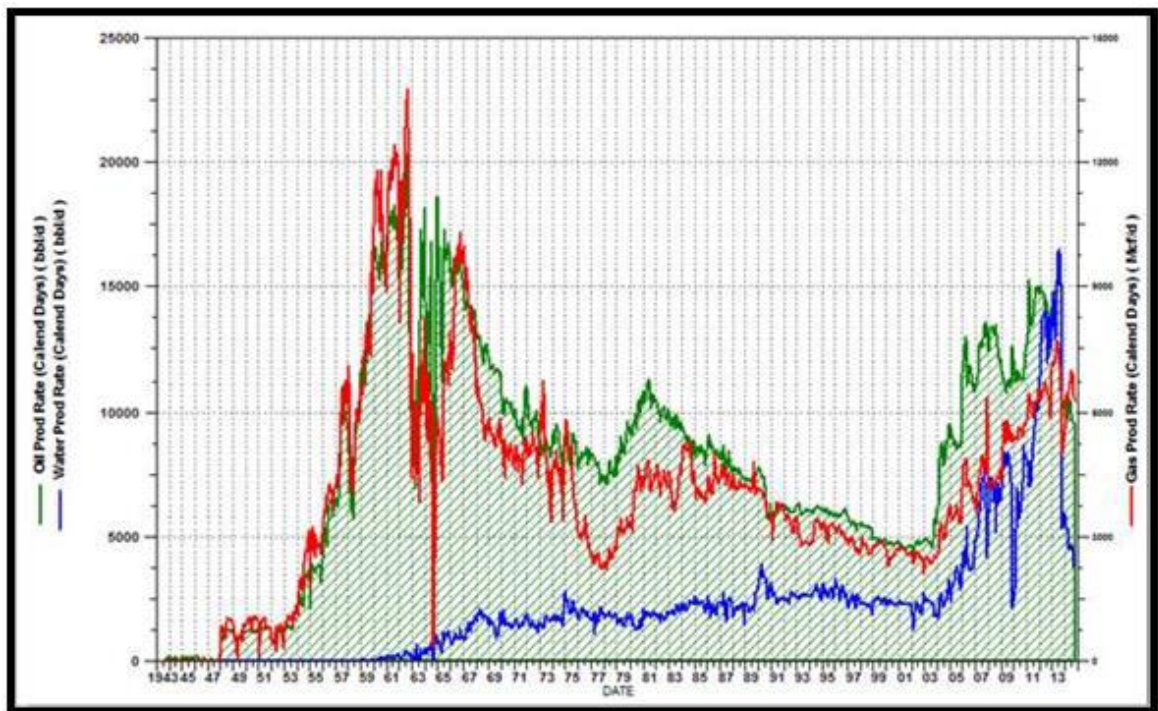
La explotación de los yacimientos se llevó a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción las arenas "B". Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de estos se completaron en arenas "C", y se han producido conjuntamente las dos zonas.

A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 BOPD y 3700 KPCD de gas y se habían recobrado 160 MBLS de petróleo y 84,5 GCF de gas.

Para el año 2005 se programó la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de fracturamiento Hidráulico en las arenas productoras B, C y CG obteniendo resultados beneficiosos para el campo. A Diciembre de 2005 la producción se

incrementó a 12000 BOPD y 4000 KPCD de gas, logrando así que actualmente el Campo Cantagallo se convierta en el Campo con mayor producción de la Superintendencia de Operaciones del Rio (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM). La figura 3. Muestra la curva de producción de fluidos del campo.

**Figura 3.** Curva histórica de producción de fluidos del Campo Yariguí-Cantagallo.



**Fuente.** OFM Ecopetrol S.A.

En la actualidad el campo Yariguí-Cantagallo es operado por ECOPETROL S.A y pertenece a la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Rio (GRI), donde están incluidos también los campos Casabe, Peñas Blancas, Bajo Rio y Cicuco.

Hoy por hoy el Campo cuenta con 105 pozos aproximadamente productores de los cuales 62 producen por medio de Bombeo Electrosumergible, 41 por medio de

Bombeo Mecánico “Convencional, balanceado por aire y Mark II” y 2 por medio de Bombeo Mecánico (VSH2), obteniendo así una producción aproximadamente de 20000 BPD de crudo, 6900 KPCD de gas y 27000 BPD de agua.

El crudo de este campo tiene una viscosidad (cp.) entre (300-1400), una densidad (°API) entre (18-20,5), un contenido de N<sub>2</sub> (%molar) de 1,1752, un contenido de CO<sub>2</sub> (% molar) de 0,4042, contenido de H<sub>2</sub>S de 0 ppm y posee un bajo contenido de arenas. El agua de producción tiene una salinidad de 30000 ppm.

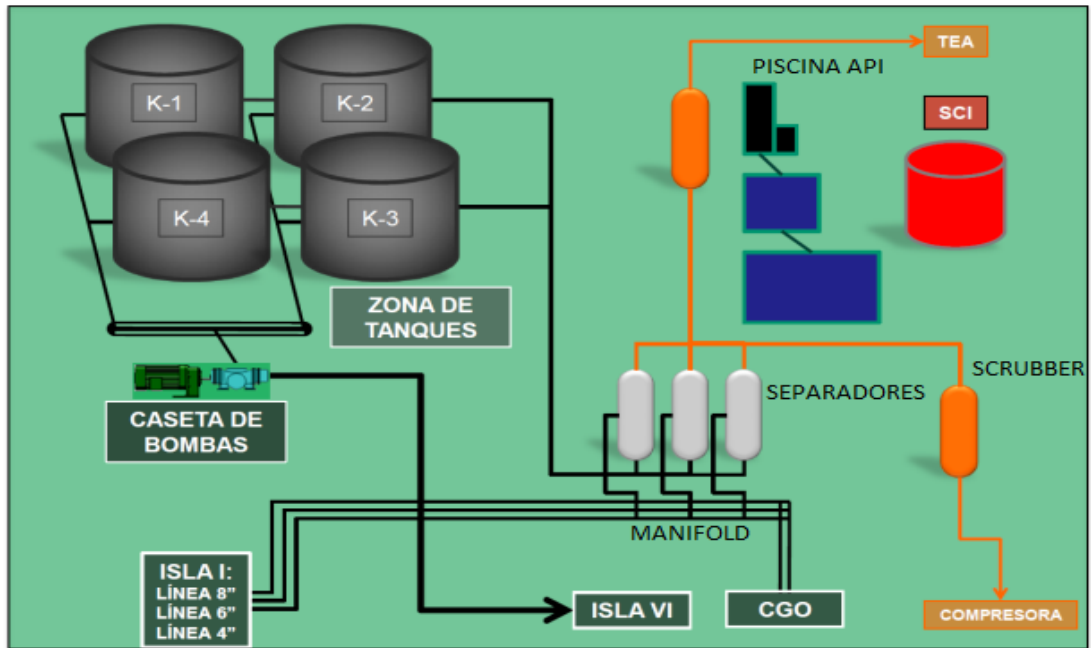
## **2.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO**

El campo Yariguí-Cantagallo, tiene tres estaciones de recolección principales, las cuales son llamadas, estación auxiliar, estación isla IV y estación isla VI. También cuenta con una planta deshidratadora, una planta de inyección de agua (PIA), una planta compresora de gas y una estación de bombeo.

**2.3.1. Estación Auxiliar.** La estación de recolección auxiliar se encuentra ubicada a 2,25 km de la zona industrial del campo, allí llega la producción de 53 pozos que están distribuidos en islas, la estación en su interior cuenta con las siguientes áreas de proceso:

**2.3.1.1. Manifold de Entrada.** Cabezal de recolección de fluidos, que recibe tres líneas. Dos colectores generales de varios en 8” Y 6”, por ambas ingresan los fluidos provenientes de los pozos y la otra corresponde a la línea general de prueba en 4”.

**Figura 4.** Diagrama de la Estación Auxiliar.



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

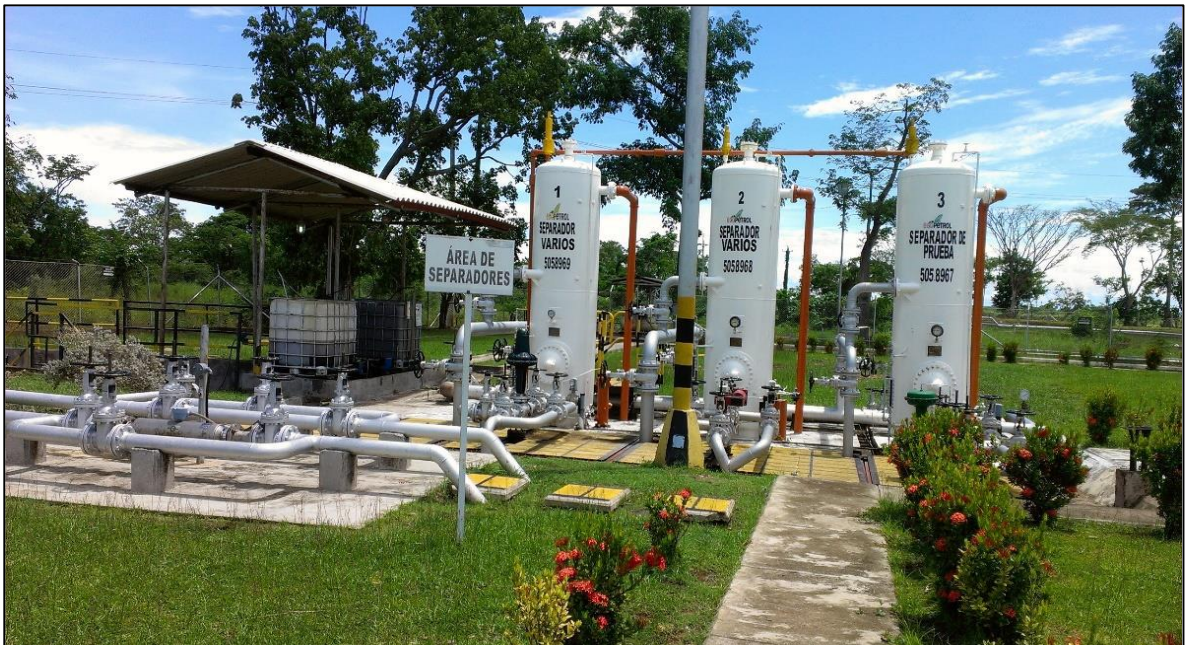
El juego de válvulas en el manifold permite distribuir todo el fluido a los tres separadores de varios, pero la línea de 4" siempre dirige un pozo al separador de pruebas.

**Figura 5.** Manifold de entrada.



**2.3.1.2 Área de separadores.** La estación cuenta con tres separadores bifásicos, donde se lleva a cabo el proceso de separación de fluidos (aceite + agua) y gas en la cual dos de ellos, son separadores generales (varios) donde llega la línea de producción general, y un separador de prueba al cual llega la línea de prueba de los pozos, en este proceso se logra separar más del 95% de gas proveniente de los pozos los cuales están alineados como (gas a la estación).

**Figura 6.** Área de Separadores.



Además se cuenta con:

- Un sistema de medición de caudal (floco), que se encuentra a la salida del separador de prueba, con el cual se puede medir la cantidad de fluido crudo-agua que produce el pozo que se ha puesto a prueba.
- Un medidor de flujo de gas tipo diferencial, para medir y conocer la cantidad de gas producido por los pozos en el separador de pruebas.
- Tres válvulas de control neumáticas tipo globo para controlar la presión en los separadores, y el paso de fluidos hacia los tanques.

- Un (1) BullDrum para almacenamiento de químico rompedor de emulsiones.
- Una (1) bomba para químico, la cual es usada para inyectar el químico rompedor de emulsión al crudo en el área del Manifold general.

**2.3.1.3 Depurador de gas o Scrubber.** El gas proveniente de los separadores es transferido al depurador de gas o scrubber donde se le retiran los líquidos contenidos en el gas, para de allí enviarlo al gasoducto que va hacia la estación compresora Yariguí-Cantagallo.

**Figura 7.** Scrubber.



**2.3.1.4 Área de almacenamiento.** La estación cuenta con un área identificada por dos (2) diques, con piso en emulsión asfáltica para los tanques, donde se almacenan los fluidos crudo-agua que han pasado anteriormente por los separadores, los equipos que integran esta área son:

- Dos tanques circulares de techo cónico fijo (K-03 y K-04), con capacidad de almacenamiento de 3.000 y 3.600 barriles respectivamente.
- Dos tanques circulares de techo cónico fijo (K-02 y K-01), con capacidad de almacenamiento de 3.000 barriles cada uno.

**Figura 8.** Tanques de almacenamiento.



**2.3.1.5 Área de bombeo.** A medida que se van almacenando los fluidos crudo-agua se procede al bombeo hacia la planta deshidratadora utilizando las bombas de despacho las cuales son tres bombas GARDNER DENVER, dos con motores eléctricos TECO-WESTINGHOUSE de 200 hp y una con motor de combustión interna (motor a gas). Esta última es utilizada como respaldo (Backup), en caso de cortes eléctricos.

Las bombas tienen un sistema de protección por alta y baja succión, la cual se encarga de proteger las bombas y/o líneas por sobrepresiones o bajos niveles de fluidos y operan a una presión mínima en succión de 0.5 psi y presión máxima de 320 psi en la descarga, además, diariamente se pueden estar enviando hacia la planta deshidratadora entre 7500 y 45000 barriles de fluido por medio de una línea de flujo de 8 (in), donde se maneja una temperatura de operación entre 90-100 (°F), la producción de crudo para esta estación es de aproximadamente 10000 BOD y unos 15000 barriles de agua el cual equivalen a un 60% de corte de agua.

**Figura 9.** Bombas de despacho.



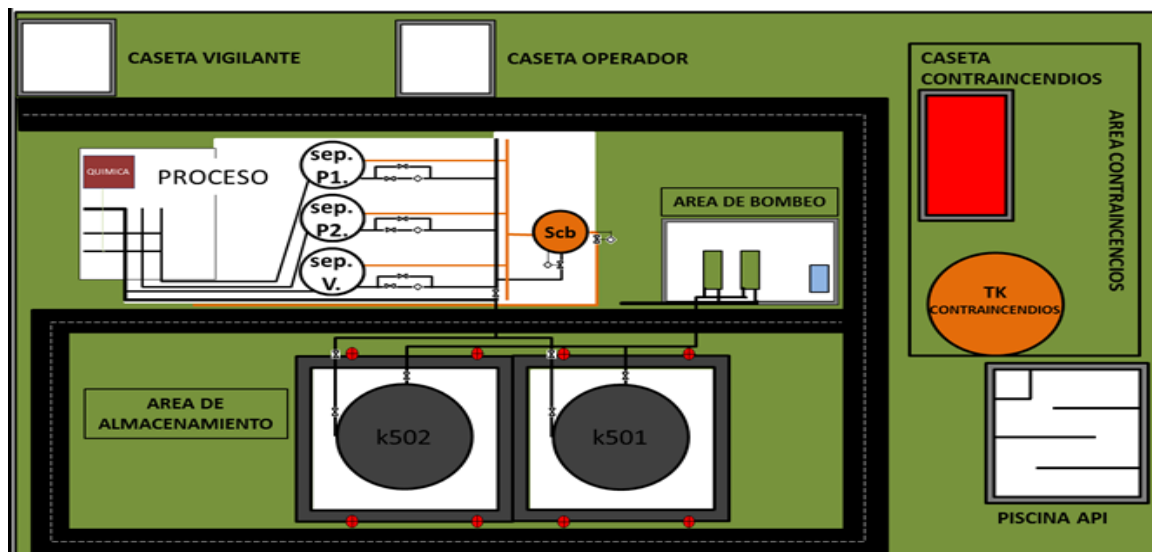
**2.3.1.6 Piscina API.** La piscina API, es la encargada del recibimiento y tratamiento de todos los drenajes de aguas lluvias y aceitosas provenientes de los procesos de separación, almacenamiento y bombeo.

Figura 10. Piscina API.



**2.3.2 Estación Isla IV.** La estación Isla 4 se encuentra ubicada cruzando el río Magdalena a 954 metros de la zona industrial del campo, allí se recibe la producción de 22 pozos que están distribuidos en 3 islas y 2 clusters, la estación en su interior cuenta con las siguientes áreas de proceso:

Figura 11. Diagrama de la Estación Isla IV.



**2.3.2.1 Manifold de entrada.** La estación Isla 4 cuenta con un manifold de entrada, en donde llegan las líneas de producción general y de pruebas, las cuales por medio de un juego de válvulas se pueden direccionar los fluidos hacia el separador deseado.

**Figura 12.** Manifold de entrada.



**2.3.2.2 Área de separadores.** Se cuenta con tres separadores bifásicos, en donde un separador general (varios) es donde llega la línea de producción general, un separador de prueba que es donde llega la línea de prueba de los pozos, y un separador de respaldo (Backup), que es utilizado en caso de presentarse algún problema con los otros dos.

Adicionalmente en esta área se cuenta también con tres válvulas neumáticas tipo globo para controlar la presión de los separadores y el paso de fluido hacia los tanques, además un Medidor Diferencial (Medidor Daniels y Registrador Bartón) y dos medidores de flujo floco para Cuantificar el Gas y la cantidad de fluido crudo-agua respectivamente, producidos por el pozo en prueba, igualmente con un Bulldrum para almacenar y una bomba para inyectar el químico rompedor de emulsión de crudo en el manifold de entrada.

**Figura 13.** Área de separadores.



**2.3.2.3 Depurador de gas o scrubber.** Equipo en el cual entra el gas que sale de los separadores, este proceso con la finalidad de retirar los fluidos condensados del gas y así este más limpio para ser enviado hacia la planta compresora.

**Figura 14.** Scrubber.



**2.3.2.4 Área de almacenamiento.** La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento circulares de techo cónico fijo (K4-01, K4-02), en donde su capacidad es de 10000 y 4300 bls respectivamente.

**Figura 15.** Tanques de almacenamiento.



**2.3.2.5 Área de bombeo.** Área en el cual ocurre el proceso de despacho de fluidos crudo-agua hacia la planta deshidratadora, esta cuenta con dos bombas GARDNER DENVER, con motores eléctricos TECO-WESTINGHOUSE de 200 hp, una como sistema principal y la número 2 que se utiliza como bomba de apoyo y/o contingencias.

Las dos bombas tienen un sistema de protección por alta y baja succión, la cual se encarga de proteger las bombas y/o líneas por sobrepresiones o bajos niveles de fluidos y operan a una presión mínima en succión de 0.5 PSI y presión máxima de 250 psi en la descarga, además se envían aproximadamente entre 7500 y 25200 barriles de fluido diariamente por medio de una línea de flujo de 6 (in) a una temperatura de operación entre 90 y 100 (°F), la producción diaria de crudo para

esta estación esta alrededor de 4000 BOD y una producción de agua de 5000 barriles el cual equivalen a un 56% de corte de agua.

Adicionalmente se instaló una tercera bomba debido a que entraron a producir 3 nuevos pozos perforados y por lo tanto la cantidad de fluido a despachar será mayor.

**Figura 16.** Bombas de despacho.



**2.3.2.6 Piscina API.** La piscina API, es la encargada de recibir todos los drenajes que se encuentran en las diferentes áreas de proceso, el drenaje de aguas lluvias y de aguas aceitosas de la estación.

**Figura 17.** Piscina API.



**2.3.3 Estación isla VI.** La estación Isla VI se encuentra ubicada cruzando el río Magdalena en el municipio de Puerto Wilches a 3,93 km de la zona industrial del campo, allí se cuenta con 33 pozos que están distribuidos en islas, también se encuentran la planta deshidratadora, la planta de inyección de agua (PIA), planta compresora de gas y la estación de bombeo.

La producción de líquidos correspondiente a los pozos de esta estación luego de pasar por los separadores pasan directamente a los tanques Gun barrel y 5A por medio de la línea de flujo de 6 (in) manejando una presión de descarga entre 30 y 100 psi a una temperatura de operación de alrededor de 90 y 100 (°F), el flujo volumétrico diario puede estar en el orden de unos 6000 barriles de crudo y unos 7000 barriles de agua aproximadamente.

**2.3.3.1 Manifold de entrada.** La estación Isla VI cuenta con un manifold de entrada, en donde llegan las líneas de producción general y de pruebas, las cuales son distribuidas hacia el separador deseado.

**Figura 18.** Manifold de entrada.



**2.3.3.2 Área de separadores.** Se cuenta con tres separadores bifásicos, en donde un separador general (varios) es donde llega la línea de producción general, un separador de prueba que es donde llega la línea de prueba de los pozos, y un separador de respaldo (Backup), que es utilizado en caso de presentarse algún problema con los otros dos.

Además en esta área también se cuenta con sistemas de medición volumétrica de crudo-agua como son un coriolis y un floco para los pozos que se ponen a prueba, adicionalmente hay un depurador de gas o scrubber para una mayor limpieza del gas proveniente de los separadores para así de esta manera ser enviado a la planta compresora de gas.

**Figura 19.** Área de separadores.



**2.3.3.3 Planta deshidratadora.** En la planta deshidratadora isla VI se realiza el tratamiento a los líquidos (crudo y agua) libres de gas obtenidos en los separadores bifásicos (varios y de prueba) de cada una de las estaciones de recolección. Este proceso consiste en realizar los ajustes pertinentes al crudo con el fin de alcanzar las especificaciones de calidad requeridas para el transporte por oleoductos y exigencias de los clientes. En esta etapa se realizan básicamente dos procesos: deshidratación y desalado, que permiten eliminar sedimentos, agua, impurezas y sal al crudo para su posterior envío a la estación de bombeo.

**Figura 20.** Planta deshidratadora.



**2.3.3.4 Planta de inyección de agua (PIA).** En la planta de inyección de agua (PIA), se realiza el proceso de recuperación secundaria del crudo, en donde el agua de producción proveniente de los tanques Gun Barrel es tratada y mezclada con agua de captación, para su posterior inyección. En la Actualidad se inyectan aproximadamente 49000 bpd de agua.

**Figura 21.** Planta de inyección de agua (PIA).



**2.3.3.5 Planta compresora de gas Yariguí.** La planta compresora Yariguí es la encargada de recoger toda la producción de gas de los pozos y de esta manera comprimirlo con la ayuda de tres motocompresores AJAX DPC600 para poder ser enviado por el gasoducto y así ser comercializado.

**Figura 22.** Planta compresora de gas Yariguí.



**2.3.3.6 Estación de bombeo.** La estación de bombeo de crudo, es como la caja registradora del campo, en donde se cuenta con dos medidores tipo Coriolis para la medición de caudal, el cual es despachado hacia Ayacucho. La estación está diseñada para una capacidad máxima de almacenamiento de 120.000 barriles de crudo y una tasa de bombeo máxima entre 32.000 y 35.000 barriles por día.

**Figura 23.** Estación de bombeo.



**2.3.3.7 Piscina API.** La piscina API, es la encargada de recibir todos los drenajes que se encuentran cerrados y los venteos de las aguas aceitosas de la estación.

**Figura 24.** Piscina API estación isla VI.



### **3. MEDICIÓN DINÁMICA**

La Medición Dinámica es un proceso que requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible, exigiendo con ello una serie de actividades de ingeniería que involucran un entendimiento profundo del proceso a ser medido, después la selección del instrumento de medición, su instalación, la operación, el mantenimiento y la interpretación correcta de los resultados obtenidos.

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

hidrocarburos es compleja e implica incertidumbre debido a las variaciones propias de los equipos y a las características propias del producto medido.

El diseño del Sistema de Medición Dinámica (SMD) debe cumplir con los estándares internacionales en el que incluyen adicionalmente al medidor, equipos, accesorios y la instrumentación asociada tales como: válvulas de corte de acción rápida, filtros, desaireadores, enderezadores de flujo, los medidores de flujo, instrumentación de temperatura y presión, válvulas de doble sello y purga para el corte y desvío hacia y desde el probador, cheques y válvulas de corte de cierre rápido, densitómetro y tomamuestras en línea, analizadores de BSW, y la facilidad de los tramos de tubería aguas arriba y aguas abajo del mismo entre otros.<sup>2</sup>

Razones por la cuales se debe aplicar la medición dinámica:

- Exactitud, debido a que no hay variables como la incidencia del error humano, existencia de espumas, oleaje en la superficie del líquido y emulsiones en la interface que se pueden ocasionar en la medición estática y afectar los resultados.
- Entrega altos volúmenes, ya sé que se miden en forma volumétrica o másica.
- Se puede realizar un mejor balance de materia.
- Seguridad, por tener mínimo almacenamiento.
- Transferencia de productos en custodia.
- Control de calidad e inventarios.
- Obtención de datos en tiempo real.

En cuanto a la medición de líquidos estos sistemas no funcionan nunca de manera independiente, siempre se encuentran integrados en lo que se denominan “sistemas de líquidos” y que comprenden, además del contador, los dispositivos

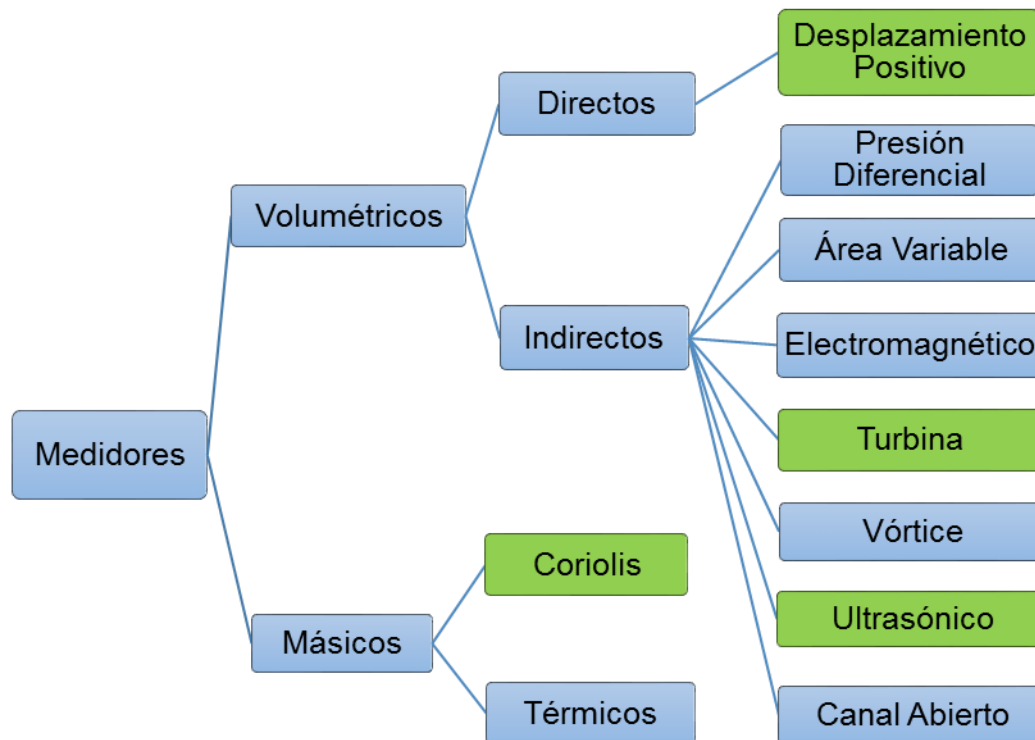
---

<sup>2</sup> ECOPETROL S.A. Manual de medición de hidrocarburos-Capítulo 5. Medición Dinámica. 2008.

complementarios para asegurar una correcta medida. También es muy importante garantizar que el líquido que llega al medidor está exento de burbujas de gas, que las condiciones de medida sean las adecuadas (presión del líquido y gasto del mismo, entre otros).

Definidas las generalidades de la medición, ahora en forma más específica la medición de un flujo se define como el volumen por unidad de tiempo a condiciones de presión y temperatura establecidas, mediante equipos de medición en línea los cuales se clasifican según su principio de operación en dos grupos volumétricos (directos o indirectos) y másicos, el cual se pueden observar en la figura 25.

**Figura 25.** Clasificación de los medidores de flujo.



El enfoque principal de este trabajo en la recolección de información de los diferentes medidores de flujo aplicados en la industria petrolera, se basa en el

medidor volumétrico directo de desplazamiento positivo e indirecto como el tipo turbina y ultrasónico, y en cuanto a los másicos se hablara sobre el tipo coriolis.

### 3.1 MEDIDORES VOLUMÉTRICOS DIRECTOS

Con este tipo de medidores se obtiene la medida de volumen en forma directa, sin tener que recurrir a ningún tipo de cálculo o corrección.

**3.1.1 Medidores de desplazamiento positivo.** Miden la cantidad de fluido que circula por un conducto, dividiendo el flujo en volúmenes separados y sumando los volúmenes que pasan a través del medidor.

Una de las características sobresalientes en este tipo de medidores es el hecho de que el flujo pasa sin perturbaciones durante la medición evitando el desperdicio de energía, además se caracterizan por medir el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de  $\pm 0.025\%$ , para una buena obtención de la misma es necesario mantener un flujo constante, por otra parte tiene una linealidad de  $\pm 0.25\%$  si las condiciones de operación tales como temperatura, viscosidad y presión entre otras se mantienen constantes al variar la rata de flujo, el factor de calibración estará dentro de ese rango.

En cada medidor, se pueden destacar tres componentes comunes:

- **Cámara**, que se encuentra llena de líquido.
- **Mecanismo (indicador o registrador)**, conectado al desplazador, que cuenta el número de veces que el desplazador se mueve de una parte a otra en la cámara de trabajo.

- **Desplazador**, que bajo la acción del fluido circulando, transfiere el fluido desde el final de una cámara a la siguiente.

La exactitud en estos medidores depende de tres factores:

1. Que el volumen de la cámara de medición permanezca constante.
2. Que todo el líquido que entra al medidor vaya a la cámara.
3. Que el flujo transferido pase por el medidor solo una vez.

**Figura 26.** Medidor de desplazamiento positivo.



**Fuente.** ALL PRIBORS [en línea]. Disponible en: <http://www.all-pribors.ru/pics/original/64790-16-0002.jpg>

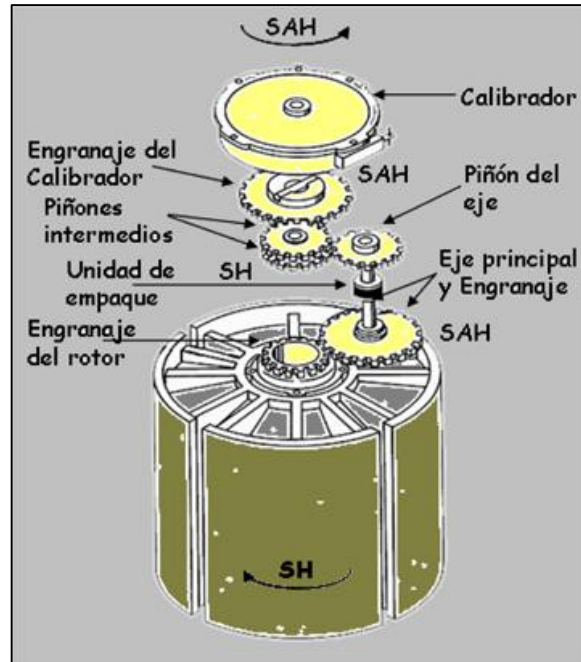
**3.1.1.1 Tipos de medidores.** En cuanto a los tipos de medidores para líquidos se encuentran los siguientes:

- **Medidores de tipo pistón.** Se utilizan, habitualmente, para medidas precisas de pequeños caudales, siendo una de sus aplicaciones en unidades de bombeo de distribución de petróleo.
- **Medidores de paletas deslizantes.** Se usan para medir líquidos de elevado costo, siendo instalados generalmente en camiones cisternas para la distribución de combustible para la calefacción.
- **Medidores de engranajes.** Se encuentran aplicaciones para un amplio rango de líquidos y condiciones de funcionamiento, aunque la precisión no es tan elevada.

**3.1.1.2. Partes del medidor.** El Medidor de desplazamiento positivo consta de las siguientes partes:

- **Unidad interna de medición.** La unidad de medición también sirve como motor hidráulico, que absorbe la energía que origina el flujo, para producir el torque necesario para vencer la fricción interna, y opera el contador y demás accesorios que requieren fuerza.
- **Tren de engranajes.** Se compone de engranaje, eje principal, unidad de empaque y calibrador.
- **Dispositivos de protección y accesorios.** Compuesto de desaireadores, válvulas de control de flujo y filtros.

**Figura 27.** Partes de un medidor de desplazamiento positivo.

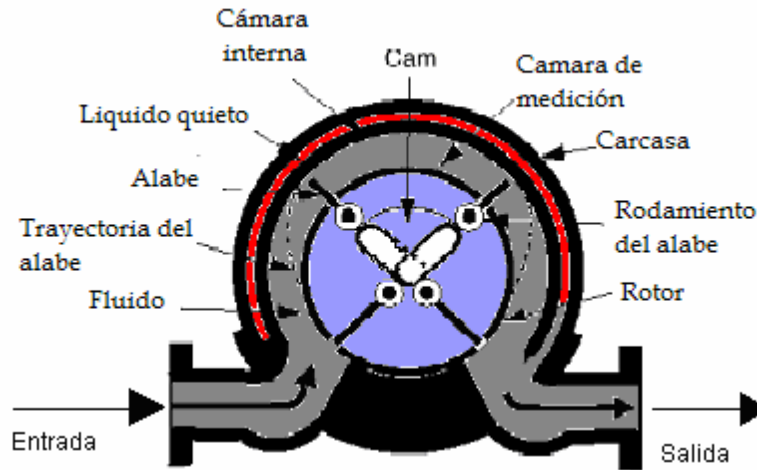


**Fuente.** SEC GOV [en línea]. Disponible en: [https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/t05\\_pg10.jpg](https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/t05_pg10.jpg)

**3.1.1.3 Principio de operación.** Operan atrapando un volumen unitario y conocido de líquido ( $V_U$ ) desplazándolo desde la entrada a la salida, y contando (N) el número de volúmenes desplazados en un tiempo determinado (t).

Al fluir el líquido a través del medidor, el rotor y los álabes (paletas) giran alrededor de una leva fija, haciendo que estos se desplacen hacia fuera, el movimiento sucesivo de los álabes forma una cámara de medición de volumen exacto entre dos de los álabes, el rotor, la carcasa, y las tapas inferior y superior. Cada rotación del rotor produce una serie continua de estas cámaras cerradas.

**Figura 28.** Principio de operación de un medidor de desplazamiento positivo.



**Fuente.** SEC GOV [en línea]. Disponible en: [https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/t05\\_pg13.jpg](https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/t05_pg13.jpg)

La lectura se realiza por medio de un sistema de transmisión mecánica desde el interior del contador hasta el exterior, en cuyo final se encuentra un conjunto de engranajes que hacen mover un contador totalizador de gasto. Si se desea obtener la medida en forma de caudal ( $Q$ ), hay que incluir la unidad de tiempo, teniendo entonces que:

$$Q = \frac{V_U N}{t}$$

**3.1.1.4 Consideraciones de instalación y operación.** A continuación se describen algunas recomendaciones de las mejores prácticas que son importantes al momento de instalar y operar un medidor de desplazamiento positivo.

- La instalación debe incluir protección contra la arena, polvo, lluvia, cellisca, si existen condiciones climáticas extremadamente adversas.

- El medidor debe ser montado sobre una base o plataforma adecuada, a fin de que no se apoye en la tubería, evitando así una fuerza indebida sobre el medidor.
- Instale el medidor de tal manera que no sea posible drenar el producto accidentalmente; sin embargo, es aconsejable vaciar periódicamente el agua y sedimento del mismo.
- Proteger el medidor y el sistema contra los efectos de la expansión térmica, mediante la instalación de una válvula de alivio.
- A fin de evitar el ingreso de aire o vapor al medidor se debe instalar un desaireador o eliminador de aire.
- Se debe limpiar internamente toda la tubería antes de poner en marcha el medidor.
- Si es necesario, se debe colocar aguas arriba del medidor una válvula limitadora de flujo, a fin de protegerlo de los caudales excesivos.
- Saque el mecanismo interior si se va a realizar una prueba de presión con agua, o purgar los desechos del sistema.
- No realice ninguna calibración con agua, ni permita que ésta permanezca dentro del medidor.

### **3.1.1.5 Ventajas y desventajas.**

#### **Ventajas:**

- Registra volúmenes a ratas de flujo cercanas a cero.
- Tiene la capacidad de medir líquidos viscosos.
- Opera sin suministro de potencia externa.
- No se necesita acondicionamiento de flujo.
- Son eficientes y de alta precisión.
- Buena exactitud.

#### **Desventajas:**

- Al ser medidores volumétricos, la medición se ve afectada por cambios en la presión y temperatura del fluido.
- Susceptible a daño por elevación en el flujo y desprendimiento de los gases.
- Susceptible a corrosión, erosión y al deterioro de sus partes mecánicas.
- Son sensibles a los cambios de viscosidad y a las bajas viscosidades.
- Si se atasca el medidor se presenta alta reducción en el flujo.
- Costos de mantenimiento e inversión elevados.
- No resiste cambios bruscos del flujo.

### **3.2 MEDIDORES VOLUMÉTRICOS INDIRECTOS.**

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

**3.2.1 Medidor tipo turbina.** El medidor tipo turbina consiste en un rotor de turbina montado sobre un eje que gira libremente dentro de la carcasa cilíndrica del medidor. Cuando el flujo incide sobre las palas o alabes del rotor, este gira con una velocidad angular proporcional a la velocidad del fluido que pasa a través de la turbina. El giro de la turbina es detectado por sensores magnéticos montados en el cuerpo del instrumento en los cuales se genera una señal con frecuencia proporcional a la velocidad del fluido.<sup>3</sup>

**Figura 29.** Medidor tipo turbina.



**Fuente.** Direct industry [en línea]. Disponible es: [http://img.directindustry.es/images\\_di/photo-mg/81505-6820645.jpg](http://img.directindustry.es/images_di/photo-mg/81505-6820645.jpg)

Existen dos tipos de sensores para captar la velocidad de la turbina reluctancia e inductivo; la diferencia entre estos dos es que en el reluctancia el imán permanente va montado en la bobina captadora exterior y en el otro, el imán permanente está incorporado en el rotor.

---

<sup>3</sup> NOVA VALENZUELA, Andrés Mauricio. Medición y control de concentración de metanol en un biorreactor para la producción de la enzima IDShr. Bogotá D.C. 2011. Tesis de Maestría presentada a la Pontificia Universidad Javeriana. Facultad de Ingeniería.

Es importante resaltar que para no perder exactitud ni repetibilidad en los medidores tipo turbina estos 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, codos, válvulas y otros accesorios para de esta manera obtener un flujo lo más uniforme posible; es así como el medidor tipo turbina mide el flujo volumétrico indirectamente con una repetibilidad  $\pm 0.02\%$  y su linealidad es aproximadamente de  $\pm 0.25\%$ . Al igual que su precisión es  $\pm 0.3\%$ , donde su máximo valor se consigue con un régimen laminar ubicando el instrumento en una tubería recta 20 diámetros aguas arriba y 5 aguas abajo.

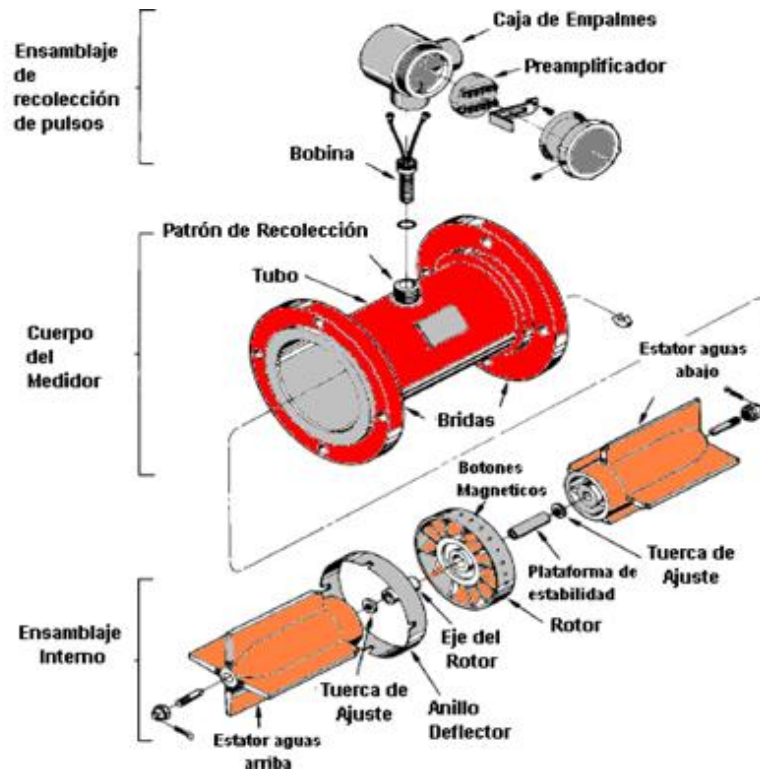
En la selección de un medidor tipo turbina se debe tener en cuenta el tipo de fluido ya que los agentes corrosivos, sucios, sólidos y la acción erosiva del fluido pueden dañar el mecanismo del medidor; además, la turbina está limitada por la viscosidad que debido al aumento de la misma se produce un cambio en la velocidad del perfil del líquido a través de la tubería.

**3.2.1.1 Partes de un medidor tipo turbina.** Típicamente el medidor consiste de un ensamblaje interno, el cuerpo del medidor y el ensamblaje de recolección de pulsos, el cuerpo del medidor se construye normalmente como una tubería en brida en tamaños que van desde  $\frac{1}{4}$ " a 24", los materiales utilizados para su construcción son compatibles con la mayoría de fluidos a base de petróleo evitando así la corrosión o la erosión. El acero inoxidable es el material utilizado habitualmente para construir el tubo, el estator y el rotor del medidor debido a sus propiedades de alta resistencia a la corrosión.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> DURAN ATILANO, Iván. Medición de fluidos por efecto coriolis. México D.F 2010. Tesis presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

**Figura 30.** Partes de un medidor de turbina convencional.



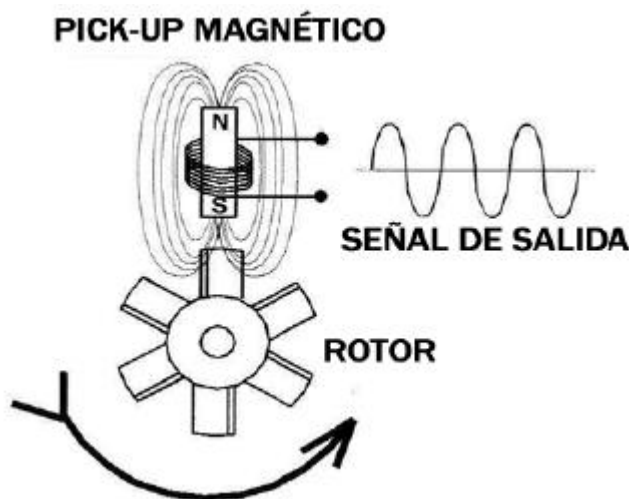
**Fuente.** SEC GOV [en línea]. Disponible en: [https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/t05\\_pg19.jpg](https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/t05_pg19.jpg)

**3.2.1.2 Principio de operación.** Este medidor determina la rotación angular del rotor, los traduce en velocidad lineal y con esta información se deduce el volumen de líquido que ha pasado por el medidor, a través de su área de Sección transversal.

Cuando el fluido choca contra la parte corriente arriba de las paletas de la turbina, se produce un área de baja presión en el lado corriente abajo. La caída de presión causa el movimiento de las paletas hacia el área de baja presión, es así como la tasa de rotación es directamente proporcional al gasto de flujo a través de la turbina y posteriormente es convertida en una señal de salida.

La salida eléctrica es generada utilizando el principio de reluctancia, en el cual una señal es originada por el paso del rotor de la tubería en proximidad cercana a una bobina de señal la cual es enviada a un generador para obtener un pulso DC y lo trasmite a la instrumentación externa, es así como un contador de frecuencia o convertidor puede ser utilizado para proveer una indicación instantánea del gasto de flujo volumétrico.

**Figura 31.** Funcionamiento del medidor de tipo turbina.



**Fuente.** Instrumentacion Nuc [en línea]. Disponible en: <http://instrumentacionuc.wixsite.com/facultad-ingenieria/copia-de-copia-de-2>

**3.2.1.3 Consideraciones de instalación y operación.** Tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Si no existen limitaciones de espacio, el medidor puede ser instalado con una tubería recta de por lo menos 20 diámetros del tubo aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo.

- La instalación aguas arriba puede reducirse a un mínimo de 10 diámetros si se utiliza enderezador de flujo.
- El medidor debe 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, codos, válvulas y otros accesorios.
- Para su instalación mecánica, es recomendable que la aplicación de flujo máximo sea aproximadamente de 70% a 80% de flujo máximo del medidor.
- Otro aspecto que debe ser considerado es la presión disponible en línea, ya que, los medidores de este tipo tienen una pérdida de presión de 20.7 a 34.5 kPa a flujo máximo.
- El medidor debe ser instalado de tal modo que siempre este lleno de líquido aunque el flujo sea nulo, ya que, en la puesta en marcha, el choque del fluido a alta velocidad podría dañarlo seriamente.
- Es necesario el empleo de un filtro a la entrada del instrumento, ya que, las más pequeñas partículas podrían desgastar los alabes de la turbina y afectar la exactitud de la medida.

#### **3.2.1.4 Ventajas y desventajas.**

##### **Ventajas:**

- Usados para fluidos con viscosidades de baja a media.
- Buena rangeabilidad de flujo (hasta 30:1).
- Aplicación a un amplio rango de T y P.
- Exactitud elevada del orden de 0.3%.

- Tamaño pequeño y peso liviano.
- Buen manejo para alto flujo.
- Incertidumbre baja.

**Desventajas:**

- Al ser un medidor volumétrico, la medición se ve afectada por cambios en la presión y temperatura del fluido.
- Requiere adecuada instalación para su buen funcionamiento.
- Necesidad de presión de sustentación para prevenir volatilización.
- Necesidad de acondicionar el flujo.
- Susceptibles a sucios y depósitos en el rotor.
- Susceptible a daños por flujos bruscos.
- Posibles daños en caso de cavitación.
- Necesita accesorios electrónicos.
- Dificultad al medir flujos viscosos.
- Control de contrapresión.
- Es relativamente costoso.
- Requiere de mantenimiento periódico.

**3.2.2 Medidores ultrasónicos.** Miden el gasto volumétrico por diferencia de velocidad del sonido al propagarse en el sentido del flujo y en sentido contrario. Un transductor piezoeléctrico genera pulsos de ondas sonoras de frecuencias mayores a 18 kHz las cuales pueden traspasar sin dificultad las paredes metálicas de los tubos y recipientes viajando a través del fluido en movimiento, proporcionando así una indicación de la velocidad del fluido.

**Figura 32.** Medidor ultrasónico.



**Fuente.** VIX [en línea]. Disponible en: <https://www.vix.cl/vix/flujo-caudal/flujometro-ultrasonico-portatil-f-4400/>

El buen desempeño de un medidor ultrasónico depende de su capacidad para determinar la velocidad media del flujo; de las condiciones del área abierta del medidor (régimen laminar o turbulento sin alteración con el caudal) y, de las características del sistema de tratamiento de las señales.

**3.2.2.1 Componentes básicos.** Los componentes básicos de un medidor ultrasónico de flujo son:

- **La unidad sensora**, compuesta por uno o más transductores piezoeléctricos tanto para la emisión como para la recepción de las ondas ultrasónicas.
- **La unidad electrónica**, la cual realiza funciones de acondicionamiento de señales y calibración del instrumento.
- **El herraje**, constituido por varias piezas metálicas que sirven para fijar los transductores a la tubería.

**3.2.2.2 Tipos de medidores ultrasónicos.** Existen principalmente dos tipos:

**1. Medidor ultrasónico por efecto doppler.** Este tipo de medidor está basado en el principio del efecto doppler que consiste en el aumento o disminución de las frecuencias de onda y la distancia que se produce entre una fuente y un receptor; donde un sensor proyecta una onda de determinada frecuencia por medio de un cristal transmisor a través del fluido y el otro recibe la onda reflejada.

El principio doppler establece que se produce un cambio en la frecuencia o longitud de onda cuando existe un movimiento relativo entre el transmisor y el receptor. En el medidor doppler el movimiento relativo de las partículas en suspensión que posee el fluido, tienden a comprimir el sonido en una longitud de onda más corta (mayor frecuencia). Esta nueva frecuencia se mide en el elemento receptor y se compara electrónicamente con la frecuencia emitida. Esta diferencia de frecuencia es directamente proporcional a la velocidad del flujo en la tubería.<sup>5</sup>

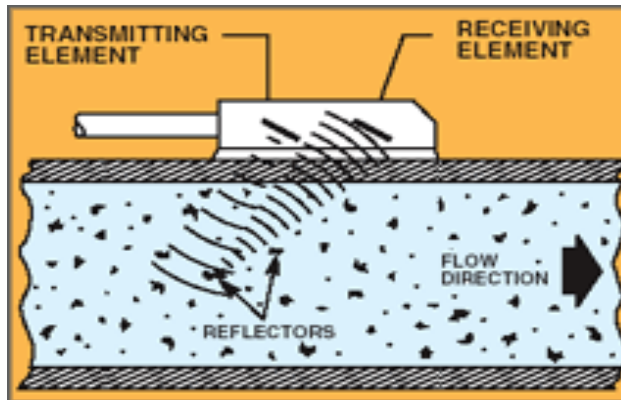
Una de las principales características para que el medidor pueda funcionar correctamente es que el fluido debe de tener sólidos en suspensión o burbujas de gas que puedan reflejar las ondas del sonido.

Los sistemas ultrasónicos de efecto doppler cuentan con filtros especiales, cuya finalidad es la de analizar las señales recibidas y rechazar las que están dispersas, que pudieron ser producto de ruidos o factores externos.

---

<sup>5</sup> BUENO PATARROYO, Diego Fernando. NIETO NIETO, Walter Joan. Implementación de un sistema de medición y fiscalización de custodia de crudo en la estación de transferencia de campo Moriche. Bucaramanga 2010. Tesis presentada a la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas.

**Figura 33.** Medidor ultrasónico por efecto doppler.



**Fuente.** OMEGA [en línea]. Disponible en: <https://cl.omega.com/prodinfo/medidor-de-flujo-ultrasonico.html>

Es un medidor versátil y por lo tanto, de baja exactitud, además, son sensibles a los cambios de densidad y temperatura del fluido y solo se utilizan en algunos tipos de aplicaciones como por ejemplo para el control de flujo.

**2. Medidor ultrasónico por tiempo de transito de una señal.** El principio de medición para este tipo de medidor consiste en un diferencial de tiempo de tránsito, es decir, mide el flujo tomando el tiempo que tarda una onda en propagarse a través del fluido y a su vez atravesar la sección de tubería.<sup>6</sup> La diferencia de tiempo de ir y venir de la onda es proporcional a la rata de flujo, debido a que la onda de sonido es frenada cuando viaja contra el flujo y acelerada cuando viaja en la dirección de éste, por consiguiente mientras mayor sea la diferencia de tiempo mayor será la velocidad de flujo.

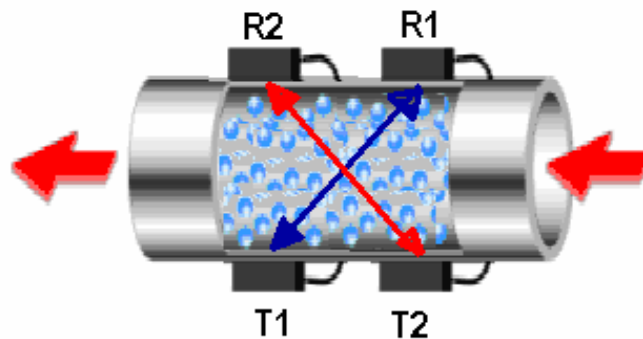
Por lo general este tipo de medidor cuenta con un par de transductores que pueden

---

<sup>6</sup> HUEY GIL, Faneli Mireli. Aplicación de medidores de flujo en hidrocarburos para transferencia de custodia. México D.F. Tesis presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de estudios superiores Zaragoza.

estar montados linealmente o en lados opuestos de la tubería insertados radialmente e inclinados en ángulos agudos.

**Figura 34.** Medidor Ultrasónico por tiempo de transito de una señal.



**Fuente.** SEC GOV [en línea]. Disponible en: [https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/t05\\_pg31.jpg](https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/t05_pg31.jpg)

Cuando la señal sonora va en la misma dirección del flujo el tiempo de tránsito es menor que cuando va en la dirección opuesta.

Son medidores de exactitud mayor y, por consiguiente, más costosos.

**3.2.2.3 Consideraciones de Instalación y Operación.** A fin de obtener una indicación apropiada del flujo volumétrico, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Dependiendo del fluido del proceso, se debe seleccionar el material apropiado para el transductor a fin de evitar daños por acción química.
- La tubería debe estar siempre llena. Sin embargo, un doppler puede indicar la velocidad en una tubería parcialmente llena siempre y cuando el transductor este montado por debajo del líquido en la tubería.

- Típicamente se requieren de 10 a 20 diámetros aguas arriba y de 5 diámetros aguas abajo para líquidos relativamente limpios, pero esto podría cambiar dependiendo de la concentración de sólidos.
- Un medidor de flujo tipo doppler requiere de burbujas o partículas en la corriente de flujo para reflejar la energía ultrasónica y el flujo debe ser suficientemente rápido para mantener los sólidos en suspensión.
- Dado que la energía no necesita atravesar la tubería completa, el doppler con un solo transductor puede trabajar con gran variación y altos niveles de concentración de sólidos.
- El doppler funciona independientemente del material de la tubería siempre que ésta sea sónicamente conductiva.
- Para el caso de un medidor por tiempo de transito el líquido debe estar relativamente libre de sólidos y burbujas de aire.
- No existen partes móviles que exijan lubricación. Por tanto, en aplicaciones con fluidos limpios, el mantenimiento se realiza básicamente sobre el sistema de generación de señales.
- En aplicaciones con fluidos sucios, es necesaria la limpieza del tubo y, especialmente, del área junto a los transmisores.
- La sustitución de partes (transductores, acondicionadores, etc.) puede exigir una re-calibración del medidor.

### **3.2.2.4 Ventajas y desventajas.**

#### **Ventajas**

- Software de mantenimiento con indicadores de desempeño.
- Es apto para medir líquidos limpios o con sólidos y burbujas de gas.
- Permite medir fluidos muy corrosivos sin que haya contacto directo.
- Amplio intervalo de operación de caudal, presión y temperatura.
- Fácil mantenimiento.
- Instalación relativamente media.
- No tiene partes mecánicas móviles.
- Permite la medición bidireccional.
- Calibración electrónica.
- Alta rangeabilidad.

#### **Desventajas**

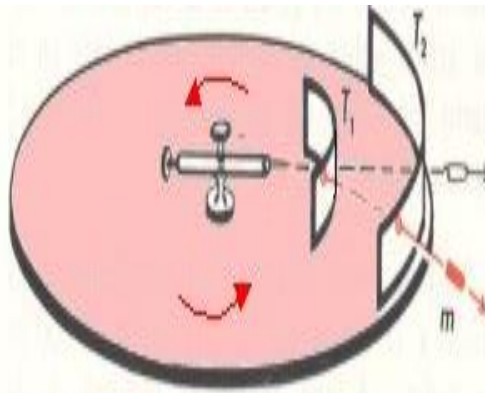
- Es requerido personal capacitado para llevar a cabo la verificación y el mantenimiento.
- El mantenimiento de los transductores debe ser cuidadoso y ser verificados con frecuencia.
- Al ser medidores volumétricos, la medición se ve afectada por cambios en la presión y temperatura del fluido.
- La exactitud depende de la propagación de las ondas sonoras en el fluido.
- Calibración en laboratorio, a las mismas condiciones de operación.
- Es necesario instalar sensores de presión y temperatura.
- Tecnología excesivamente dependiente de la electrónica.
- Alimentación (alto consumo de potencia eléctrica).
- Se ven afectados por ruidos y factores externos.
- No es recomendable en crudos muy pesados.
- Costo inicial y de calibración elevado.

### 3.3 MEDIDORES MÁSICOS.

Los medidores másicos registran directamente el flujo en unidades de masa. Tienen una amplia variedad de aplicaciones ya que la medición que se hace es independiente de los cambios que pueden suceder en las propiedades como la densidad, viscosidad, presión y temperatura, sin necesidad de recalibrar o compensar los parámetros específicos del fluido. Un tipo de medidor de flujo másico es el basado en el efecto coriolis.

**Efecto coriolis.** Es la aceleración relativa que sufre un objeto que se mueve dentro de un sistema de referencia no inercial en rotación, cuando varía su distancia al eje de giro. Se explica a partir de que un objeto de masa que se desplaza a través de una superficie giratoria, que gira con velocidad angular constante, experimenta una mayor velocidad tangencial cuando es mayor su alejamiento del centro, lo cual indica que se le está aplicando una aceleración y por lo tanto una fuerza sobre su masa o fuerza de Coriolis.

**Figura 35.** Sistema de referencia no inercial.



**Fuente.** Aula Vistual [en línea]. Disponible en: [http://teleformacion.edu.aytolacoruna.es/AYC/document/atmosfera\\_y\\_clima/presion/efecCoriolis.htm](http://teleformacion.edu.aytolacoruna.es/AYC/document/atmosfera_y_clima/presion/efecCoriolis.htm), 2007.

En términos más rigurosos, se denomina fuerza de Coriolis a la fuerza que hay que ejercer sobre un cuerpo para que no modifique su velocidad angular cuando varía su distancia al eje, es decir la fuerza que hay que ejercer para que el efecto Coriolis no se manifieste. Lo anterior es análogo al caso de la fuerza necesaria para que un cuerpo con una distancia fija al eje la mantenga, denominada fuerza centrípeta y cuya ausencia produce la apariencia de fuerza (o fuerza ficticia) llamada fuerza centrífuga.<sup>7</sup>

**3.3.1 Medidor tipo coriolis.** Ya sea para líquidos o gases los medidores Coriolis proporcionan muchas ventajas respecto a los medidores volumétricos, ya que permiten mediciones directas y precisas del gasto másico, gasto volumétrico, densidad y temperatura, sin la necesidad de implementar más instrumentos de medición y con ello incrementar los costos operativos del medidor.

**Figura 36.** Medidor tipo coriolis.



Fuente: VIX [en línea]. Disponible en: <https://www.vix.cl/vix/flujo-caudal/flujometro-masico-coriolis-mtcmf/>

---

<sup>7</sup> DURAN ATILANO, Iván. Medición de fluidos por efecto coriolis. México D.F 2010. Tesis presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

**3.3.1.1 Componentes básicos.** Los medidores coriolis se componen principalmente de la unidad sensor y unidad electrónica.

- **Unidad sensor**, constituye el componente que se localiza directamente en contacto con el fluido y permite detectar el flujo, densidad y temperatura.
- **Unidad electrónica**, proporciona información del sensor como salidas, actuando como el cerebro del sistema para proporcionar las indicaciones de variación de frecuencia. Ejecuta todos los cálculos necesarios para obtener los valores de la variable del fluido medido y los comunica al transmisor para que puedan ser visualizados.

**3.3.1.3 Principio de Operación.** El medidor de tipo Coriolis opera bajo principios mecánicos ya que su elemento sensor es un tubo vibrante en el cual se crea y se mide la aceleración Coriolis, que en el caso del medidor son provocadas por la oscilación del tubo (este actúa como la superficie giratoria). El fluido en movimiento pasa a través de un tubo vibrando y forzando a tomar una aceleración conforme este se mueve hacia el punto de amplitud de vibración. A la inversa, el fluido desacelera conforme se mueve lejos desde el punto de amplitud hasta que sale del tubo. El resultado de fuerzas es una reacción en doble sentido del tubo del flujo mientras este atraviesa cada ciclo de vibraciones.<sup>8</sup>

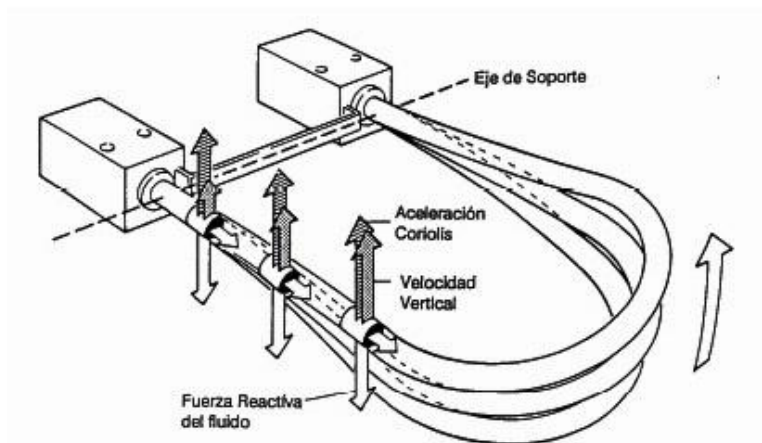
La combinación de las fuerzas opuestas en ambas secciones del tubo causa una torsión del mismo, produciéndose en cada sección una oscilación de igual frecuencia pero desplazada en fase. Esta diferencia de fase es directamente proporcional al gasto de flujo másico.

---

<sup>8</sup> HUEY GIL, Faneli Mireli. Aplicación de medidores de flujo en hidrocarburos para transferencia de custodia. México D.F. Tesis presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de estudios superiores Zaragoza.

En la figura 37 se muestra la representación de la fuerza reactiva, fuerza coriolis y velocidad vertical del flujo en el extremo de entrada del sensor.

**Figura 37.** Principio de medición del medidor tipo Coriolis.



**Fuente.** SAPIENSMAN [en línea]. Disponible en: [http://www.sapiensman.com/tecnoficio/electricidad/instrumentacion\\_industrial6.php](http://www.sapiensman.com/tecnoficio/electricidad/instrumentacion_industrial6.php)

**3.3.1.4 Condiciones de instalación y operación.** Algunas recomendaciones para garantizar su buen funcionamiento son:

- No requieren de instalación especial, se recomienda sean soportados firmemente de manera que no se transmitan esfuerzos mecánicos de la tubería al medidor y la instalación de una válvula corriente abajo del mismo.
- Se deben colocar tramos de tubería recta a la entrada y salida del medidor para propiciar mejores condiciones de medición, al igual que sensores de presión y temperatura a la entrada del medidor.
- Fácil instalación, pues no se requieren condiciones especiales de flujo o acondicionamiento de la tubería.

- Durante la instalación del sensor los tubos deben permanecer llenos de fluido en una sola fase y no deben transmitirse vibraciones de fuentes externas a estos.
- Se debe hacer inspección visual del montaje mecánico, sellos de conexión y del conducto cada año.
- Soportar el medidor en ó lo más cerca posible de las bridas de conexión, al igual que su correcta alineación.
- Mantener una contra presión positiva en el medidor para reducir el riesgo de cavitación.
- Verificación del cero flujo durante la puesta en marcha y cada seis meses.
- Verificación de salidas análogas, pulsos y lecturas de densidad cada año.
- La caja del sensor no puede ser utilizada para soportar otros equipos.
- Preferiblemente se deben conectar lejos de fuentes de ruido.
- Evitar instalar el medidor en líneas pandeadas.
- Colocar válvulas de bloqueo para seguridad.

#### **3.3.1.5 Ventajas y desventajas.**

## **Ventajas**

- Reduce costos de instalación y mantenimiento debido a que no se requiere montaje especial, tramos rectos de tubería, no hay partes móviles y se puede limpiar el dispositivo in situ sin desmontarlo.
- Bajos niveles de mantenimiento porque son mínimamente afectados por sustancias corrosivas y abrasivas.
- Mediciones directas de masa y densidad (Proporcionando medición de volumen indirecta).
- Al ser un medidor másico, la medición no se ve afectada por cambios en la presión y temperatura del fluido.
- El principio de medición no depende de la densidad o de la viscosidad.
- Rangeabilidad de 20:1 a 80:1; dependiendo del modelo.
- La exactitud es muy alta de (típicamente de  $\pm 0.1\%$ ).
- Repetibilidad de  $\pm 0.005\%$ .
- No requiere acondicionamiento de la tubería.
- No es susceptible al daño por desprendimiento de gases.
- Capacidad para medir a ratas de flujo cercanas a cero.
- Es insensible a los cambios de perfil de velocidades.

## **Desventajas**

- Cambios significativos en la densidad afectan la exactitud.
- Variaciones en la rata de flujo afecta la medición de densidad.
- Cambios en temperatura del fluido afectan la elasticidad de los tubos.
- Cambios en la presión afecta las características de vibración de los tubos.
- Corrientes en múltiples fases (líquido/gas/sólidos) afectan la medición.
- Más de 2% de gas en flujo bifásico puede dar una medición deficiente.
- Ocurre la cavitación, por baja contrapresión aguas abajo.

- Se generan depósitos, corrosión y erosión del tubo sensor de flujo en algunas ocasiones.
- Sensibilidad a las condiciones de instalación, incluidos choques y vibraciones.
- Algunas veces se dificulta la calibración, debido al lapso de tiempo de las salidas de los pulsos.
- Requieren periódico reajuste a bajas presiones, y bajos flujos.
- Algunos modelos de tamaño grande son muy pesados.
- La inversión económica inicial es relativamente alta.
- Necesita control de presión de sustentación.
- No es apto para volúmenes muy elevados.
- El rango de temperatura es limitado.
- Generan altas caídas de presión.
- Suele ser voluminoso.

### **3.4 MEDICION DE CORTE DE AGUA.**

En esta parte se dará a conocer sobre la medición en línea del porcentaje de agua presente en la producción de crudo, los diferentes principios de medición y algunas tecnologías o equipos disponibles en el mercado.

Estos medidores utilizan un dispositivo que permite conocer en tiempo real las concentraciones de agua de la corriente, conocidos como OWD, por sus siglas en inglés (Online Water Detector). Obtener esta información es un asunto crítico para la mayoría de las operaciones en la industria petrolera, ya que en ocasiones se han abandonado proyectos por tener cortes de agua altos debido a que la instalación de una planta de tratamiento de agua eleva los costos. Contar con dispositivos de medición de corte de agua, permite la optimización de muchos procesos, como la producción de la corriente de flujo o la automatización de los tanques de agua. Para

asegurar un óptimo funcionamiento de estos medidores, lo ideal es alcanzar un régimen de flujo en el cual la concentración del agua sea la misma en cualquier punto de la sección donde la medición es realizada.<sup>9</sup>

La concentración de agua en la corriente de flujo varía a lo largo del tiempo a causa de diversos parámetros como la densidad del aceite, la salinidad del agua, la perforación y producción de nuevos pozos, la corriente que se anexa de otros campos, así como la temperatura de la misma, los sólidos y la fracción en volumen de gas. Es por esto que el medidor empleado debe poder adaptarse a todos estos cambios y para que pueda ofrecer un buen funcionamiento es necesario contar con un flujo homogéneo, para este fin se utilizan algunos dispositivos como los mezcladores estáticos que permiten alcanzar dicha homogeneización.

**3.4.1 Principios de medición de corte de agua.** Entre los principios empleados para realizar la medición de agua en crudo (en línea), se tienen la capacitancia, resonancia de microondas y la espectroscopia de microondas.

**3.4.1.1 Capacitancia.** Este principio se basa en un sensor de forma cilíndrica el cual se fija formando los electrodos de un condensador coaxial. El líquido fluye entre las "placas" como un fluido dieléctrico, cambiando la capacitancia del conjunto proporcionalmente con el cambio en la constante dieléctrica del fluido. La capacitancia medida se convierte en contenido de agua por el microprocesador. Un incremento de esta aumenta el valor dieléctrico de la mezcla, mientras que una disminución en el agua tiene el efecto opuesto.

---

<sup>9</sup> CASTILLO ROSADO, Ahuitzol. DOMÍNGUEZ TABARES, Diana del Carmen. Tecnologías para medición de la producción de aceite crudo con agua. Ciudad de México 2017. Tesis presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

Para este tipo de sensores es necesario compensación de salinidad cuando el corte de agua es mayor al 65%, ya que los dispositivos del equipo son afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos. Un elevado contenido de sal puede llevar a la sobreestimación del contenido de agua, por lo tanto la precisión del sensor se verá alterada cuando se generen condiciones de alta salinidad, esto lleva a que el equipo se “sature” cuando la fase continúa es el agua salada.

El porcentaje de error con respecto al crudo para los equipos basados en este principio es superior al 20% cuando la fase continua es agua.

**3.4.1.2 Resonancia de Microondas.** El principio de microondas se basa en las diferencias de las propiedades dieléctricas de agua y crudo. La medición de agua se consigue mediante el envío de señales de microondas a través de la corriente de flujo, y los cambios de señal de microondas debido al contenido de agua.

Este principio no es afectado por cambios en la densidad y, en cuanto a los cambios de salinidad, el equipo mide el contenido de sales del fluido y compensa con ello la medición.

El error intrínseco que puede presentar este principio es del orden del 3,7% cuando la fase continua es crudo.

**3.4.1.3 Espectroscopia de microondas.** Este principio consiste en un dispositivo espectroscópico que emite un rayo infrarrojo que ignora la fase acuosa de la mezcla donde la fase de aceite es la única que reacciona a la longitud de onda seleccionada.

Se instalan una serie de receptores de señal, los cuales miden la absorción, reflexión y dispersión del haz infrarrojo, factores que ayudan a determinar a través de una correlación directa el corte de agua.

Al pasar el rayo emisor por toda el área transversal del flujo, permite una medición de todo el porcentaje de agua en él, ésta es considerada una de sus principales ventajas. La precisión del principio en el extremo superior de los rangos de corte de agua es muy alta, sin embargo, en cortes de agua bajos ofrece poca precisión y el error intrínseco de este es de 5,6% cuando la fase continua es crudo. Otra de sus ventajas radica en el hecho de que este principio no se ve afectado por los cambios en la salinidad, densidad o gas en el flujo.

**3.4.2 Medidores de corte de agua.** Cada uno de estos se basa en características mecánicas/eléctricas del fluido para realizar la medición. Por lo tanto, al momento de la selección de un medidor de corte de agua, es requerido conocer las fortalezas y debilidades de cada instrumento y así seleccionar el más apropiado para su aplicación.

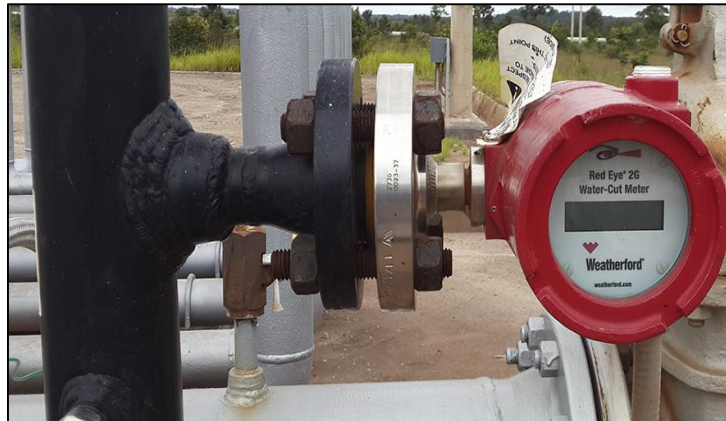
**3.4.2.1 Medidor de corte de agua Red Eye 2G.** El medidor de corte de agua Red Eye 2G usa una tecnología patentada de sensor óptico para medir con precisión en un rango de (0 a 100%) la fracción de agua contenida en un flujo mezclado con crudo.

Esta tecnología presenta una alta exactitud el cual rinde el desempeño necesario bajo condiciones reales de producción, donde las incertidumbres en la medición en casos de un alto corte de agua son menores al 2% o menos de 5% de error en crudo neto, esta ventaja debida también a que valores de hasta un 5% de la fracción

volumétrica de gas (GVF) no tiene efectos y de un 20% solo tiene afectación mínima en la precisión de la medida.

El Red Eye 2G tiene una pantalla local de dos líneas donde provee lectura instantánea de corte de agua, en la figura 38 se puede ver una instalación vertical del medidor.

**Figura 38.** Medidor de corte de agua Red Eye 2G.



**Fuente.** MAXIMA GROUP [en línea]. Disponible en: <https://maximagroup.com.co/data1/images/3.jpg>

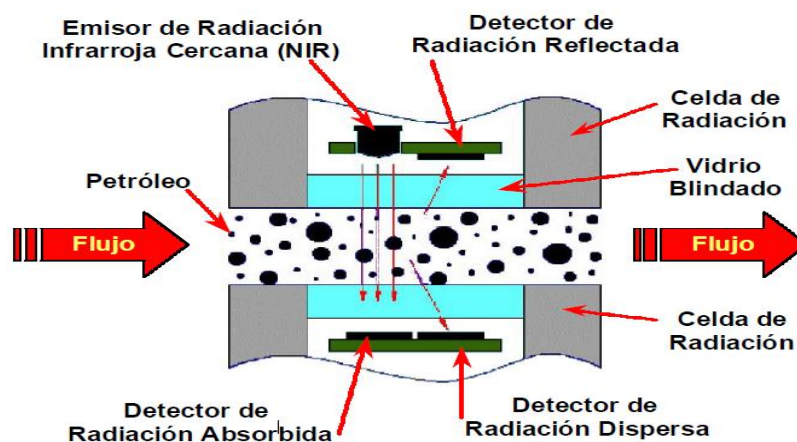
Su alta precisión a lo largo de todos los niveles de corte de agua, su fácil configuración e instalación debido al diseño de tipo inserción; hacen que éste medidor sea adecuado en líneas de gran tamaño y para numerosas aplicaciones, como pruebas de pozo estas en compañía de una computadora de red petrolera (NOC), para seguimiento de pozos individuales, producción grupal en instalaciones centralizadas (monitoreo en líneas de producción de grupo así como líneas de prueba individuales) y en sistemas de monitoreo de deshidratación para tanques de crudo.

Algunas de las especificaciones importantes de este medidor son la temperatura operativa de 0° a 150°C (estándar) del fluido de proceso, presión operativa 2.000 psi @ 150°C máx y precisión  $\pm 2\%$  de corte de agua ó 5% de crudo neto.

**3.4.2.1.1 Principio de operación.** Este principio consiste en la espectroscopia de absorción casi-infrarroja; a partir de que el medidor contiene celdas de radiación infrarroja, en donde una de ellas contiene un emisor y un detector de radiación reflejada, así mismo la otra contiene al detector de radiación absorbida y al detector de radiación dispersa.

El detector de radiación absorbida es el elemento primario que mide la radiación directa, mientras que los detectores de radiación reflejada y dispersa son utilizados como elementos de medición de la radiación indirecta, permitiendo mantener de esta manera una muy buena precisión a lo largo del rango completo de composición de la mezcla (0 a 100%).

**Figura 39.** Emisor y detectores en las celdas de radiación infrarroja.



**Fuente.** OIL PRODUCTION [en línea]. Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files/Catalogo\\_Red\\_Eye.pdf](http://www.oilproduction.net/files/Catalogo_Red_Eye.pdf)

El principio de operación del medidor Red Eye 2G se basa en que, a la frecuencia de operación, el agua es la fase transmisora, mientras que el petróleo es el medio de atenuación. Esto significa que el agua transmite el 100% de la radiación infrarroja emitida, mientras que el petróleo normalmente transmite menos del 10%.

**3.4.2.1.2 Consideraciones de instalación y operación.** Tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para su calibración todo lo que se necesita es una pequeña muestra de crudo seco a condiciones atmosféricas y se realiza directamente en campo.
- Requiere disponer de una mezcla homogénea de petróleo y agua fluyendo a través de las celdas de radiación. Para esto, se ha desarrollado un mezclador estático que se instala en línea aguas arriba.
- El medidor puede ser combinado con un medidor de flujo líquido total y una NOC para tasas de flujo individuales de crudo y agua.
- Los componentes electrónicos se montan directamente en la sonda de medición por lo que el único cableado de campo son los cables de potencia y señal de salida.

**3.4.2.1.3 Ventajas.**

- Excelente precisión para todo el rango (0-100%).
- Ignora la salinidad y el factor volumétrico del gas.
- Funciona con todo tipo de petróleo/condensado.
- Funciona con varios tamaños de tubería.

- Tecnología óptima de última generación.
- Configuración y calibración simples.
- Fácil instalación y mantenimiento.
- No posee materiales radioactivos.
- Diseño de tipo inserción.
- Costo inicial relativamente económico.
- Costo de mantenimiento bajo.

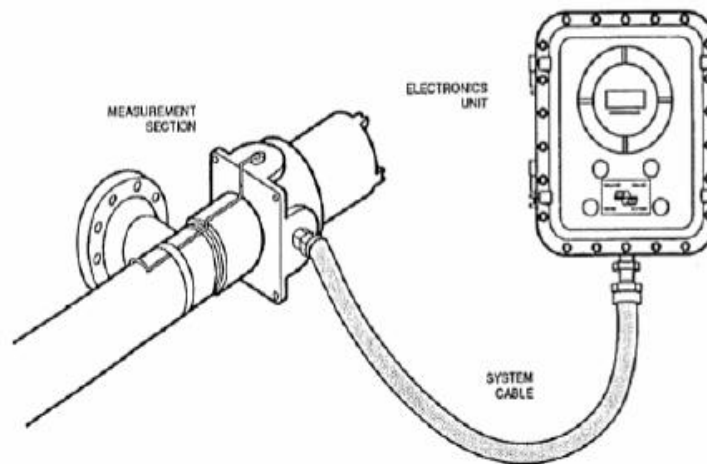
**3.4.2.2 Medidor de corte de agua Phase Dynamics.** Es un instrumento de precisión en tiempo real el cual mide el porcentaje de agua contenido en una corriente líquida de hidrocarburo. La técnica de medición está basada en un principio conocido como oscilador Load-Pull (Carga-Empuje).

El sistema está diseñado sin partes móviles y calibrados para la exactitud más alta sobre un amplio rango de cantidad de flujo, presión y temperatura. Este equipo es seleccionado por muchas razones, incluida la calidad, la reputación, la repetibilidad y la estabilidad; además, es usado en muchas aplicaciones, incluida la transferencia fiscal, la supervisión de la producción y las pruebas de pozos.

El sistema consta de tres componentes principales como se muestra en la figura 40.

- Una sección de medición.
- Una unidad electrónica.
- Un cable para el sistema.

**Figura 40.** Principales componentes del medidor Phase Dynamics.



**Fuente.** SCRIBS [en línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/258213725/2-Medidor-de-Corte-de-Agua>

Algunas de las especificaciones del sistema son: Rango de medición de (0 a 100%) de agua, temperatura del fluido de 60° a 160°F, presión de hasta 1500 psig, rango de la salinidad del agua de 0.5 a 8.0% estándar, exactitud y repetibilidad en la fase agua 1.0%, 0.5 y 0.2% respectivamente para la fase crudo.

Este equipo de medición se encuentra disponible en cuatro opciones de rango de medición de porcentaje de agua para una mejor adaptación a la aplicación requerida, los cuales son, rango bajo de (0-20%), rango medio de (0-Inversion), rango completo de (0-100%) y alto rango de (80-100%); por ejemplo, el medidor de bajo rango se usa típicamente para aplicaciones de transferencia de custodia o tuberías, mientras que el rango completo se usa para ciertas aplicaciones de prueba y producción de pozos donde hay un alto corte de agua.

Los Analizadores de rango completo y alto ofrecen Heuristic Salinity como una opción de producto para maximizar el rendimiento de la medición en aplicaciones donde el cambio de salinidad también es una variable de proceso.

**3.4.2.2.1 Principio de operación.** Este principio se basa en el uso de microondas del oscilador Load-Pull (Carga-Empuje). El Load Pull es el término dado para describir el cambio de la frecuencia del oscilador por medio de los componentes del circuito y la impedancia de la carga externa. La constante dieléctrica de los materiales en la sección de medición, a través de la cual las microondas se propagan, determinan la carga de la salida y la constante pérdida es determinada primordialmente por el contenido de sal del agua, donde una medición adecuada de la salinidad y una entrada apropiada a la unidad electrónica es esencial para una mejor exactitud.

A medida que la mezcla de líquidos que fluyen a través de la sección de medición, el oscilador detecta toda la sección transversal del flujo y cambia instantáneamente de frecuencia a medida que cambia la composición de este. Este cambio de frecuencia es una medida directa del porcentaje de agua en el flujo mezclado.

**3.4.2.2.2 Consideraciones de instalación y operación.** Tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El sensor de temperatura es insertado directamente dentro de la corriente del líquido a través de la pared de la tubería más cercana al oscilador de microondas.
- Los cuatro botones denominados “MENU”, “SELECT”, “VALUE”, “ENTER” en la unidad electrónica permiten al operador acceder a una variedad de parámetros y coeficientes. El valor para estos parámetros debe ser cambiado e ingresado dentro de la memoria de operación del sistema para proporcionar salidas apropiadas y mediciones de contenido de agua adecuado.
- La orientación preferida de la sección de medición es vertical con el extremo del oscilador hacia arriba.

- Para mejores resultados, el líquido que fluye en la sección de medición debe ser turbulento para mantener la mezcla de aceite/agua y para remover cualquier acumulación de gas o agua dentro de la sección de tubería.
- El rango recomendado de cantidad de flujo para un óptimo desempeño es de una velocidad de flujo de 1 a 10 pies por segundo (cerca de 700 a 7,000 barriles diarios para una sección de medición de 3 pulgadas).
- Si el gas libre está presente en la corriente del líquido, la salida debe ser montada más alto que la entrada para permitir al gas escapar de la sección de tuberías. El gas tiende a disminuir el contenido de agua calculado.
- La unidad electrónica es montada relativamente cerca de la tubería de la sección de medición. Un cable del sistema de 20 pies es suministrado para la interconexión.
- Cada analizador Phase Dynamics está calibrado cuidadosamente en la fábrica antes de la entrega (envío).
- Los efectos de la temperatura son importantes para la emulsión del aceite y del agua. La compensación para la temperatura debe estar incluida para el mejor funcionamiento del analizador.

#### **3.4.2.2.3 Ventajas.**

- Costo inicial dependiente del rango a adquirir.
- Costos de mantenimiento relativamente bajos.
- Sin partes móviles para un mantenimiento relativamente bajo.

- Medición en tiempo real del contenido de agua.
- Medición de la temperatura compensada para una alta exactitud.
- Protección a los rayos en la entrada del voltaje a la línea.
- Las pruebas autodiagnósticas incorporadas advierten de cualquier error
- 2 salidas de relevador; uno para errores del sistema, y otro para el punto de ajuste del contacto de la alarma.
- Salida analógica (0-20 mA ó de 4-20 mA seleccionable en campo).
- Canal de comunicaciones RS-422 proporcionado.
- El Computador para el aceite neto; acepta salidas de medidor de flujo (pulso o corriente seleccionable por el usuario) para dar valores de aceite neto, agua neta y/o fluido total.
- Hasta 50 sistemas de datos de calibración de una corriente específica pueden ser almacenados.

### 3.5 CARACTERISTICAS DE LOS MEDIDORES.

Para que los medidores de flujo puedan ser aplicados de forma correcta en la medición, estos deben contar con ciertas características que los hacen diferentes entre ellos. A continuación se describen las características metrológicas básicas que es necesario conocer para la buena selección de un medidor de flujo.

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

$$Exactitud = \frac{|Gasto\ real - Gasto\ medido|}{Gasto\ real} * 100\%$$

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

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

$$\text{Rangeabilidad} = \frac{\text{Máximo gasto que se puede medir}}{\text{Mínimo gasto que se puede medir}}$$

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

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

**Incertidumbre.** Es la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al verdadero valor de la magnitud medida, para su determinación

debe considerarse la distribución estadística de los resultados de series de mediciones así como las características de los equipos.

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

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

### **3.6 SELECCIÓN DE MEDIDORES.**

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

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

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

**3.6.1 Criterios de selección de un medidor de flujo.** Los criterios de selección que se tienen en cuenta al momento de elegir un medidor de flujo, se basan en tres importantes grupos que se describen a continuación:

**3.6.1.1 Tecnología.**

- **Grado de desarrollo:** Es el grado de avance tecnológico con el que cuenta el medidor, si es posible realizar la medición de una forma más remota, sin la necesidad de utilizar el recurso humano para su medición.
- **Garantía del fabricante:** El tiempo que el fabricante designa a cada medidor, en donde este puede ser útil sin presentar ningún tipo de inconvenientes en la medición.
- **Asistencia técnica:** Es el servicio prestado por los fabricantes de los medidores en caso de presentarse alguna inconformidad con el equipo, y éste requiera la asistencia de personal capacitado para repararlo.
- **Integrabilidad:** Es la resistencia que tiene el equipo para operar bajo extremas condiciones de operación, y mantener su funcionamiento correctamente.
- **Exactitud:** Es el grado de acercamiento del valor real con el valor medido que ofrece el medidor.
- **Rangeabilidad:** Se refiere a los valores mínimo y máximo que el instrumento es capaz de medir dentro del rango de precisión o exactitud especificado.

### 3.6.1.2 Instalación y operación.

- **Flujo volumétrico:** Es la capacidad que posee el medidor de operar con mayor eficiencia dentro de un rango de caudal.
- **Intervalo de viscosidad:** Es la propiedad que tiene un medidor para trabajar la medida de fluidez de los líquidos con mayor exactitud.
- **Rango de temperatura:** Es la característica por medio de la cual un medidor opera bajo ciertas condiciones de temperatura del fluido y del ambiente.
- **Rango de presión:** Es la capacidad por medio de la cual un medidor puede operar dentro de diferentes valores de presión en una línea de flujo, sin presentar obstrucciones en el valor medido.
- **Confiabilidad:** La confiabilidad hace referencia a la consistencia que tienen los resultados bajo las mismas condiciones de operación en un punto específico.
- **Facilidad de mantenimiento:** Hace referencia a la configuración del equipo (medidor), si es de fácil intervención en caso de necesitar alguna reparación y/o mantenimiento.
- **Fácil instalación.** Hace referencia a si el medidor necesita de acondicionamiento de flujo y montaje especial.
- **Calibración:** Conjunto de operaciones que establecen, en unas condiciones especificadas, la relación que existe entre los valores indicados por un instrumento de medida y los correspondientes valores conocidos de una magnitud física medida a través de patrones.

### 3.6.1.3 Presupuesto.

- **CAPEX:** Es la abreviatura de la expresión Inglés Capital Expenditure (en español, capex o gastos de capital) y es la cantidad de dinero gastado en la adquisición (o mejora) de los bienes de capital de una empresa en particular. El CAPEX es por lo tanto la cantidad de inversiones en equipos e instalaciones con el fin de mantener la producción de un producto o servicio o para mantener funcionando un negocio o un sistema particular.
- **OPEX:** Se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del negocio o del sistema. Por ejemplo, la compra de una máquina es CAPEX, mientras que el costo de mantenimiento es OPEX.

Ningún medidor cumplirá con todos los criterios, por lo tanto se necesita establecer una metodología que facilite la mejor selección, y para ello se debe asignar a cada criterio una calificación que determine su importancia en el proceso de medición y listar los diferentes medidores disponibles en el mercado.

En la tabla 1 se presenta una tabla comparativa de los atributos más representativos para los diferentes equipos de medición de flujo, el cual será de gran ayuda al momento de la selección del medidor.

En seguida se muestra la tabla 2, el cual contiene los atributos más importantes a tener en cuenta para la selección de un medidor de corte de agua donde se incluyen también atributos como el contenido de sal en el agua (salinidad) y el factor volumétrico del gas (GVF), puesto que debido a su presencia en la corriente de flujo pueden intervenir o no en el resultado de la medición, también se agrega su principal

característica que es el rango de medición el cual se refiere a la capacidad que tiene cada equipo para reportar el porcentaje de agua presente en el flujo mezclado.

**Tabla 1.** Comparación de atributos en los medidores de flujo.

<b>ATRIBUTO</b>	<b>D. POSITIVO</b>	<b>TURBINA</b>	<b>ULTRASÓNICO</b>	<b>CORIOLIS</b>
Exactitud	Alta	Alta	Medio-Alta	Alta
Rangeabilidad	Media	Media-Alta	Alta	Alta
Intervalo de viscosidad	Amplio	Bajo	Medio	Amplio
Costo de adquisición	Medio-Alto	Medio-Alto	Medio-Alto	Alto
Costo de mantenimiento	Medio-Alto	Medio	Medio	Medio
Rango de presión	Alto	Amplio	Amplio	Medio-Alto
Rango de temperatura	Medio-Alto	Amplio	Amplio	Medio-Alto
Flujo volumétrico	Bajo	Alto	Amplio	Medio
Integrabilidad	Baja	Baja	Medio	Medio-Alta
Confiabilidad	Alta	Alta	Medio-Alta	Alta
Fácil instalación	Bajo	Alto	Medio-Alto	Bajo
Calibración	Baja	Alta	Alta	Medio-Alta
Facilidad de mantenimiento	Alto	Medio-Alto	Bajo	Bajo
Grado de desarrollo	Medio-Alto	Medio	Bajo	Medio-Alto
Garantía del fabricante	Medio-Alto	Medio	Medio-Alto	Medio-Alto
Asistencia técnica	Medio-Alto	Medio	Medio-Alto	Medio-Alto

**Tabla 2.** Comparación de atributos en los medidores de corte de agua.

<b>ATRIBUTO</b>	<b>RED EYE 2G</b>	<b>PHASE DYNAMYCS</b>
Exactitud	Alta	Alta
Salinidad	Baja	Medio-Alta
Rango de medición	Amplio	Amplio
GVF	Bajo	Medio-Alto
Costo de adquisición	Medio	Medio
Costo de mantenimiento	Bajo	Bajo
Rango de presión	Amplio	Amplio
Rango de temperatura	Amplio	Amplio
Flujo volumétrico	Amplio	Amplio
Integrabilidad	Alta	Alta
Confiabilidad	Alto	Medio-Alta
Fácil instalación	Bajo	Bajo
Calibración	Baja	Media
Facilidad de mantenimiento	Bajo	Bajo
Grado de desarrollo	Alto	Alto
Garantía del fabricante	Medio-Alta	Medio-Alta
Asistencia técnica	Medio-Alta	Medio-Alta

#### **4. EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA.**

Teniendo en cuenta las facilidades de superficie del campo Yariguí-Cantagallo, las condiciones operacionales con que se cuenta, las especificaciones técnicas de los equipos de medición, las propiedades de los fluidos (crudo-agua) y la ubicación de los puntos en donde se quiere realizar la medición de flujo, se realizó el siguiente análisis con base en los criterios de selección para un medidor de flujo y corte de agua, tomando como referencia un 50% para instalación y operación, un 20% para tecnología y finalmente un 30% para presupuesto, dando así todos los porcentajes de acuerdo a las necesidades y exigencias actuales del campo.

Es por esto, que una única opción en la toma de decisión puede tornarse insuficiente cuando se analizan proyectos complejos, sobre todo cuando las decisiones pueden afectar a muchas personas. Por tal motivo el método de evaluación y decisión de matriz multicriterio empleada para esta selección comprende un conjunto de alternativas que resume la evaluación de cada una de ellas en el cual se consideraron criterios diferenciadores, para una valoración (precisa o subjetiva) de cada uno de los criterios en donde se requiere la participación de los interesados en el desarrollo del proyecto ya que esta escala de medida puede ser cuantitativa o cualitativa.

En la Tabla 3 y 4 se muestra la matriz de decisión multicriterio que fue empleada para la selección del medidor de flujo y de corte de agua respectivamente, en donde se valora cada punto de medición de acuerdo a sus necesidades realizando un análisis aproximadamente igual para los tres puntos de ubicación de los medidores; asignándose así los porcentajes y de esta manera seleccionando el medidor que mejor cumple las características de acuerdo a lo requerido por el campo.

**Tabla 3.** Matriz de decisión multicriterio para los medidores de flujo.

PARAMETROS DE EVALUACIÓN				CALIFICACIÓN CUANTITATIVA							
				TIPOS DE MEDIDORES							
CRITERIO	PESO (%)	ATRIBUTO	PESO (%)	DESPLAZAMIENTO POSITIVO		TURBINA		ULTRASÓNICO		CORIOLIS	
				Calificación	Resultado	Calificación	Resultado	Calificación	Resultado	Calificación	Resultado
INSTALACIÓN Y OPERACIÓN	50	Flujo volumetrico	15	7	1.1	8	1.2	9	1.35	10	1.5
		Rango de presión	10	7	0.7	9	0.9	9	0.9	8	0.8
		Intervalo de viscosidad	15	8	1.2	10	1.5	8	1.2	9	1.35
		Rango de temperatura	10	9	0.9	9	0.9	9	0.9	9	0.9
		Facilidad de mto.	15	7	1.1	8	1.2	10	1.5	10	1.5
		Fácil instalación	15	10	1.5	7	1.05	8	1.2	10	1.5
		Confiabilidad	15	10	1.5	10	1.5	9	1.35	10	1.5
		Calibración	5	10	0.5	7	0.35	7	0.35	8	0.4
SUBTOTAL			100		8.4		8.6		8.75		9.45
TECNOLOGÍA	20	Integrabilidad	25	7	1.75	7	1.75	9	2.25	9	2.25
		Exactitud	30	10	3	10	3	9	2.7	10	3
		Grado de desarrollo	15	9	1.35	8	1.2	7	1.05	9	1.35
		Rangabilidad	20	8	1.6	9	1.8	10	2	10	2
		Garantía del fabricante	5	9	0.45	8	0.4	9	0.45	9	0.45
		Asistencia técnica	5	9	0.45	8	0.4	9	0.45	9	0.45
SUBTOTAL			100		8.6		8.55		8.9		9.5
PRESUPUESTO	30	CAPEX	70	8	5.6	8	5.6	8	5.6	7	4.9
		OPEX	30	8	2.4	9	2.7	9	2.7	9	2.7
SUBTOTAL			100		8.0		8.3		8.3		7.6
TOTAL	100				8.32		8.5		8.65		8.91

Para una escala de calificación de 1 a 10 el resultado que ofrece la matriz de decisión multicriterio en la selección del medidor de flujo es el Coriolis con una valoración de 8.91, siendo este la mejor opción para adaptarse a las condiciones requeridas.

**Tabla 4.** Matriz de decisión multicriterio para los medidores de corte de agua.

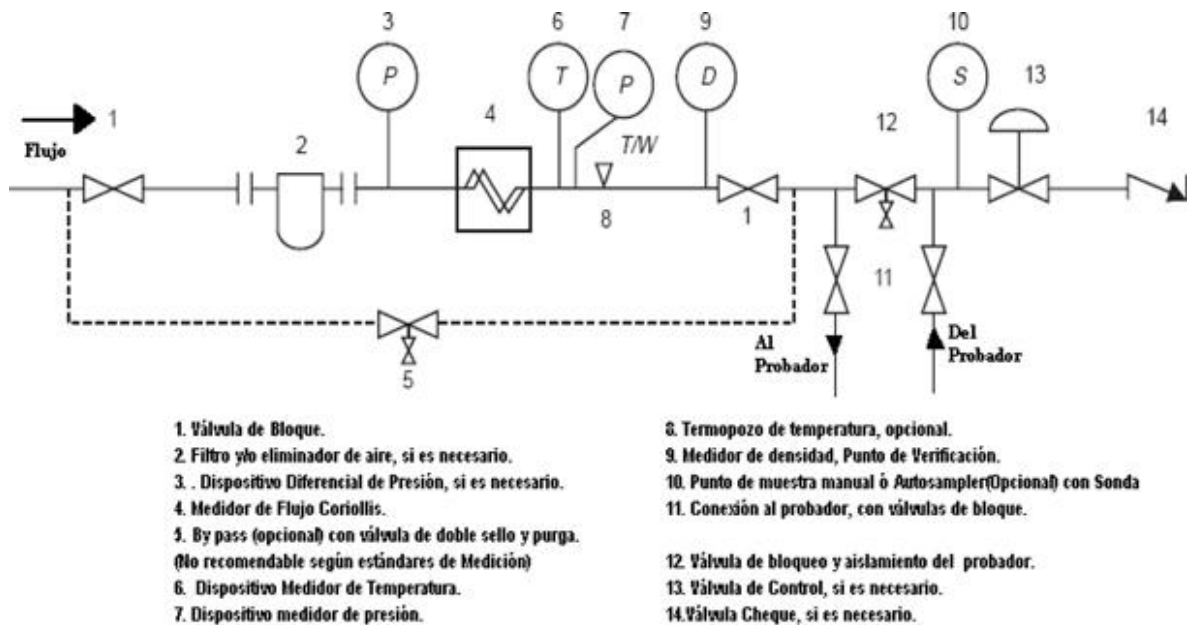
PARAMETROS DE EVALUACIÓN				CALIFICACIÓN CUANTITATIVA			
				TIPOS DE MEDIDORES			
CRITERIO	PESO (%)	ATRIBUTO	PESO (%)	RED EYE 2G		PHASE DYNAMYCS	
				Calificación	Resultado	Calificación	Resultado
INSTALACIÓN Y OPERACIÓN	50	Flujo volumetrico	15	9	1.4	9	1.35
		Rango de presión	10	9	0.9	9	0.9
		Salinidad	15	10	1.5	8	1.2
		GVF	10	10	1.0	8	0.8
		Rango de temperatura	10	9	0.9	9	0.9
		Facilidad de mtto.	10	10	1.0	10	1
		Fácil instalación	10	10	1.0	10	1
		Confiabilidad	15	10	1.5	9	1.35
		Calibración	5	10	0.5	9	0.45
SUBTOTAL			100		9.65		8.95
TECNOLOGÍA	20	Integrabilidad	25	10	2.5	10	2.5
		Exactitud	30	10	3	10	3
		Grado de desarrollo	15	10	1.5	10	1.5
		Rango de medición	20	9	1.8	10	2
		Garantía del fabricante	5	9	0.45	9	0.45
		Asistencia técnica	5	9	0.45	9	0.45
SUBTOTAL			100		9.7		9.9
PRESUPUESTO	30	CAPEX	70	8	5.6	8	5.6
		OPEX	30	10	3	10	3
SUBTOTAL			100		8.6		8.6
TOTAL	100				9.3		9.0

Según la matriz de decisión multicriterio para la selección del medidor de corte de agua el medidor elegido es el Red Eye 2G con una valoración de 9.3, siendo así sus atributos los que más se ajustan a las condiciones requeridas.

## 5. PUNTOS DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA.

Como primera medida se muestra el diagrama de instalación recomendado para el medidor de flujo coriolis según la norma API MPMS capítulo 5.

**Figura 41.** Diagrama de instalación medidor de flujo coriolis.



**Fuente.** Norma API MPMS capítulo 5.

A continuación se muestran los tres puntos de ubicación del sistema de medición dinámica donde será instalado el medidor de flujo coriolis seguido por el medidor de corte de agua Red Eye 2G para cada una de las estaciones de recolección.

**5.1. Punto estación auxiliar.** La ubicación del sistema de medición dinámica de la estación auxiliar se realizará paralelo a la trampa de recibo de la línea 10" ubicada en Isla VI, esto debido a la alta vibración que se presenta en la línea de descarga a la salida de las bombas en la estación.

**Figura 42.** Punto de ubicación de los medidores para la estación auxiliar (en isla VI).



**Fuente.** Ecopetrol S.A

En las tablas 5 y 6 se resumen los parámetros relacionados con las propiedades de los fluidos (crudo-agua) y las condiciones de flujo de la estación auxiliar.

**Tabla 5.** Propiedades de los fluidos (crudo-agua) de la estación auxiliar.

<b>Viscosidad del crudo (cp.)</b>	300-1400
<b>Densidad del crudo (°API)</b>	18-20,5
<b>Salinidad del agua (ppm)</b>	30000
<b>Contenido de N<sub>2</sub> (%molar)</b>	1,1752
<b>Contenido de CO<sub>2</sub> (%molar)</b>	0,4042
<b>Contenido de H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	0

**Tabla 6.** Condiciones de flujo de la estación auxiliar.

<b>Flujo volumétrico (bpd)</b>	7500-45000
<b>Diámetro de la línea (in)</b>	8
<b>Presión de descarga (psi)</b>	90-320
<b>Temperatura de operación (°F)</b>	90-100
<b>Corte de agua (%)</b>	0-100
<b>Dirección del flujo</b>	Horizontal

**Nota:** Por segregación de tanques puede presentarse un corte de agua variable de 0 a 100%.

**5.2. Punto estación isla IV.** La ubicación del sistema de medición dinámica de la estación isla IV se realizará sobre la línea de 6" de despacho de fluidos que se encuentra paralela al dique de encerramiento de los tanques de almacenamiento.

**Figura 43.** Punto de ubicación de los medidores para la estación isla IV.



En las tablas 7 y 8 se resumen los parámetros relacionados con las propiedades de los fluidos (crudo-agua) y las condiciones de flujo de la estación isla IV.

**Tabla 7.** Propiedades de los fluidos (crudo-agua) de la estación isla IV.

<b>Viscosidad del crudo (cp.)</b>	300-1400
<b>Densidad del crudo (°API)</b>	18-20,5
<b>Salinidad del agua (ppm)</b>	30000
<b>Contenido de N<sub>2</sub> (%molar)</b>	1,1752
<b>Contenido de CO<sub>2</sub> (%molar)</b>	0,4042
<b>Contenido de H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	0

**Tabla 8.** Condiciones de flujo de la estación isla IV.

<b>Flujo volumétrico (bpd)</b>	7500-25200
<b>Diámetro de la línea (in)</b>	6
<b>Presión de descarga (psi)</b>	80-250
<b>Temperatura de operación (°F)</b>	90-100
<b>Corte de agua (%)</b>	0-100
<b>Dirección del flujo</b>	Horizontal

**Nota:** Por segregación de tanques puede presentarse un corte de agua variable de 0 a 100%.

**5.3. Punto estación isla VI.** La ubicación del sistema de medición dinámica de la estación isla VI se instalara a la salida de la línea de varios de 6" que va hacia los tanques gun barrel y 5A a partir de la brida ciega.

**Figura 44.** Punto de ubicación de los medidores para la estación isla VI.



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

En las tablas 9 y 10 se resumen los parámetros relacionados con las propiedades de los fluidos (crudo-agua) y las condiciones de flujo de la estación isla VI.

**Tabla 9.** Propiedades de los fluidos (crudo-agua) de la estación isla VI.

<b>Viscosidad del crudo (cp.)</b>	300-1400
<b>Densidad del crudo (°API)</b>	18-20,5
<b>Salinidad del agua (ppm)</b>	30000
<b>Contenido de N<sub>2</sub> (%molar)</b>	1,1752
<b>Contenido de CO<sub>2</sub> (%molar)</b>	0,4042
<b>Contenido de H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	0

**Tabla 10.** Condiciones de flujo de la estación isla VI.

<b>Flujo volumétrico (bpd)</b>	1000-15000
<b>Diámetro de la línea (in)</b>	6
<b>Presión de descarga (psi)</b>	30-100
<b>Temperatura de operación (°F)</b>	90-100
<b>Corte de agua (%)</b>	10-100
<b>Dirección del flujo</b>	Horizontal

**Nota:** La salida de flujo de los separadores pasa directo a la línea en la cual se desea realizar la medición.

## **6. EVALUACIÓN ECONÓMICA.**

Como parte final de este proyecto se presenta el análisis económico que define la viabilidad para la instalación del sistema de medición dinámica que más se ajusta técnicamente a las estaciones de recolección del campo Yariguí-Cantagallo.

Cabe resaltar que para la implementación de este tipo de proyectos lo más importante y que se debe tener en cuenta es el costo total de la inversión porque de ahí depende si el campo decide implementar o no el proyecto. Para este caso en el

campo Yarigui-Cantagallo existe una división de proyectos llamada ICOS el cual consiste en proyectos de mejora para el campo y si hay el capital necesario para ejecutarlos. De igual manera a continuación se muestra un caso base y un caso futuro que se basan en una estimación económica de diferida de producción para demostrar de donde se recuperara la inversión del proyecto.

El análisis financiero se basa en la relación beneficio-costos que genera la implementación del sistema de medición dinámica, donde el principal beneficio será la disminución de diferida o pérdidas de producción consecuente al buen control en la medición, mejor balance volumétrico de los fluidos crudo-agua y por ende un mejor monitoreo en la producción de los pozos.

La evaluación económica se desarrolló teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- TRM: 2800
- Precio WTI: 68 US\$
- Tiempo de evaluación: 2 años
- Tasa de descuento (Ecopetrol): 11.1%

A continuación se da a conocer el caso base (actual), y el caso futuro (con los medidores instalados), para un periodo de dos años.

## **6.1 CASO BASE.**

Como principal medida para realizar el análisis al caso actual del campo se trabajó la variable de las pérdidas estimadas o diferida en la producción que se puede presentar a diario debido a que no se está realizando un buen control y balance volumétrico en la medición de fluidos (crudo-agua) por medio de la medición estática en las estaciones de recolección del campo y como consecuencia no poder determinar más a tiempo y con certeza en que estación puede estar caída la

producción y cuales pozos no están produciendo lo que deberían producir según el potencial de cada uno, es por esta razón que en el campo se presenta una diferida de 80 BOPD en promedio con respecto al potencial de producción de crudo del campo, donde se estima que existe una máxima probabilidad de ocurrencia en diferida de producción del 50% a causa del mal control en la medición, por lo tanto para este caso base se asignan 40 BOPD, dicha diferida para el caso base se muestran en la tabla 11.

**Tabla 11.** Diferida económica caso base.

Año	# Barriles diferidos	Precio de venta (US\$)	Precio total (US\$)
1	14.600	57	832.200
2	14.600	57	832.200

**Nota:** En el precio de venta ya está descontado el lifting cost del campo que es de aproximadamente 11 US\$/barril.

Por ende, se puede evidenciar, que la diferida económica para un periodo de 2 años es de aproximadamente **1.664.400 US\$**.

## 6.2 CASO FUTURO.

La evaluación económica para el caso futuro se realizó teniendo en cuenta las inversiones, costos de mantenimiento y disminución de diferida.

**6.2.1 Inversiones.** Las inversiones para el proyecto están comprendidas por la mano de obra, materiales y equipos para la puesta en marcha del proyecto, dichas inversiones se detallan en la tabla 12.

**Tabla 12.** Costos de la inversión.

Descripción		Estación Auxiliar	Estación Isla IV	Estación Isla VI
<b>Mano de Obra</b>	Mano de Obra Eléctrica	3.571,43	3.571,43	3.571,43
	Mano de Obra Tubería	10.638,41	6.537,53	8.383,93
	Mano de Obra Instrumentos	11.071,43	6.071,43	4.285,71
	Actividad Civil	11.447,20	5.998,88	1.005,53
<b>Materiales</b>	Materiales Eléctricos	10.200,21	3.720,75	2.424,86
	Materiales Tubería	14.285,71	14.285,71	14.285,71
	Materiales Instrumentos	5.357,14	5.357,14	5.357,14
Subtotal		66.571,54	45.542,88	39.314,31
<b>Equipos</b>	Medidor de corte de agua	23.614,29	23.614,29	23.614,29
	Mezclador Estático	9.010,71	8.182,14	8.182,14
	Computador de Flujo	5.986,43	5.986,43	5.986,43
	Medidor de Flujo	108.071,43	95.647,32	95.647,32
Subtotal		146.682,86	133.430,18	133.430,18
<b>Total</b>		<b>213.254,40</b>	<b>178.973,06</b>	<b>172.744,49</b>

Fuente. Ecopetrol S.A.

El costo total de la inversión es de **564.971,95 US\$**.

**6.2.2 Costos de mantenimiento.** Están asociados a los costos por operación y mantenimiento de los sistemas de medición, el cual se estima que se debe realizar cada 3 meses por un valor de 1.131,66 US\$ cada uno.

**Tabla 13.** Costos de mantenimiento.

Año	Cantidad	Costo mto.(US\$)	Costo Total (US\$)
1	3	4.526,64	13.579,92
2	3	4.526,64	13.579,92

Los costos totales de mantenimiento para los 2 años son de aproximadamente **27.159,84 US\$**.

**6.2.3 Disminución de diferida.** Los beneficios del proyecto están asociados a la disminución en la diferida consecuente a que con la instalación del sistema de medición dinámica se optimizara el porcentaje de probabilidad de ocurrencia de falla, reduciéndolo de 50 hasta un 2%. Dicha diferida para el caso futuro se muestra en la tabla 14.

**Tabla 14.** Diferida económica caso futuro.

Año	# Barriles diferidos	Precio de Venta (US\$)	Precio Total (US\$)
1	292	57	16.644
2	292	57	16.664

**Nota:** En el precio de venta ya está descontado el lifting cost del campo que es de aproximadamente 11 US\$/barril.

Para el caso futuro se tendrá una diferida económica aproximada de **33.288 US\$** para el periodo de dos años.

### 6.3 RESULTADOS.

La evaluación económica se realizó, teniendo en cuenta la diferida para el caso base, el total de la inversión, costos de mantenimiento y la diferida para el caso futuro, dichos resultados se muestran en la tabla 15.

**Tabla 15.** Resultados de la evaluación económica.

Año	Caso base	Caso futuro		Flujo de Caja	BENEFICIO
0	564.971,95			-564.971,95	-564.971,95
1	832.200	13.579,92	16.644	801.976,08	721.850,66
2	832.200	13.579,92	16.644	801.976,08	649.730,56

- ✓ Beneficio @ 11,1%: **806.609,27 US\$**
- ✓ TIR: **89%**
- ✓ R B/C: **2,3**
- ✓ Payback: **9,39 Meses.**

El resultado de la evaluación económica para el proyecto muestra un beneficio de 806.609,27 US\$, una TIR del 89% y una relación beneficio-costos de 2,3, lo cual evidencia la viabilidad de realizar este proyecto, teniendo una recuperación en la inversión a los 9,39 meses aproximadamente.

## 7. CONCLUSIONES

- La medición de flujo es uno de los procesos más importantes en la industria petrolera, ya que los hidrocarburos son una fuente importante de ingresos económicos para todos los países, su venta representa la culminación de todas las operaciones de perforación, producción y procesamiento en superficie. Por tal motivo es necesario que los equipos utilizados para su medición sean lo más precisos posible para con ello evitar pérdidas económicas por una mala medición.
- Para el Campo Yariguí-Cantagallo, técnicamente es viable la implementación del sistema de medición dinámica (medidor de flujo coriolis y medidor de corte de agua Rey Eye 2G), puesto que es el sistema que más se ajusta a las propiedades de los fluidos (crudo-agua) y condiciones de flujo de cada una de las estaciones de recolección.
- La evaluación económica del proyecto es positiva, dando como resultado un beneficio de 806.609,27 US\$, una TIR del 89% y una relación beneficio-costos de 2,3, lo cual afirma que el proyecto tiene viabilidad económica para su ejecución.
- Con la implementación del sistema de medición dinámica se logrará disminuir el grado de incertidumbre en la medición, aportando así para el campo un mejor control en la producción y de igual manera tener una mayor confiabilidad volumétrica para el balance de (crudo-agua) entre las estaciones de recolección.
- La selección adecuada de un medidor depende del tipo de fluido y sus propiedades, condiciones operacionales, características de cada equipo y parámetros requeridos. Por ello cuando se desea implementar un dispositivo

de medición es necesario realizar un estudio y análisis cuidadoso de todos los criterios que se deben tener en cuenta para dicha selección.

- Los medidores coriolis son de mayor exactitud al proporcionar mediciones directas del gasto másico y densidad, haciendo que factores como la presión y temperatura no afecten el resultado en la medición de volumen, como si ocurre en los medidores convencionales volumétricos.
- Aun cuando el costo inicial del medidor coriolis podría parecer alto; al analizar los beneficios a largo plazo, la inversión realizada al implementar dicho medidor es remunerada por sus buenos resultados en la medición, colocándolo como la opción más viable para obtener una buena relación beneficio/costo.

## 8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda instalar también medidores coriolis a la salida de los separadores de prueba en las estaciones auxiliar e isla IV; aunque allí ya se cuenta con otro tipo de medidor sin embargo se debería implementar gracias a que por bajo grado de incertidumbre se podrán obtener mejores resultados en las pruebas de producción de los pozos y de esta manera tener un mejor monitoreo de los mismos.
- Es necesario que se verifique que los fluidos a ser medidos se encuentre en una sola fase (flujo monofásico) para así poder obtener la mayor exactitud posible y que los medidores no registren mayor volumen del que es procesado.
- Se recomienda instalar para el caso de las estaciones auxiliar e isla IV un by-pass con válvulas de bloqueo que permita inspeccionar los medidores sin interrumpir el flujo.
- Es recomendable llevar a cabo un análisis a profundidad, en el que se evalúen todos los factores posibles que puedan alterar el desempeño de los medidores, ya que la finalidad de su implementación es obtener un buen control en las mediciones y así reducir la diferida de producción del campo.
- También se recomienda instalar el sistema de medición por automatización o telemetría el cual garantiza mediciones más exactas de nivel de (crudo-agua), temperatura y presión; para así obtener un mejor control de inventarios y prevención de sobrellenado, lo que asegurara operaciones más eficientes.

## BIBLIOGRAFIA

- ADANIYA HIGA, Beatriz Juana. Metodología para la estimación de la incertidumbre asociada a los medidores de flujo de gas natural de tipos: ultrasónico y por presión diferencial. Lima-Perú 2013. Tesis de Maestría presenta a la Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica.
- ALVARADO ARELLANO, Félix. Metodología para medición de líquidos en pozos. México D.F. 2007. Tesis de maestría presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.
- BUENO PATARROYO, Diego Fernando. NIETO NIETO, Walter Joan. Implementación de un sistema de medición y fiscalización de custodia de crudo en la estación de transferencia de campo Moriche. Bucaramanga 2010. Tesis presentada a la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas.
- CAMPOS LOPEZ, Omar Aarón. Programa de cómputo para dimensionalizar medidores de flujo por presión diferencial en líquidos. México D.F. 2008. Tesis presentada al Instituto Técnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.
- CANCINO GARCIA, Fabio Andrés. Evaluación Técnico-Económica para la implementación del sistema de medición de gas producido por el anular de los pozos en el Campo Yarigui-Cantagallo. Bucaramanga 2015. Tesis presentada a la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas.

- CASTILLO ROSADO, Ahuitzol. DOMÍNGUEZ TABARES, Diana del Carmen. Tecnologías para medición de la producción de aceite crudo con agua. Ciudad de México 2017. Tesis presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.
- CÓRDOVA LASCANO, Marco Rolando. VELÁSQUEZ PÉREZ, Diego Javier. Instalación y montaje de un banco de pruebas de caudal, para el laboratorio de instrumentación de la Facultad de Mecánica. Riobamba-Ecuador 2008. Tesis presentada a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. Facultad de Mecánica.
- DURAN ATILANO, Iván. Medición de fluidos por efecto coriolis. México D.F 2010. Tesis presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.
- ECOPETROL S.A. Manual de medición de hidrocarburos-Capítulo 5. Medición Dinámica. 2008.
- ECOPETROL S.A. Manuales de operación estación auxiliar, de bombeo e isla IV. Campo Yariguí-Cantagallo-GRI. 2010.
- ECOPETROL S.A. Manuales de operación planta deshidratadora, inyección de agua (PIA) y compresora de gas. Campo Yariguí-Cantagallo-GRI. 2010.
- HUEY GIL, Faneli Mireli. Aplicación de medidores de flujo en hidrocarburos para transferencia de custodia. México D.F. Tesis presentada a la Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de estudios superiores Zaragoza.

- MORALES GUTIÉRREZ, Marcelo René. Mejoramiento del sistema de medición de prueba de pozos y bsw en las plataformas del bloque 16 de Repsol. Quito 2013. Tesis presentada a la Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería Química.
- NIETO. J GOMEZ. V FERNANDEZ. F Ardila J Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yariguí-Cantagallo VMM Colombia.
- NOVA VALENZUELA, Andrés Mauricio. Medición y control de concentración de metanol en un biorreactor para la producción de la enzima IDS<sub>hr</sub>. Bogotá D.C. 2011. Tesis de Maestría presentada a la Universidad Pontificia Universidad Javeriana. Facultad de Ingeniería.
- PETROGREEN S.A. Medidor de Petróleo Neto Red Eye. Buenos Aires-Argentina 2003. [En línea] [http://www.oilproduction.net/files/Catalogo\\_Red\\_Eye.pdf](http://www.oilproduction.net/files/Catalogo_Red_Eye.pdf)
- PHASE DYNAMICS, INC. Analizador de hidrocarburos en agua para rango completo. Manual de instrucciones e instalación. Octubre 2007. [En línea] <https://vdocuments.site/2-medidor-de-corte-de-agua.html>
- PHASE DYNAMICS. Technology for Precision Measurements. Water-Cut Analyzers. [En línea] <http://www.phasedynamics.com/index.php/products/watercutanalyzer>
- WEATHERFORD COMPANY. Red Eye 2G Medidor de Corte Agua. 2005-2006. [En línea] <https://www.yumpu.com/en/document/view/49383566/red-eye-2g-water-cut-meter-spanish-e-production-solutions>

- ZUÑIGA MENDOZA, Bladimir. DIAZ ORDUZ, Luis Ángel. Criterios de selección de tecnologías para la implementación de sistemas de medición en los procesos de fiscalización y custodia de hidrocarburos. Cartagena 2014. Tesis presentada a la Universidad de San Buenaventura. Facultad de Ingeniería.