

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE TOMA DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN
UN CAMPO COLOMBIANO**

**ZAIRA LISETH DE LAS MERCEDES ARIAS PINZÓN
CINDY TATIANA MAYORGA CERÓN**

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

2013

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE TOMA DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN
UN CAMPO COLOMBIANO**

**ZAIRA LISETH DE LAS MERCEDES ARIAS PINZÓN
CINDY TATIANA MAYORGA CERÓN**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Ing. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

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

013

DEDICATORIA

A creador de todas las cosas, el que me ha dado fortaleza para continuar cuando a punto de caer he estado, por ello con toda la humildad que de mi corazón puede emanar, dedico primeramente mi trabajo a Dios.

A mi tía Ruth, Gracias por regalarme tan sabios consejos, por su apoyo incondicional y por demostrarme la gran Fe que tiene en mí.

A mis padres, por su apoyo de alguna u otra forma, porque sin ellos tal vez no sería la persona que soy hoy en día.

A mis hermanos Tania y Juan Diego, porque son las dos personas más importantes en mi vida, gracias por su apoyo, amor y sobre todo por creer en mí, los amo.

A Miguel Angel M, Oscar R, Gustavo G, Victor R, Luisa, Marcela R, Laura C, Carlos A, Sebastian L, Tatiana M, gracias, sin su compañía y apoyo mi vida universitaria no tendría tan magnificas historias.

A mis amigas Tatiana H, Tatiana C, Julie DLP, Laura P, porque así pasen los años y estemos más lejos que nunca siempre he tenido su apoyo incondicional.

A Cesar Eduardo Lopez, porque tu ayuda fue de vital importancia para el desarrollo de esta tesis.

A Cristian P, porque en todos estos 7 años siempre has estado pendiente de cada uno de mis pasos.

A Erik M, porque más que ser mi profesor y director de tesis es un amigo, gracias por toda tu colaboración.

Familia y amigos sin ustedes nada tendría sentido, sencillamente este logro es también de ustedes... Gracias.

ZAIRA LISETH ARIAS PINZON

DEDICATORIA

A Diós todo poderoso que há sido mi luz para caminar por el sendero adecuado, porque gracias a el hoy he podido culminar con esta etapa que un día emprendi y que aunque tuve muchos tropiezos siempre el estuvo a mi lado bendiciendome y dandome las fuerzas para seguir adelante.

A mis padres por ser ese ejemplo a seguir porque siempre me han demostrado que aunque las cosas sean difíciles con tenacidad y verraquera se pueden lograr, gracias por ser ese apoyo incondicional.

A mi hermana porque siempre há sido la razon por la cual me esfuerzo cada dia mas, para ser el ejemplo a seguir demostrandole que las cosas con sacrificios siempre se pueden alcanzar estoy agradecida, por tenerte como hermana.

A mi familia por ser esa gran compañía que sé, que siempre me tuvieron en sus oraciones cuando tenia parciales o dificultades porque me han enseñado que la familia es el núcleo de La vida.

A mis amigos Zaíra A, Gustavo G, Miguel Angel M, Victor R, Laura C, Luisa, Oscar R, por ser quienes me acompañaron en este ciclo, por darmen concejos y halones de oreja.

A Cesar Eduardo Lopez por ser unas de las personas que más nos apoyo en la realización de nuestra tesis.

Al Ingeniero Erik Montes que nos colaboro siempre a pesar de lo difícil que fué finalizar nuestra tesis desde La distancia.

Familia mi felicidad es su felicidad hoy orgullosamente puedo decirles que lo logramos.

TATIANA MAYORGA CERON

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE TOMA DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO¹

AUTORES: ZAIRA LISETH ARIAS PINZÓN, CINDY TATIANA MAYORGA CERÓN²

DESCRIPCIÓN:

Ante el crecimiento de producción que se han venido presentando en Colombia y en este caso específico en los campos de castilla, en el Meta, los cuales han sido todo un reto a la hora de cumplir con el requerimiento del ministerio de minas y energía de realizar una prueba de producción mensual por cada pozo, el cual ya no es un problema, debido al gran desarrollo tecnológico que se há venido presentando en la industria del petróleo llevando a la solución del no cumplimiento con la normatividad.

Una de las etapas más importantes en la industria petrolera es la producción de hidrocarburo, el cual nos permite estudiar y aplicar diferentes herramientas que forman parte vital para el desarrollo de las pruebas de producción de los campos petroleros teniendo en cuenta cuáles de ellas se ajustan más a las propiedades del campo y del fluido que se produce.

El desarrollo de este proyecto comprendió una recopilación de todas las tecnologías utilizadas para la medición del hidrocarburo resaltando las nuevas tecnologías que han salido al mercado petrolero las cuales presentan ventajas significativas para una medición precisa, acertada y óptima evitando así fallas humanas que conlleven a cierre de pozos en producción o mediciones imprecisas del hidrocarburo.

Además en esta investigación se plantean escenarios validos con infraestructuras adecuadas con el fin de generar la mejor estrategia para el cumplimiento del requerimiento de minas y energía del país.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos Director Ing. Erik Giovany Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF MAKING PROCESS PRODUCTION TESTS IN A COLOMBIAN FIELD³

AUTHORS: ZAIRA LISETH ARIAS PINZÓN, CINDY TATIANA MAYORGA CERÓN⁴

DESCRIPTION:

According with the specific case that has been occurring in the fields of Castilla, Meta, Colombia which is due to the growth of the production, the requirements of the Ministry Of Mines and Energy have become to be a challenge in order to do the production testing every month for each oil wells. However, these requirements don't affect the procedures in the tests due to the great technological development that has been taken in the oil industry leading to the solution of non-compliance with the regulations.

One of the most important stages in the oil industry is the production of hydrocarbon which allows us to study and use the different tools as part in the development of the oilfield production testing, giving attention to fit more field properties and the fluid occurs.

In the development of this project is realized a compilation of all of the technologies used to measure hydrocarbon, highlighting new technologies that have become use in the oil market and also have significant advantages for the accurate measurement procedure. This will help to avoid and reduce the human failings that lead to closure of the production in the oil wells or incorrect measures of the hydrocarbon.

This investigation also presents all of possible scenarios in order to attract the best strategy for fulfilling the requirements of the country's mine and energy infrastructure.

³ Degree project

⁴ Physical and Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering Director Ing. Erik Giovany Montes Páez.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	19
1.1. MEDICIÓN DE CRUDO.....	20
1.2. MEDICIÓN ESTÁTICA	21
1.2.1. Cintas de medición	21
1.2.2. Plomadas de medición	23
1.2.3. Pasta de medición de agua	24
1.2.4. Medición al vacío.....	25
1.2.5. Medición a fondo	28
1.2.6. Medición de agua libre	30
1.2.7. Medición de temperatura	31
1.2.8. Tablas de calibración de tanques	32
1.2.9. Condiciones necesarias	32
1.2.10. Liquidación de tanques.....	33
1.3. MEDICIÓN DINÁMICA.....	35
1.3.1. Medidores de Desplazamiento Positivo	35
1.3.2. Medidores volumétricos indirectos.....	43
1.3.3. Medidor de turbina	44
1.3.4. Medidor tipo turbina helicoidal.....	51
1.3.5. Norma API MPMS 5.8 (Medidor Ultrasónico).....	53
1.3.6. Medidores de flujo tipo platina de orificio	57
1.3.7. Norma API MPMS 5.6 (Medidor Coriolis)	63
1.4. SELECCIÓN DE MEDIDORES	69
1.4.1. Comparación de los medidores aceptados para transferencia de Custodia ...	72
1.5. UNIDADES LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER)	74
1.5.1. Componentes de las Unidades LACT	75
2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CASTILLA.....	81
2.1. LOCALIZACION GEOGRAFICA.....	82

2.2.	GEOLOGIA	83
2.3.	PROPIEDADES PETROFISICAS DEL YACIMIENTO	84
2.4.	PROPIEDADES DEL PETROLEO Y AGUA	84
2.5.	RESEÑA HISTORICA.....	86
2.6.	CONDICIONES OPERATIVAS Y DE PRODUCCION	89
2.7.	METODOLOGÍA ACTUAL DE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	94
3.	ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	99
3.1.	DESCIPCION DE LOS MEDIDORES	99
3.1.1.	Medidor Coriolis	99
3.1.2.	Medidor Red Eye	102
3.1.3.	Medidor Multifasico	104
3.1.4.	Servicio Well testing	106
3.2.	DISTRIBUCION ESTRUCTURAL DE LA EC2	107
3.3	PROPUESTA Y DESCRIPCION DE ESCENARIOS.....	109
3.3.1.	Escenario I (100% Coriolis)	110
3.3.2.	Escenario II (100% Multifasico).....	113
3.3.3.	Escenario III	115
4.	ANÁLISIS TECNICO FINANCIERO	117
4.1.	ANÁLISIS TÉCNICO	117
4.1.1.	Medidor Coriolis	117
4.1.2.	Medidor de corte de agua Red Eye	119
4.1.3.	Medidor Multifasico Vx	120
4.1.4.	Servicio Well Testing	121
4.1.5.	Test Tank	127
4.2.	COMPARACION ENTRE MEDIDORES.....	128
4.3.	ANÁLISIS FINANCIERA.....	129
4.3.1.	Costos escenario I	130
4.3.2.	Costos escenario II.....	133
4.3.3.	Costos escenario III.....	135
	CONCLUSIONES.....	138

RECOMENDACIONES..... 140
BIBLIOGRAFÍA..... 141

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Cinta de medición a vacío.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 2. Cinta de medición a fondo.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 3. Pasta para la medición de hidrocarburo.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 4. Esquema de medición al vacío.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 5. Medición con cinta.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 6. Esquema de medición a fondo.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 7. Lectura del corte de agua.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 8. Medidor de desplazamiento positivo.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 9. Unidad interna de medición de un medidor de desplazamiento.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 10. Medidor de alabes giratorios y doble cascara.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 11. Diagrama de instalación de un medidor de desplazamiento positivo.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 12. Partes de un medidor de turbina convencional.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 13. Instalación de un medidor de turbina.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 14. Curva típica de cavitación para un medidor de turbina.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 15. Curva de rendimiento de un medidor de turbina.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 16. Medidor tipo turbina helicoidal.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 17. Instalacion para una turbina helicoidal opción 1.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 18. Instalación para una turbina helicoidal opción 2.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 19. Medidor ultrasónico para líquidos.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 20. Medidores ultrasónicos de tiempos de tránsito.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 21. Brazo de medición con medidor Ultrasónico según API MPMS.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 22. Platina de Orificio.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 23. Accesorios de la Platina de Orificio.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 24. Esquema de medición para un Platino de Orificio.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 25. Instalación de un medidor de coriolis.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 26. Diagrama de instalación para un Medidor Coriolis según API MPMS.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 27. Guía de selección entre desplazamiento Positivo y Turbina.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 28. Curva típica de exactitud entre tres tecnologías de medición dinámica.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 29. Unidad Lact.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 30. Válvulas de entrada de Unidad LACT.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 31. Filtro de Unidad LACT.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 32. Acondicionador de flujo para Unidad LACT.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 33. Instrumentación asociada para Unidad LACT.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 34. Válvula de control de flujo medidor-probador.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 35. Válvula de doble bloqueo y purga.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 36. Sistema de control de calidad.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 37. Densitómetros.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 38. Medidor de agua y sedimentos.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 39. Computador de medición de flujo.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 40. Mapa de localización del área Castilla.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 41. Área de operación directa de Ecopetrol.....</i>	<i>87</i>

Figura 42. Definición actual de los campos castilla.	88
Figura 43. Distribución Estación Castilla 2.....	94
Figura 44. Prueba de producción pasó I.	95
Figura 45. Prueba de producción pasó II.	95
Figura 46. Pruebas de producción pasó III.	96
Figura 47. Prueba de producción pasó IV.....	96
Figura 48. Medidor Coriolis.....	101
Figura 49. Medidor de line BSW (RED EYE).	103
Figura 50. Diagrama de flujo para Medidores Multifasicos.	105
Figura 51. Diagrama de instalación de un servicio de Well Testing.....	107
Figura 52. Distribución del escenario I.....	111
Figura 53. Distribución del escenario II.....	114
Figura 54. Servicio del Manifold para el Well Testing.	123
Figura 55. Servicio del Separador de Prueba para el Well Testing.....	125

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Características de las cintas de medición.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 2. Características de la plomada.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 3. Características de la pasta de medición.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 4. Especificaciones de rendimiento de Turbinas.</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 5. Comparación de Medidores de Hidrocarburos.</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 6. Formaciones campo Castilla.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 7. Propiedades petrofísicas del yacimiento.</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 8. Propiedades del petróleo.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 9. Prueba SCC 2007-2011.</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 10. Distribución de pozos en el campo Castilla.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 11. Desempeño de los cluster en la Estación Castilla 2.</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 12. Distribución de los Clúster disponibles en EC2.</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 13. Distribución de los servicios para cada pozo.</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 14. Distribución escenario I.</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 15. Distribución del escenario II.</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 16. Descripción técnica del Medidor Coriolis.</i>	<i>118</i>
<i>Tabla 17. Descripción técnica del Medidor Red Eye.....</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 18. Características técnicas del Medidor Multifasico Vx.</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 19. Modelos de los diferentes Manifolds existentes.....</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 20. Modelos de los diferentes Separadores de Prueba existentes.....</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 21. Características técnicas del Medidor de Turbina utilizado en el Well Tensting.....</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 22. Características técnicas del Test Tank.</i>	<i>128</i>
<i>Tabla 23. Comparación técnica entre los Medidores del estudio.</i>	<i>129</i>
<i>Tabla 24. Costos unitarios escenario I.</i>	<i>130</i>
<i>Tabla 25. Costos totales del escenario I.</i>	<i>131</i>
<i>Tabla 26. Valor presente escenario I.....</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 27. Evaluación financiera del escenario I.</i>	<i>133</i>
<i>Tabla 28. Costos unitarios escenario II.</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 29. Costos totales del escenario II.</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 30. Valor presentes escenario II.....</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 31. Evaluación financiera del escenario II.</i>	<i>135</i>
<i>Tabla 32. Costos unitarios escenario III.</i>	<i>135</i>
<i>Tabla 33. Costos totales escenario III.</i>	<i>136</i>
<i>Tabla 34. Valor presente escenario III.....</i>	<i>136</i>
<i>Tabla 35. Evaluación financiera del escenario III.</i>	<i>136</i>
<i>Tabla 36. Resultados de la evaluación financiera.</i>	<i>137</i>

INTRODUCCIÓN

En la producción de hidrocarburos, se realizan pruebas con el fin de evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento, predecir el comportamiento del mismo a largo plazo y cuantificar la cantidad de crudo real de un campo. Para tal efecto se necesita un análisis de datos tomados directamente del comportamiento de los pozos (producción, presiones y tiempos), para determinar la capacidad de un pozo de gas o petróleo y las características del yacimiento.

Realizar pruebas de producción periódicamente permite, tener mayor certeza de las decisiones que se pueden tomar con respecto al tipo de facilidad que se emplea para la medición del hidrocarburo, evitando fallas humanas que lleve al cierre de un pozo productor cuando los medidores tienen limitaciones, o donde se supone una producción imprecisa por utilizar tecnologías no válidas para el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

En algunos campos Colombianos se genera una problemática al no contar con la infraestructura adecuada y suficiente, requerida en los equipos que son utilizados para cumplir con la normatividad de realizar una prueba de producción mensual a cada pozo. La cual es descrita por el Ministerio antes mencionado, con el fin de llevar un control sobre la tasa aportada por cada pozo en la producción acumulada de cada campo.

Este proyecto evaluará el proceso, la infraestructura y gerenciamiento de la toma de pruebas de producción, que se lleva a cabo en un campo colombiano, con el fin de reducir costos y aprovechar la información aportada por cada pozo. A través de

estudios diagnósticos de las pruebas de producción, la revisión de tecnologías disponibles para medición de hidrocarburos, la definición y planteamiento de escenarios aplicables y la evaluación financiera de los estudios y metodologías, generarán la mejor estrategia para el cumplimiento de la normatividad.

1. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

Las pruebas de producción se realizan con el fin de evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento y predicen el comportamiento de la producción a largo plazo. Para tal efecto se necesita un análisis de datos tomados directamente del comportamiento del fluido (caudal, presión y tiempo), así mismos gracias a las pruebas de producción poder determinar la capacidad de un pozo ya sea de gas o petróleo, y las características del fluido.

El objetivo principal de las pruebas de producción es establecer los parámetros definitivos de producción respecto al caudal. Estas mediciones se deben realizar en forma obligatoria de acuerdo a los requerimientos del Ministerio de Minas y Energía en el decreto 1895 de 1973, capítulo II, artículo 48 “Pruebas de Pozos”⁵ y con esto también tener un registro de la producción actual de los pozos en el país.

En la actualidad existe una variedad de equipos que se implementan en el proceso de toma de pruebas de producción para la medición de hidrocarburo. A continuación se describirá el principio sobre el cual se sustenta el funcionamiento de los equipos usados para la medición de flujo, así como también la descripción del diseño y limitaciones, los cuales serán la base para determinar valores más exactos de las fracciones de petróleo, gas y agua, presentes en el flujo.

Resaltando que existen medidores de flujo trifásicos los cuales son una nueva generación que están basados en gran parte en la tecnología de los medidores

⁵ Ministerio de minas y energía (Decretos 070 de 2001 y 3724 de 2009) Por la cual se establecen medidas en materias de exploración y explotación de hidrocarburos, Capítulo II, Producción, Septiembre, 2012.

monofásicos que permiten calcular las fracciones de petróleo, agua y gas presentes en el flujo, lo cual es necesario para dar una medida de caudales independientes de cada componente.

Las condiciones del proceso tales como presión, temperatura, densidad, viscosidad, entre otros pueden variar y afectar la medición del hidrocarburo, por ello deben definirse en el momento de seleccionar un medidor de flujo y a su vez determinar cuál método de medición ya sea estático o dinámico es más eficiente para su aplicación.

1.1. MEDICIÓN DE CRUDO

La medición del crudo es la comparación contra un patrón, con el objetivo de determinar el valor de una variable sobre la base de un procedimiento predeterminado.

La comparación se puede hacer en masa o en volumen, el cálculo habitual para la cuantificación del petróleo y sus derivados se efectúan en Volumen. El volumen depende de varios factores físicos como la temperatura, la presión, el tipo del fluido medido y el material que la contiene; por lo tanto es necesario corregir o tener en cuenta todos y cada uno de los factores para obtener una buena medición.

Existen algunos fluidos que son más sensibles a las variables que afectan el proceso de fiscalización de hidrocarburo como por ejemplo el volumen del gas que se ve afectado en mayor medida por la presión del líquido.

Dado que el crudo a ser fiscalizado se encuentra almacenado en Tanques o está siendo transferido desde otras estaciones por oleoductos, existen 2 tipos de

medición que se realizan para cada una de estas condiciones y son: Medición Estática y Medición Dinámica.

Los hidrocarburos líquidos se medirán en los sitios más cercanos a las áreas operacionales, los cuales deberán ser aprobados debidamente por el Ministerio de Minas y Energía, tomando como base la normativa legal y una relación favorable entre la calidad mínima requerida en las mediciones y la operación de los puntos de medición.

1.2. MEDICIÓN ESTÁTICA

Es el método para medir volumen bruto del líquido almacenado en tanques, su objetivo principal es establecer los parámetros para la determinación del volumen neto de producto Hidrocarburo, mediante la medición manual de líquido y agua libre en tanques de almacenamiento para la transferencia de custodia en condiciones estáticas garantizando de esta manera la confiabilidad de la información volumétrica.⁶

Para la realización de la medición estática se requiere de una serie de elementos que se presentan a continuación.

1.2.1. Cintas de medición

Son cintas metálicas con graduaciones y números en una de sus caras para facilitar su lectura, utilizadas para medición directa e indirecta. Debe estar graduada en metros, centímetros y milímetros con una precisión de 0.32 centímetros por cada 30.8 metros a 60 °Fahrenheit, en la Tabla 1 se muestran sus características.

⁶ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. Washington-Estados Unidos de Norteamérica. Capítulo III. MEDICION DE TANQUES, Agosto 2005.

Tabla 1. Características de las cintas de medición.

ESPECIFICACIONES	DESCRIPCIÓN
Material	Acero o material resistente a la corrosión
Longitud	Continua y de acuerdo con la altura del tanque
Ancho	Entre 9.5 y 12.7 milímetros ó de 3/8 a ½ pulgadas
Espesor	De 0.20 a 0.30 milímetros ó de 0.008 a 0.0012 pulgadas
Características	Montadas en un carrete o manivela resistente
Terminal de la cinta	Provisto con un cierre, resorte u otro sistema que permita fijarse a la plomada

Fuente: modificado de: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

- a) Cinta para medición método al vacío:** Esta tiene el “cero” de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada, la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto; la plomada debe tener forma rectangular como se muestra en la Figura 1.
- b) Cinta para medición a fondo:** Esta cinta tiene el “cero” en la punta de la escala de la plomada, la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada; la plomada debe tener forma cilíndrica terminada en un cono como se indica en la Figura 2.

Figura 1. Cinta de medición a vacío.



Fuente: SEITE Ltda. [En línea] <http://seitelta.com/petroleos/cintas3-medicion-tanques.html>. Citado febrero 2013.

1.2.2. Plomadas de medición

Tienen forma cilíndrica, cuadrada o rectangular, cuyas características se presentan en la

Tabla 2.

Figura 2. Cinta de medición a fondo.



Fuente: SEITE Ltda. [En línea] <http://seitelta.com/petroleos/cintas3-medicion-tanques.html>. Citado febrero 2013.

1.2.3. Pasta de medición de agua

Tienen la propiedad de ser afectadas por el agua y no por el aceite; dejando de esta manera una marca visible en la cinta al cambiar de color, sus características se presentan en la

Tabla 3 y en la Figura 3 se puede observar un ejemplo de esta pasta.

Tabla 2. Características de la plomada.

ESPECIFICACIONES	DESCRIPCIÓN
Material	Resistente a la corrosión
Longitud	Plomadas cónicas de 6 a 12 pulg; tipo barra de 18 pulg como mínimo
Diámetro	1 pulgada (2.54cm)
Peso	56.8 grs (20 onza)
Orificio y ojo	Integrado a la plomada, preferiblemente reforzado para evitar desgaste
Punta	Cónica y resistente para evitar deterioros al contacto con otros metales
Escala	Con mediciones de al menos 1/8 de pulg (3.175mm), precisión hasta 0.8mm y con un cero correspondiente en la punta de la plomada o barra

Fuente: modificado de: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

Tabla 3. Características de la pasta de medición

ESPECIFICACIONES	DESCRIPCIÓN
Color	Amarillo y se toma rojo brillante al contacto con el agua
Textura	Suave al tacto (debe contener partes líquidas en el envase)

Fuente: modificado de: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

En la industria también existen pastas de medición para hidrocarburos, la cual indica el nivel del combustible en tanques, esta pasta cambia de color y deja una marca de contraste claramente visible al estar en contacto con productos como Gasolina, Diésel, Nafta, Kerosén, Petróleo crudo, Combustible de jet y otros hidrocarburos.

Figura 3. Pasta para la medición de hidrocarburo.



Fuente: COMPET [En línea] <http://www.competsa.com/hidrocarburos.html>. Citado febrero 2013.

1.2.4. Medición al vacío

Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia, la deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura del líquido en el tanque.

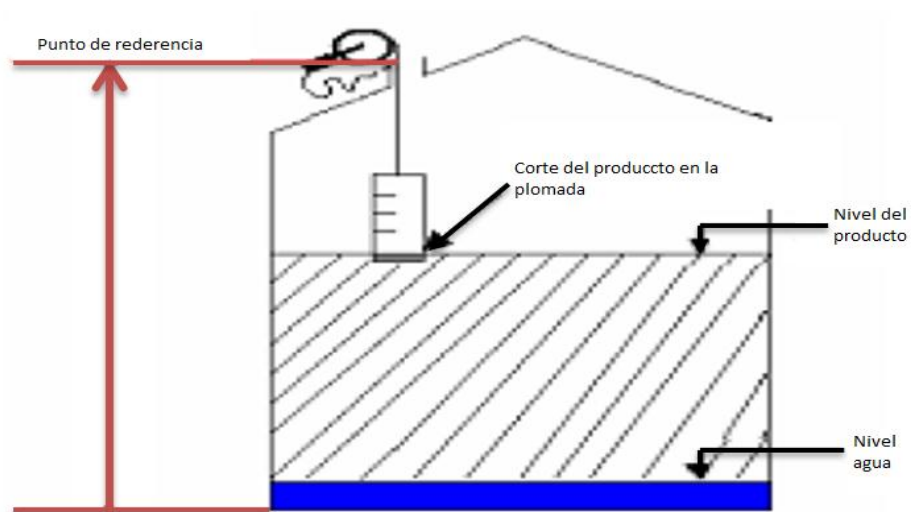
El objetivo es determinar el nivel del líquido en el tanque para leer el volumen correspondiente en una tabla aforo (tabla de medición o calibración), esta es una tabla que se realiza utilizando métodos reconocidos por la industria del petróleo; en la cual se establece la correlación entre el volumen contenido en un tanque y los diferentes niveles de líquidos en su interior medidos desde el punto de referencia, ver

Figura 4.

La altura de referencia es la distancia desde el punto de medición o plato de medición en el fondo del tanque hasta el punto de referencia, como indica la tabla de aforo.

Las medidas a vacío solo son confiables si la altura de referencia es la misma en todos los casos, es decir, no han sufrido modificación. Este método es usualmente utilizado en la medición de tanques de techo fijo y techo flotante que poseen tubo de aforo con su punto de referencia, el cual es un punto en la escotilla de medición que indique la posición desde donde se medirá.

Figura 4. Esquema de medición al vacío.



Fuente: modificado de: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo III, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Para realizar esta medición se sigue el siguiente procedimiento:

- a) Se baja la plomada diseñada para medición al vacío lentamente hasta que toque la superficie del líquido, se extrae la cinta y se anota la lectura o corte sobre la plomada.

- b) Se realizan 3 medidas, la diferencia entre las tres no debe exceder 3 milímetros, si dos de las medidas realizadas repiten se aceptará este valor, de lo contrario se hará el promedio de las tres, es mandatorio que se realicen las tres medidas.

Figura 5. Medición con cinta



Fuente: “OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE MEDICION ESTATICA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDOS, DERIVADOS LIMPIOS Y ESFERAS DE GLP” [en línea]
http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5774/1/37758_1.pdf.

En la Figura 5 se ilustra como la cinta es bajada para realizar la respectiva medición ya sea a vacío o a fondo.

Al realizar las tres mediciones correspondientes con la cinta se procede a calcular la altura del producto de la siguiente manera:

$$Al = Ar - Lec - Pc \quad \text{EC.1}$$

Dónde:

Al = Altura del liquido

Ar = Altura de referencia

Lec = Lectura cinta

Pc = Punto de corte indicado en la plomada

1.2.5. Medición a fondo

Consiste en medir la distancia existente desde la platina de medición en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición obteniéndose así la altura del líquido en forma directa. En la medición de crudos livianos puede ser necesario el uso de crema o pasta indicadora para detectar el sitio exacto de corte por la detección de un cambio de coloración en la interfase, ver Figura 6.

El objeto de medir un tanque es el de determinar el nivel exacto de líquido en su interior, las cantidades cargadas o descargadas son determinadas a partir del cálculo de la diferencia en volumen de líquido contenido en el tanque antes y después de completada la operación de llenado y/o vaciado.

El nivel de agua libre almacenada en los tanques debe medirse empleando el método de medición a fondo con cinta de medición a fondo y utilizando pasta indicadora de agua.

Todas las cintas de medición que sean usadas deben poseer certificado de calibración vigente con vigencia máxima de un año, realizando verificaciones mensuales del estado físico - mecánico de las cintas y dejando los soportes correspondientes; registrando la cantidad de quiebres o torceduras que presente al momento de la verificación con su respectiva valoración total de acuerdo al procedimiento establecido en la norma API MPMS Capítulo 3 Sección 1, con el fin de que este dentro del máximo permitido para efectuar su cambio.

Figura 6. Esquema de medición a fondo.



Fuente: modificado de: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo III, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Al finalizar la toma de la medición correspondiente con la cinta se procede a calcular la altura de producto de la siguiente manera:

$$Al = Ar - lec \quad \text{EC.2}$$

Dónde:

Al = Altura del líquido

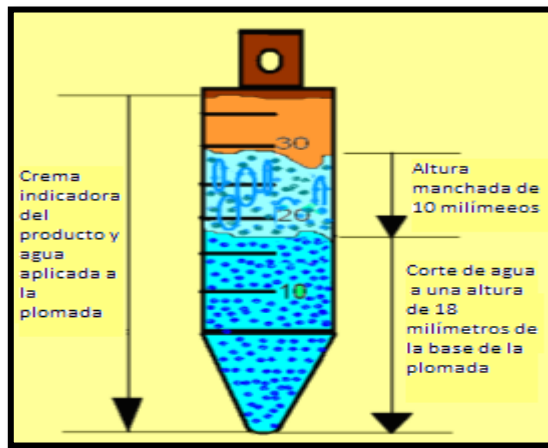
Ar = Altura de referencia

Lec = Lectura cinta marcada por el hidrocarburo

1.2.6. Medición de agua libre

El agua libre se mide utilizando el procedimiento de medición a fondo, para lo cual es necesario el uso de pasta de corte de agua, la cual será untada en la plomada. En la Figura 7 se puede observar la lectura del corte de agua.

Figura 7. Lectura del corte de agua.



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo III, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Cuando la altura de agua excede la plomada, el agua libre puede ser medida aplicando en la cinta una capa de pasta de agua, o también puede medirse al vacío, o usando una pesa más grande de 45 centímetros, para determinar el agua libre se siguen los siguientes pasos:

- a) Se baja la plomada al fondo del tanque y se revisa la altura de referencia medida para asegurarse de que se ha alcanzado el fondo. Se mantiene la plomada sumergida durante 60 segundos.
- b) Se saca la plomada del tanque y si es necesario se enjuaga el producto con un solvente ligero. No se debe rociar el solvente directamente en la pasta, pero se permite lavarla desde un nivel más alto.

c) El corte claro continuo más alto es el valor de agua oficial.

1.2.7. Medición de temperatura

La razón para realizar esta medición es obtener la temperatura promedio del contenido de un tanque, ya que este valor es usado para calcular el volumen a temperatura estándar, las mediciones de temperatura deben ser exactas.

En tanques que contengan más de 3 metros o 5.000 BLS de líquido, se toman 3 medidas de temperatura (superior, mitad, inferior) si la diferencia de temperatura entre dos niveles cualquiera excede 5°Fahrenheit, se requieren medidas adicionales.⁷

En tanques que contengan 3 metros o menos de 5000 BLS de líquido, solo se necesita una medida en la mitad del tanque.

Las temperaturas múltiples en un tanque son promediadas y la temperatura promedio del tanque se reporta al valor más cercano 1°Fahrenheit o 0.5°Centígrados.

- **Equipos para medir la temperatura**

Para determinar la temperatura en tanques, se emplean termómetros de inmersión total con escala graduada en 1°F y con precisión de 0.5°F grabado en la columna, hecho en vidrio corning normal o termométrico equivalente.

Los Termómetros eléctricos portátiles (PET) son los más recomendables para obtener temperatura. Se considera que un PET ha alcanzado estabilidad cuando la lectura varía por no más de 0.2 °F en 30 segundos.

⁷ Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo III, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007. Página 19.

Con el probador en movimiento, el API indica que se toma de 30 a 75 segundos para alcanzar la estabilidad, dependiendo de la gravedad API del líquido.

1.2.8. Tablas de calibración de tanques

Las tablas de calibración de los tanques de almacenamiento o tablas aforo son de gran importancia en el proceso de medición, dichas tablas son preparadas por compañías especializadas y certificadas en mediciones y cálculos matemáticos, adicionalmente deben estar validadas por el Ministerio de Minas y Energías.

Todos los tanques se deben aforar nuevamente cada cinco años o después de cualquier reparación, en la tabla de aforo encontramos, tipo y número del tanque, producto a almacenar, altura de referencia, altura máxima útil, nivel y volumen correspondiente.⁸

Las tablas de aforo permiten soportar lo siguiente:

- a)** Convierten una medida de nivel en un volumen equivalente.
- b)** Facilita las operaciones de transferencia y custodia y la comercialización de crudo y productos.
- c)** Contienen información técnica del tanque y de los parámetros operacionales para su adecuado funcionamiento.

1.2.9. Condiciones necesarias

La Medición Estática es un proceso que requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible, por ejemplo:

- a)** El fluido contenido en el tanque debe encontrarse en condiciones de quietud y/o reposo total (Estático).

⁸ Domínguez Sánchez, Ingeniería-Servicios Ambientales. "AFORO VOLUMÉTRICO DE TANQUES". Bogotá, 2012.

- b)** La cinta métrica debe encontrarse en buen estado y contar con el certificado de Verificación (cinta de trabajo) y de calibración (cinta patrón) vigente.
- c)** Los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con las tablas de calibración (aforo) vigentes, a las cuales se les debe realizar cada 5 años una verificación (reaforo total).
- d)** Para la determinación de la temperatura, se debe utilizar un termómetro con certificado de verificación y calibración vigente.
- e)** Para la determinación de las especificaciones de calidad del producto Hidrocarburo, se debe tomar una muestra representativa y homogénea del Hidrocarburo contenido en los tanques de almacenamiento.

1.2.10. Liquidación de tanques

Se utiliza para determinar los volúmenes reales que tiene un tanque, tomando las mediciones manuales de nivel de producto, nivel de agua libre, temperatura y muestra.

- a)** Obtenga la medida estática del volumen de crudo y agua libre.
- b)** Realice la lectura de la Temperatura.
- c)** Obtenga el volumen Total de Crudo (TOV) con la tabla de aforo, teniendo como referencia la lectura del líquido.
- d)** Obtenga el volumen de agua libre de la tabla de aforo (FW).
- e)** Obtenga los factores de corrección por temperatura (CTSh), factor de corrección por efecto de la temperatura (CTL) y el Factor de corrección por efecto del techo FRTA.

$$CTSh = 1 + 12,4E^{-6} \times \Delta TS + 4E^{-9} \times \Delta 2TS \quad EC.3$$

$$TS = \frac{[(7 \times TL) + Ta]}{8} \quad EC.4$$

$$\Delta TS = (TS - 60) ^\circ F \quad \text{EC.5}$$

$$CTL = EXP[-K \times (T - 60) \times (1 + (0,8 \times K) \times (T - 60))] \quad \text{EC.6}$$

TL = Temperatura del liquido

Para crudo:

$$K = \frac{341,0957}{[(GE@60^\circ F) \times (Densidad H_2O@60^\circ F)]^2} \quad \text{EC.7}$$

La corrección por techo se hace de la siguiente forma:

$$FRA = (API \text{ referencia} - API \text{ observado}) \times \left(\frac{bbl}{^\circ API} \right) \quad \text{EC.8}$$

Dónde:

FRA = Corrección por techo

Bbl/°API = constante de corrección por unidad de volumen suministrada en la tabla de aforo del tanque.

a) Obtenga la calidad del crudo con la muestra analizada en el laboratorio.

b) Liquide el tanque para hallar

$$GOV = TOV - FW \quad \text{EC.9}$$

c) Halle el Volumen Bruto Observado

$$\text{Volumen Bruto Observado} = (GOV \times CTSh \pm FRA) \quad \text{EC.10}$$

d) Halle el Volumen Bruto Estándar (GSW)

$$GSW = (GOV \times CTSh \pm FRA) \times CTL \quad \text{EC.11}$$

e) Halle el Factor de Corrección por agua y sedimento (CSW)

$$CSW = 1 - \left(\frac{\%BSW}{100} \right) \quad EC.12$$

f) Halle finalmente el Volumen estándar Neto $NSV = GSV \times CSW$

$$NSV = GSV \times CSW \quad EC.13$$

1.3. MEDICIÓN DINÁMICA

La Medición Dinámica se utiliza para certificar los volúmenes de producto que se recibe o se entrega en custodia ya sea para ser procesado y/o transportado utilizando medidores instalados en línea, dichos medidores se clasifican según su principio de operación en dos grupos: Volumétricos y Másicos.

Es importante tener en cuenta que no todos los principios de operación y sus tecnologías son utilizadas y aprobadas para Transferencia de Custodia, por lo tanto en este capítulo se desarrollaran solo los de Transferencia de Custodia.

1.3.1. Medidores de Desplazamiento Positivo

Estos medidores son giratorios y de desplazamiento positivo, la carcasa es labrada a precisión y contiene un rotor que gira sobre rodamientos de bolas, e incluye álabes distribuidos en forma pareja. 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 (Ver Figura 8).

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.

Ni los álabes, ni el rotor, hacen contacto con las paredes estacionarias de la cámara de medición. Una de las características sobresalientes del medidor es el

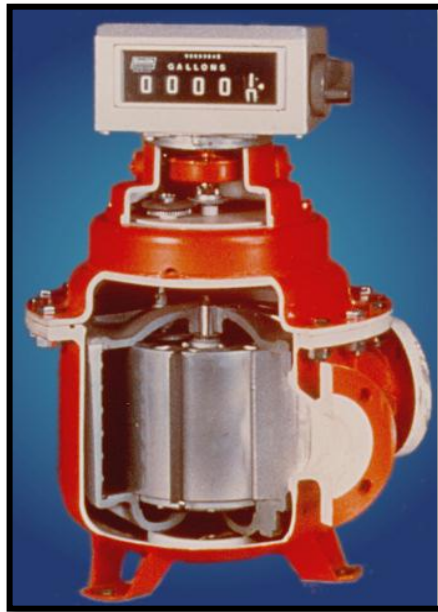
hecho de que el flujo pasa sin perturbaciones durante la medición. No se desperdicia energía agitando innecesariamente el líquido.⁹

Dentro de los medidores de este tipo se encuentran los siguientes: Paletas (Aspas Deslizantes o Alabes) y Birrotor.

El Medidor de Desplazamiento consta de las siguientes partes:

a) 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 (Ver Figura 9).¹⁰

Figura 8. Medidor de desplazamiento positivo.



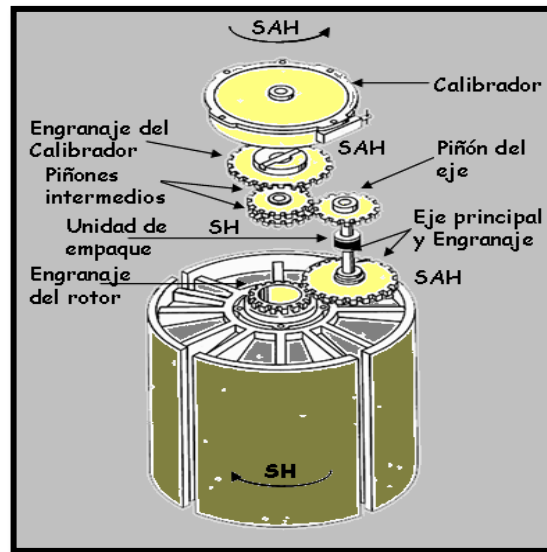
Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

⁹ FMC Technologies, Medidor de Desplazamiento Positivo de Alabes Giratorios, Instalacion-Operación-Mantenimiento, Agosto,2006.

¹⁰ Lewiscross, Ensayo "MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO", Colombia, Citado en Diciembre de 2011.

- b) Tren de Engranajes:** Consta de tres elementos: Engranaje, eje principal y unidad de empaque, calibrador.
- c) Dispositivos de Protección y Accesorios:** Consta de Desaireadores, Válvulas de control de flujo y Filtros.
- d) Desaireadores:** La presencia de aire o vapor en la corriente del líquido, causará medidas inexactas, normalmente antes de un medidor se instala un desaireador para evitar que el aire o vapor llegue hasta el medidor. La función del desaireador es separar y ventear hacia la atmósfera los vapores o gases contenidos en la corriente.
- e) Válvulas de control de flujo:** Cuando existe la posibilidad de que el flujo en un sistema de medición se incremente hasta valores por encima del valor de diseño del medidor, es necesaria la instalación de válvulas reguladoras de flujo y/o de presión con el fin de obtener una buena medición y proteger el medidor de posibles daños en sus partes internas. Las FCV cumplen una función adicional y es permitir corridas cuando se opera con más de un brazo alineado; permitiendo controlar el flujo que pasa a través del brazo bajo prueba.

Figura 9. Unidad interna de medición de un medidor de desplazamiento.



Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

f) Filtros: Uno de los elementos de protección más importantes en un sistema de medición es el filtro, el cual se instala antes del medidor y tiene como objeto impedir que elementos sólidos lleguen hasta el medidor lo que causaría severos daños en los interiores. Con el flujo de líquido a través del medidor, el rotor y los alabes giran alrededor de una leva fija, haciendo que los alabes se muevan hacia fuera.

- **Principio de operación del Medidor Desplazamiento Positivo**

Es importante seguir las indicaciones del fabricante ya que con ellas se obtiene un óptimo funcionamiento y rendimiento del Medidor, a continuación se describen algunas recomendaciones de las mejores prácticas que son importantes al operar un Medidor de Desplazamiento Positivo en cuanto a Instalación y principio de operación:

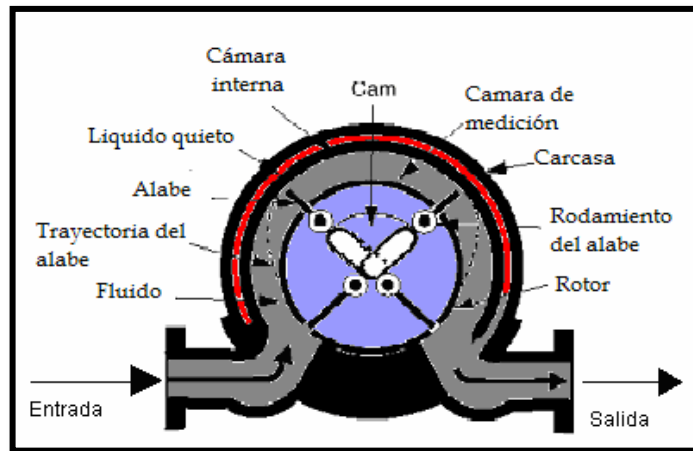
- a)** El medidor y sus accesorios son instrumentos de precisión y deben ser tratados como tales. Antes de su instalación, deben estar protegidos los equipos contra las condiciones climáticas adversas y del abuso casual.
- b)** La instalación debe incluir protección contra la arena, polvo, lluvia, cellisca, entre otros, si existen condiciones climáticas extremadamente adversas.
- c)** Con la excepción de las instalaciones verticales, el medidor debe ser montado sobre una base o plataforma adecuada, a fin de que no se apoye en la tubería. Están disponibles para todos los medidores, los dibujos acotados que indican el tamaño y ubicación de todos los agujeros de anclaje.
- d)** 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. Al instalar el medidor, asegúrese que el tapón de drenaje esté accesible.

- e)** La tubería no deberá ejercer ninguna fuerza indebida sobre el medidor.
- f)** Protege el medidor y el sistema contra los efectos de la expansión térmica, mediante la instalación de una válvula de alivio.
- g)** De ser necesario, se debe colocar un desaireador o eliminador de aire, a fin de evitar el ingreso de aire o vapor al medidor.
- h)** Se debe limpiar internamente toda la tubería antes de poner en marcha el medidor. Hay que eliminar completamente el óxido, tierra, bolas de soldadura u otros materiales extraños. Saque el mecanismo interior de los medidores de doble carcasa, o el rotor y los álabes de los medidores de simple carcasa, y purgue las líneas, a fin de evitar los daños al elemento de medición. Hay que proteger el medidor con un colador de malla #4, por lo menos. Todos los medidores no ferrosos deben instalarse aguas abajo de un filtro de 5 micrones, por lo menos.
- i)** Si es necesario, se debe colocar aguas abajo del medidor una válvula limitadora de flujo, a fin de protegerlo de los caudales excesivos.
- j)** Saque el mecanismo interior si se va a realizar una prueba de presión con agua, o purgar los desechos del sistema.
- k)** No realice ninguna calibración con agua, ni permita que ésta permanezca dentro del medidor. Lave el medidor con aceite lubricante liviano, si va a ser almacenado, o permanecer fuera de servicio.
- l)** A menos que se especifique lo contrario, el flujo a través del medidor es de izquierda a derecha, visto desde el lado de la carcasa donde están las bridas. Es posible modificar la mayoría de los medidores, para que el flujo sea de derecha a izquierda. Pida mayor información a la fábrica.
- m)** Se puede ubicar el contador en cualquiera de las cuatro posiciones, que tienen 90° entre sí. El contador de números grandes puede ser colocado en cualquiera de las ocho posiciones, que tienen 45° entre sí. En la Figura 10 muestra el principio de operación de un Medidor de Desplazamiento Positivo.

Las características básicas de este medidor es que mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de $\pm 0.025\%$ y si se desea obtener una buena repetibilidad es necesario mantener un flujo constante.

La linealidad de este tipo de medidores es de aproximadamente 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.

Figura 10. Medidor de alabes giratorios y doble cascara.



Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

- **Diagrama de Instalación**

Según el API MPMS Capítulo 5 Sección 2 se recomienda adecuar el siguiente patín de medición en toda instalación donde estén instalados y funcionen medidores volumétricos directos de Desplazamiento Positivo para transferencia de

Custodia, la Figura 11 presenta un patín con tres (3) brazos de medición, conforme a las Consideraciones Generales del numeral 5¹¹.

Los componentes del sistema son, Válvula reductora de presión, automática o manual, Filtro, colador y/o eliminador de vapor, Medidor de desplazamiento, Dispositivo medidor de temperatura, Dispositivo medidor de presión, Válvula cheque, Válvula de control, Válvula de doble sello y purga, Válvula de control de flujo, Válvula de bloque, Dispositivo diferencial de presión.

- **Condiciones de Operación y Mantenimiento**

En Ecopetrol cada medidor debe contar con una carta histórica del comportamiento de los factores donde se grafique los factores del medidor obtenidos durante las corridas de verificación, los cuales deben tener repetibilidad igual o menor a 2 y 3 desviaciones estándar como se detalla en el capítulo 13 del MMH.¹²

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

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

En el caso de los llenaderos donde no hay suficientes despachos y estén estos espaciados en el tiempo se recomienda utilizar una distribución t-student con un

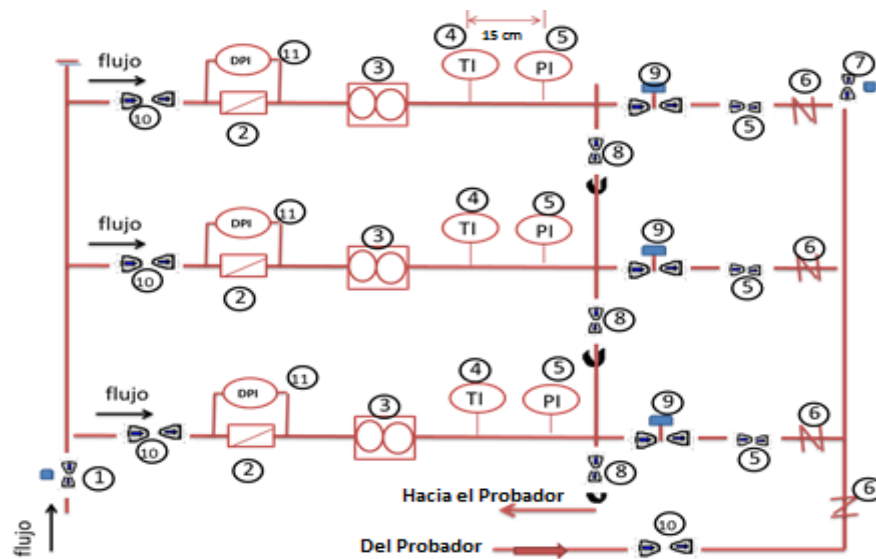
¹¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. Washington-Estados Unidos de Norteamérica. Chapter V, section 2 measurements of liquid hydrocarbons by displacement meters , August 2005.

¹² Manual de "MANTENIMIENTO, VERIFICACIÓN Y CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO", Ecopetrol, Colombia. Elaborado en Enero de 2012.

factor de cobertura de 3 para una muestra menor a 10 datos y de 2 para una muestra igual a 10 datos.

Los movimientos sucesivos de los alabes forman una cámara medidora de un volumen preciso entre ellos, por cada revolución del rotor. Ni los alabes ni el rotor tiene contacto con las paredes estacionarias de la cámara medidora.

Figura 11. Diagrama de instalación de un medidor de desplazamiento positivo.



Fuente: Autores.

En los medidores de este tipo el flujo no es alterado en ninguna forma mientras es medido; por tal razón, son eficientes y de alta precisión.

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

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

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

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

- a)** El volumen de la cámara de medición puede cambiar debido a: Depósito de cera o adherencia viscosa y Desgaste que causa un cambio en el volumen.
- b)** El porcentaje de pérdida a través de la cámara de medición puede cambiar debido al cambio en la viscosidad del líquido.
- c)** Altas Temperaturas en el fluido de operación, causa expansión del volumen de la cámara, en este caso es recomendable instalar un desaireador.
- d)** La Presión no afecta si tiene doble carcasa.
- e)** Altas viscosidades en el producto hace que este se adhiera a las paredes de la cámara de medición causando reducción de esta.
- f)** Depósitos en la cámara de medición, como parafina, disminuyen el volumen de esta.

1.3.2. 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:

- a)** Turbina
- b)** Ultrasónico
- c)** Diferencial de presión (platina de orificio)
- d)** Diferencial de presión (Cuña, Tobera, Vénturi, Pitot, Codo).
- e)** Área variable (Rotámetro)
- f)** Magnético

g) Vortex

En este capítulo se profundiza en los medidores de Turbina, Ultrasónico y la Platina de Orificio por ser medidores usados para Transferencia de Custodia.

1.3.3. Medidor de turbina

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.¹³

Los medidores de turbinas 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. Las partes de un Medidor de Turbina se pueden observar en la Figura 12.

• Principio de operación del Medidor de Turbina

El principio de operación en un medidor de turbina se basa en dos suposiciones o hipótesis básicas:

a) La velocidad de rotación del rotor está relacionada con la velocidad del líquido

$$Vr = K \times Vf \quad \text{EC.14}$$

Dónde:

Vr = Velocidad de rotación.

K = Factor del medidor.

Vf = Velocidad del fluido.

¹³ KOBOLD, Medidor de Caudal tipo Turbina, Mediciones-Monitoreo-Análisis, Mayo, 2012.

Pero la velocidad del rotor puede alterarse por el ángulo del alabe, la fricción viscosa, la fricción de rodamientos, las acondicionamiento del flujo.

b) La velocidad del líquido está relacionada con el flujo volumétrico

$$Q = V \times A \qquad \text{EC.15}$$

Dónde:

Q = Caudal de fluido.

V = Flujo volumétrico.

A = Área transversal.

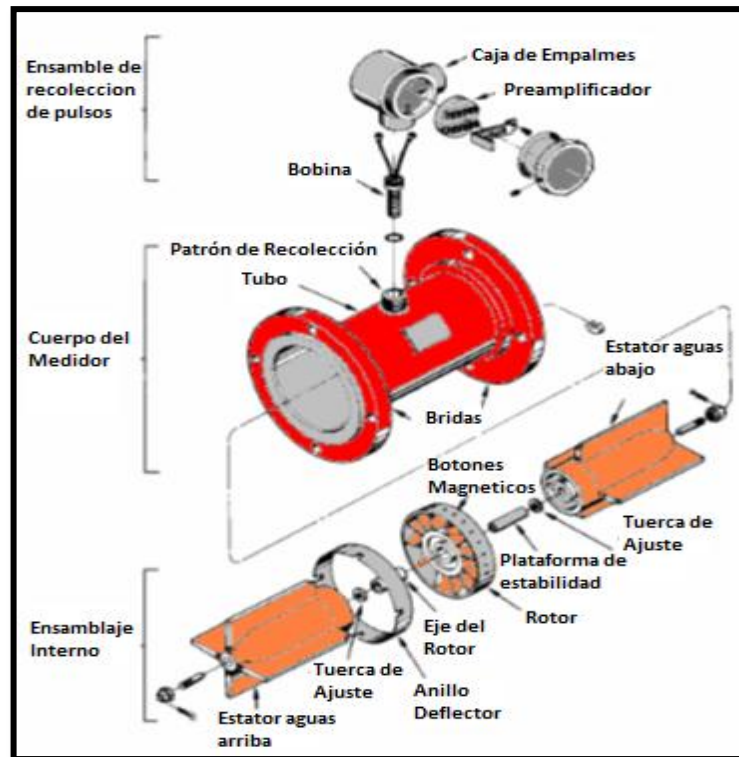
El área transversal (A), puede verse afectada por: viscosidad del líquido, cavitación, depósitos en el rotor, desechos filamentosos.

- **Diagrama de instalación**

Según el API MPMS Capitulo 5 Sección 3 se recomienda adecuar el siguiente brazo de medición en todo Punto de Medición donde estén instalados y funcionen medidores volumétricos indirectos de Turbina para transferencia de Custodia¹⁴, la Figura 13 presenta el brazo, conforme a las Consideraciones Generales de la norma.

¹⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. Washington-Estados Unidos de Norteamérica. Chapter V, section 3 measurements of liquid hydrocarbons by displacement meters , August 2005.

Figura 12. Partes de un medidor de turbina convencional.



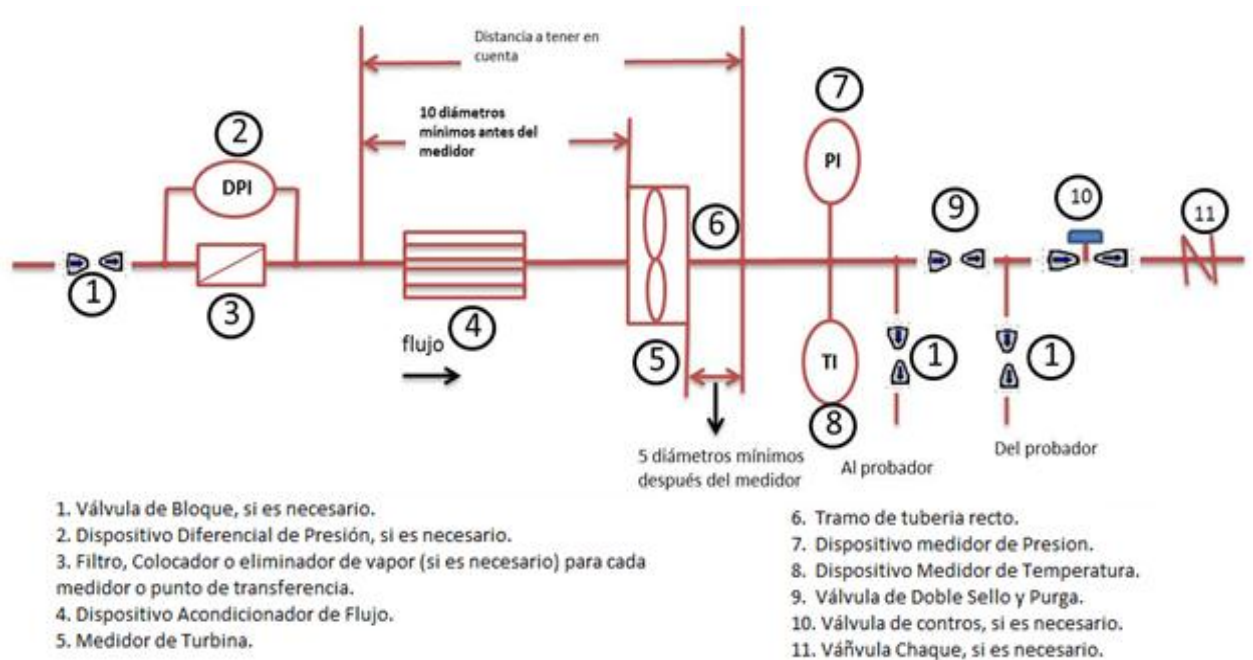
Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

- **Condiciones de Operación y Mantenimiento**

Existen dos características muy importantes en este tipo de medidores:

- a) **Repetibilidad:** Se refiere a la capacidad de un medidor y sistema de prueba para repetir los volúmenes registrados durante una serie de corridas de pruebas consecutivas bajo condiciones constantes de operación y flujo constante. Para turbinas el rango de repetibilidad es de + 0.02 % a + 0.05 %.

Figura 13. Instalación de un medidor de turbina.



Fuente: Autores.

b) Linealidad: Es la capacidad de un medidor para mantener su factor de calibración casi constante en un rango de flujo específico. La linealidad es expresada como el rango total de desviación de su curva de exactitud de línea recta entre los flujos mínimos y los máximos recomendados. Para turbina esta linealidad se encuentran en el rango de + 0.10 a 0.25.

Un medidor de turbina de alto rendimiento posee baja fricción en los rodamientos, en medida en que la viscosidad aumenta La rata de flujo en la que la velocidad del rotor comienza a estar en desproporción frente a la rata de flujo del líquido, aumenta a medida que se incrementa la viscosidad.

Cualquier cambio en la geometría de los bordes de los álabes del rotor debido a erosión, corrosión, golpes o adherencia de basura, cambiará la relación entre la velocidad del rotor y la del líquido, por consiguiente, el rendimiento del medidor.

Los medidores de turbinas requieren acondicionamiento de la corriente de flujo inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor para anular los componentes rotacionales en el perfil de flujo. Cualquier depósito sobre la parte del área de flujo a través del rotor afectara drásticamente el rendimiento del medidor, entre los factores que afectan el área de flujo están:

a) Cavitación: La cavitación es el fenómeno que se presenta cuando la presión de operación llega a ser menor que la presión de vapor del fluido, produciéndose una vaporización del líquido que está fluyendo. Cavitación disminuye el área efectiva de flujo, aumenta la velocidad del fluido al pasar por la turbina incrementándose bruscamente el K-factor.

El área efectiva de flujo disminuye ya que las burbujas que se forman ocupan gran espacio, y el líquido es obligado a aumentar la velocidad.

Esto corroe el eje longitudinal de las aspas del rotor. El diseño helicoidal de las aspas es una buena medida para contrarrestar este fenómeno (Ver Figura 14).

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

$$P_b = 2DP + 1.25P_v \quad \text{EC.16}$$

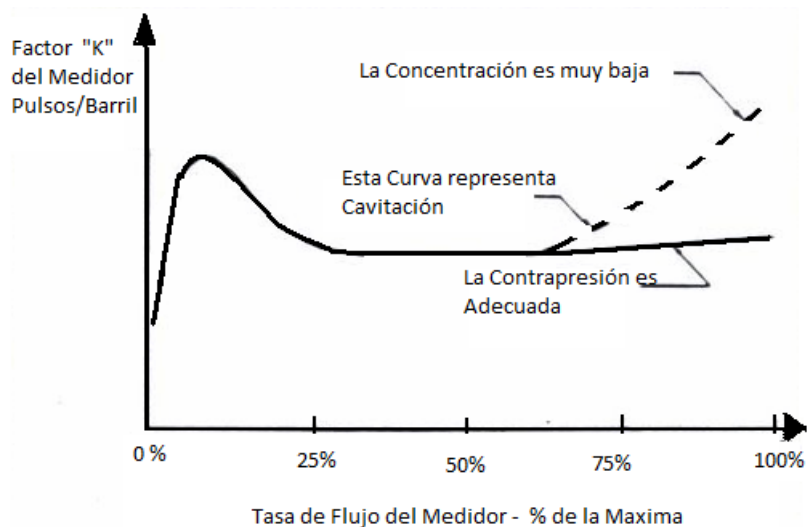
Dónde:

P_b = Presión mínima en el medidor.

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

P_v = Presión de vapor del líquido (psi).

Figura 14. Curva típica de cavitación para un medidor de turbina.



Fuente: modificado: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

- b) Depósitos:** Si los depósitos como ceras o parafinas se adhieren a las superficies interiores de la turbina causan disminución del área de flujo. Los depósitos causan sobre registro de flujo. Por ejemplo: Una turbina de 4", con Depósitos de 0,001", significa un cambio de precisión de 0,5%
 - c) Incrustaciones o Filamentos:** Cualquier material que se adhiera al rotor causará el efecto de retardar la rotación en comparación a la velocidad del líquido. Las incrustaciones causan un error de sobre registro del flujo.
 - d) Viscosidad del Líquido:** Al aumentar la viscosidad, se aumenta la velocidad del rotor, para una misma rata de flujo produciéndose un sobre registro, explicado por las fuerzas de torsión de impulso y de resistencia, por tal motivo las fuerzas de impulso debidas a la velocidad vencerán a las fuerzas de resistencia viscosa.
- **Factores que afectan la velocidad angular del rotor**

Existen factores los cuales van afectar la velocidad angular del rotor, lo cual implicaría unas malas mediciones con el medidor de Turbina, a continuación se especifican dichos factores:

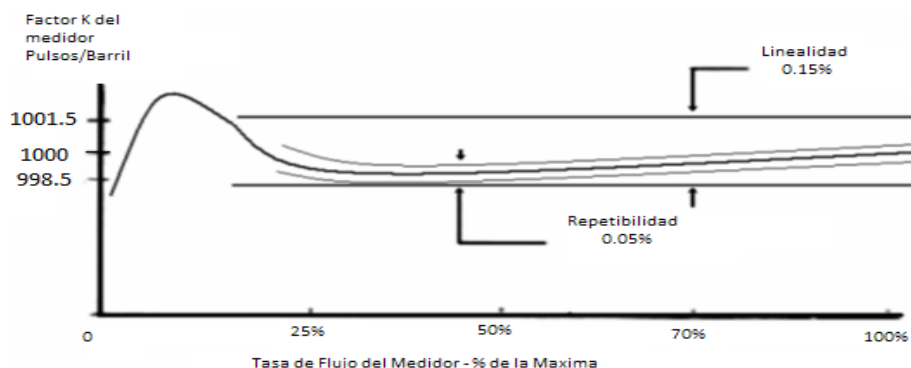
- a) Ángulo del alabe:** Puede erosionarse por golpes de objetos extraños, adherencia de basuras, o el material de construcción.
- b) Fricción viscosa:** La resistencia por fricción permanecerá igual, pero el movimiento de torsión desciende cuando baja la rata de flujo, haciendo que la relación de velocidad sea menos lineal.
- c) Fricción de los rodamientos:** Se altera la fricción por formación de depósitos en la chumacera (gasolinas) o en los rodamientos (GLP).
- d) Acondicionamiento del flujo:** El acondicionamiento busca que los remolinos no alteren la velocidad angular del rotor.

- **Rendimiento de los medidores de Turbina**

El rendimiento de los medidores de turbina es afectado por líquido turbulento y perfiles de velocidad no uniformes y son inducidos por configuración de la tubería agua arriba y aguas abajo, válvulas, bombas, juntas mal alineadas, soldaduras, u otros obstáculos.

Las condiciones del flujo deben ser usadas para vencer la turbulencia y el perfil de velocidad no uniforme. Igualmente estas requieren usar suficiente longitud de tubería recta, o una combinación de tubería recta y enderezar los elementos insertados en la corrida del medidor contra la corriente, En la Tabla 4 se muestran las especificaciones de rendimiento de las Turbinas y en la Figura 15 se observa el rendimiento del medidor turbina.

Figura 15. Curva de rendimiento de un medidor de turbina.



Fuente: modificado: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Tabla 4. Especificaciones de rendimiento de Turbinas.

CARACTERÍSTICAS DE RENDIMIENTO	RATA DE FLUJO	ESPECIFICACIÓN
Exactitud de la repetibilidad	5 – 12	± 0.05 %
Precisión de la linealidad	14 – 100	± 0.15 %
Caída de presión	100	4 – 6 Psid
Amplitud de la señal	100	6 – 8 voltios pico a pico
Factor K	100	1,050 ± 50 pulsos, 6"
Rata máxima de flujo	100	4,000 BPH, 6"

Fuente: modificado: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

1.3.4. Medidor tipo turbina helicoidal

Este tipo de turbinas se han instalado en sistemas de transferencia de custodia de productos viscosos (Ver Figura 16), con buenos resultados, a continuación se enumeran los aspectos a considerar.

Figura 16. Medidor tipo turbina helicoidal.



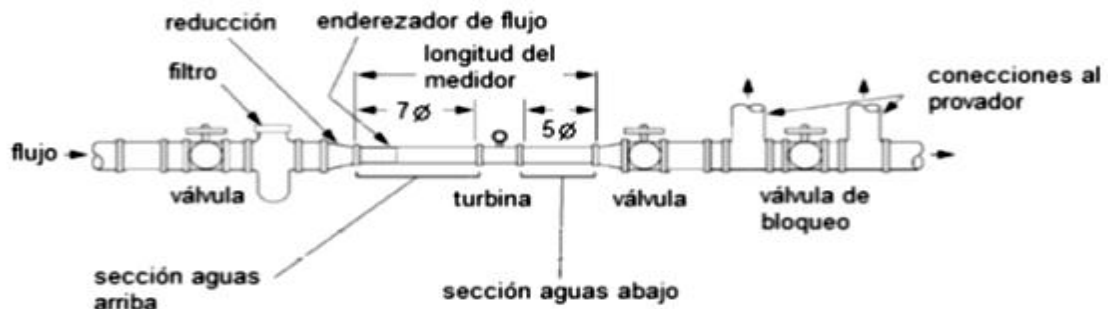
Fuente: Ramírez Hernán, Gómez Ricardo. "MEDIDORES DE TURBINA Y ORIFICO" [En línea]
<http://es.scribd.com/doc/52184168/MEDIDORES-DE-TURBINA-Y-ORIFICO>.

La tecnología de turbinas helicoidales se encuentra en desarrollo y por lo tanto los fabricantes determinan su uso y el desempeño específico no se encuentra documentado.

Se recomienda, ante la evidencia de diferentes instalaciones propuestas por los fabricantes, instalar este tipo de medidores con enderezadores de flujo, salvo se cuente con un registro de desempeño de la turbinas bajo condiciones de campo.

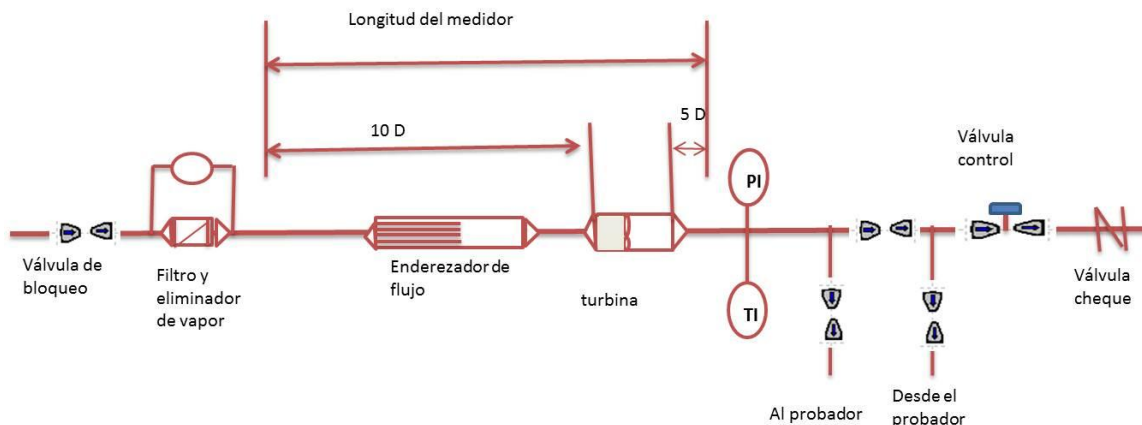
El diagrama de Instrumentación se puede observar en la Figura 17 y Figura 18.

Figura 17. Instalación para una turbina helicoidal opción 1



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Figura 18. Instalación para una turbina helicoidal opción 2.



Fuente: Autores.

Se recomienda realizar una prueba piloto de este tipo de medidor bajo condiciones de operación, antes de realizar cualquier orden de compra; esta recomendación se hace extensiva a cualquier tipo de medidor volumétrico directo o indirecto o medidor másico para Transferencia de Custodia.

Se debe tener en cuenta que el sistema de medición con equipo primario tipo turbina helicoidal requiere una válvula de contrapresión para evitar la sobre velocidad del fluido en el equipo. Y filtración aguas arriba del sistema.

En cuanto a la calibración de esta clase de medidores se debe considerar un equipo multiplicador de pulsos para el probar, para que sea efectiva la calibración.

1.3.5. Norma API MPMS 5.8 (Medidor Ultrasónico)

Es la norma implementada para los medidores ultrasónicos la cual describe los métodos para conseguir niveles de exactitud en la transferencia de custodia, cuando un medidor ultrasónico es usado en la medición de hidrocarburos líquidos.

En el desarrollo de éste punto se describirá las partes más relevantes, que tienen que ver con: Condiciones de Diseño y condiciones de Instalación.

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

Los medidores de tiempo de tránsito, utilizan un par de transductores que envían y reciben alternadamente señales ultrasónicas codificadas a través del fluido. Cuando la señal sonora va en la misma dirección del flujo el tiempo de tránsito es menor que cuando va en la dirección opuesta.¹⁵

El medidor tiene la habilidad de medir esta pequeña diferencia de tiempo que es proporcional a la velocidad de flujo, es apto para medir líquidos limpios o con sólidos y burbujas de gas, este medidor se puede observar en la Figura 19.

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

- **Principio de Operación del Medidor Ultrasónico**

Este tipo de medidores miden el tiempo de viaje de un pulso sonoro de alta frecuencia (Aproximadamente 1 MHz) entre un transmisor y un receptor, montados en extremos opuestos y externos a la tubería en ángulos agudos, Un transmisor T1 envía señales Ultrasónicas a través de un paso conocido, a un receptor R1, la diferencia de tiempo entre la transmisión y la recepción de una señal es, debido a la convección de la onda sónica en el medio, dependiente de la velocidad de flujo.

¹⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Measurement of liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters Using Transit Time Technology". Chapter V Section 8, August 2005.

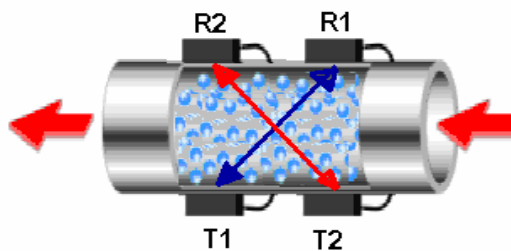
Figura 19. Medidor ultrasónico para líquidos.



Fuente: KROHNE [En línea] <http://kz.krohne.com/ru/newsdetail/article/optisonic-7300-vysokotochnyi-ultrazvukovoi-raskhodomer-dlja/>. Citado junio 2012.

A partir de este principio, y usando la dimensión del medidor, el volumen de flujo por unidad de tiempo se puede determinar. Es más ventajoso usar dos canales sónicos directos, de manera opuesta (T1 a R1 y T2 a R2), de esta forma no se requiere conocer la velocidad sónica en el medio que se va a medir, para determinar el flujo (Ver Figura 20).

Figura 20. Medidores ultrasónicos de tiempos de tránsito.



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Los Canales sónicos son llamados también “cuerdas” ó “Paths”. Hoy en día, los medidores para transferencia traen mínimo cuatro cuerdas. A continuación se consideraran los medidores Ultrasónicos de Tiempos de Transito para

Transferencia de Custodia, la medición de la diferencia de tiempo usa varias técnicas de procesamiento de señales digitales, combinadas con ciertos parámetros programados de la tubería. La ecuación siguiente permite evaluar la distancia de separación:

$$L = \frac{(D+2Wt)}{\cos \varphi} + 2(Cl - Fd) \quad \text{EC.17}$$

Dónde:

D = diámetro interno de la tubería

Wt = espesor de la tubería

φ = inclinación de los traductores o de las señales

Cl = Longitud instalada de acoplamiento

Fd = profundidad de la cara del traductor

- **Diagrama de Instalación**

La instalación de los traductores requiere de una sección de tubería recta de 10 diámetros corriente arriba y de 5 diámetros corriente abajo, que disipen las turbulencias de flujo (Ver Figura 21).

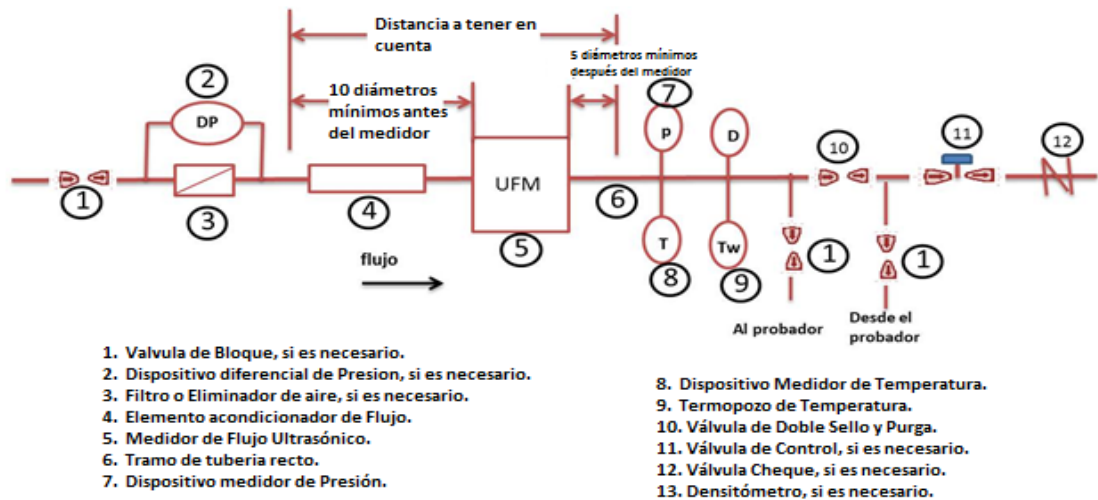
- **Condiciones de Operación y Mantenimiento**

La exactitud de este medidor depende de:

- a) La precisa geometría del cuerpo del medidor y la localización de los transductores.
- b) La integración técnica inherente en el diseño del medidor.

- c) La calidad en el perfil de flujo y los niveles de pulsación existentes.
- d) La exactitud de la medición de los tiempos de tránsito, esta exactitud a la vez depende de: La estabilidad electrónica del reloj, consistente detección de los pulsos y la compensación de señales de los pulsos.

Figura 21. Brazo de medición con medidor Ultrasónico según API MPMS.



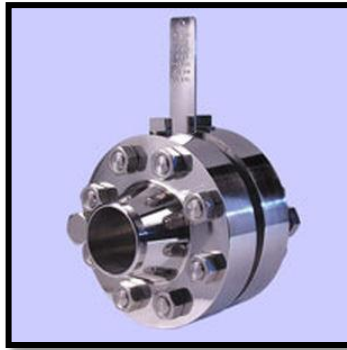
Fuente: Autores

1.3.6. Medidores de flujo tipo platina de orificio

Los medidores de platina de orificio han sido los equipos a los cuales se les han realizado los más extensos estudios sobre el comportamiento del fluido, partiendo de la medición del fenómeno físico de una caída de presión originada por una platina que representa una restricción al flujo del fluido a medir (Ver Figura 22).¹⁶

¹⁶ Tecnoficio. "Documento Tecnico de Medidores de Placas de Orificio, Medidores de Flujo Diferencial". Mexico, 2012.

Figura 22. Platina de Orificio.



Fuente: DIRECT INDUSTRY [En línea] <http://www.directindustry.es/prod/british-rototherm-co-ltd/placas-de-orificio-para-medicion-de-caudal-de-presion-diferencial-71199-673199.html>. Citado Abril 2012.

En las líneas de diámetros de dos pulgadas (5 cm) y mayores, el orificio concéntrico es la restricción más común para líquidos, gases y flujos de vapor a baja velocidad.

Los estudios presentados en las recomendaciones AGA 3 partes 1, 2, 3 y 4, donde se desarrollan ecuaciones empíricas basadas en experimentos, estas recomendaciones se basan en: Fluido limpio, fluido en una sola fase, fluido homogéneo, fluido Newtoniano, la medición se realiza con platinas concéntricas al diámetro interno del tubo, platinas flanchadas siguiendo las recomendaciones de instalación del AGA 3.

Basado en el principio del teorema de Bernoulli, para lo cual aplica una restricción en el área transversal de flujo reduciendo la velocidad, y midiendo luego la diferencia de presión a ambos lados de la restricción. El flujo másico es proporcional a la raíz cuadrada de ΔP .

$$Qm = KC_d d^2 \sqrt{(\rho \Delta P)} \quad \text{EC.18}$$

Dónde:

Q_m = Flujo Másico

K = Constante

C_d = Coeficiente de Descarga

ρ = Densidad del Fluido

ΔP = Presión Diferencial a través del orificio

d = Diámetro del Orificio

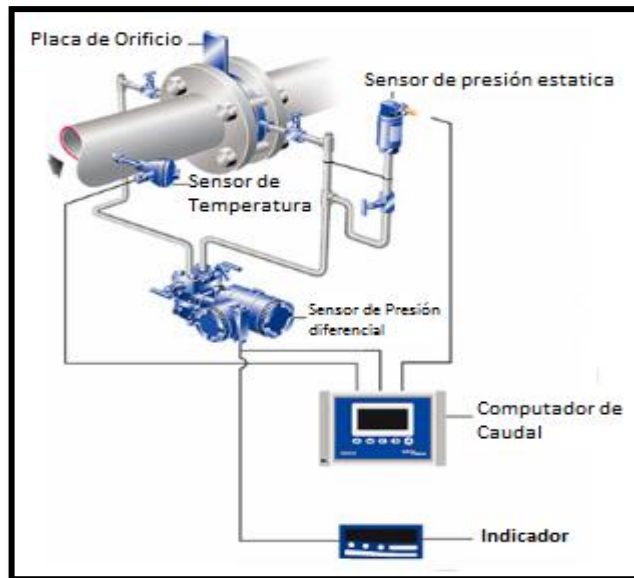
- **Principio de operación del Medidor Platina de Orificio**

Típicamente la gente cree que instalando una restricción de tamaño conocido y conociendo la presión diferencial entre los planos aguas arriba y aguas abajo se mide correctamente el caudal. Esto es un error bastante común debido a que se considera que el medidor de caudal es únicamente la placa de orificio, el tubo Vénturi o la tobera. Además de que este tipo de sistema se ve afectado considerablemente por el perfil de velocidad del fluido.

Un sistema de medición de caudal de gas con medidores de presión diferencial está integrado por: Elemento primario, platina de orificio, tubería del tren de medición, elementos secundarios, medidor de presión diferencial, medidor de presión estática, medidor de temperatura.

Adicionalmente estos elementos deben de cubrir los requisitos que establece la norma de referencia a ser utilizada (ISO-5167, AGA 3, API 14.3, ASME-MFC-3M, etc.), en la Figura 23 se puede observar los respectivos accesorios de la platina de orificio.

Figura 23. Accesorios de la Platina de Orificio.



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Los medidores de caudal gas del tipo presión diferencial son los más ampliamente utilizados en la medición de volumen de gas ya sea para fiscalización, transferencia de custodia o control de procesos, debido a que en comparación a otro tipo de medidores son mucho más versátiles y económicos que otro tipo de medidores.

Alrededor del 80% de las mediciones de caudal de gas natural se realizan por medio de sistemas de medición que utilizan placas de orificio como elementos primarios de medición.

El principio de operación se basa en introducir una restricción en el punto donde se desea determinar el caudal o volumen. Como la restricción cambia la velocidad del fluido, esto produce una diferencia de presiones que es proporcional al caudal.

Los sistemas de medición de presión diferencial obstruyen parcialmente el flujo, lo cual produce una diferencia de presiones estáticas entre el lado aguas arriba y aguas abajo del dispositivo.

- **Diagrama de Instalación**

El brazo de medición que se recomienda aplicar en los puntos de Transferencia de Custodia, de acuerdo a la Norma AGA Reporte No.3, es el siguiente (Ver Figura 24).

- **Condiciones de Operación y Mantenimiento**

Se deben tener en cuenta estos aspectos en su operación y Mantenimiento, el elemento primario se compone de la platina de orificio, con su soporte y su tubo de medición.

a) Platina de orificio: Es una platina de orificio delgada con un agujero concéntrico maquinado, el cual tiene un chaflán de acuerdo a las recomendaciones del AGA 3.

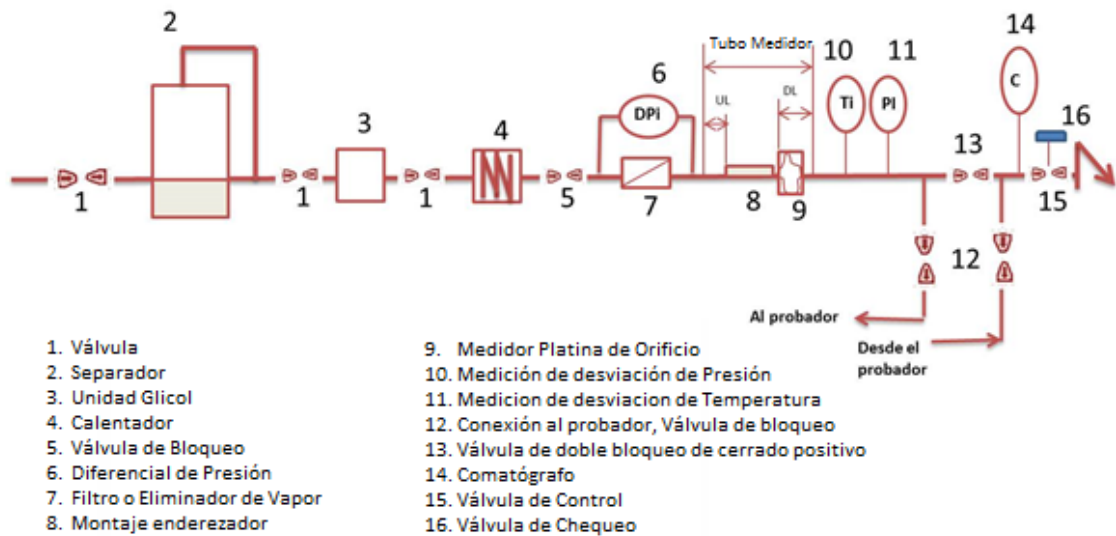
b) Diámetros del agujero de la platina:

***d*:** corresponde al diámetro del agujero de la platina medido a la temperatura del flujo.

***dm*:** es el diámetro interno del agujero de la platina a la temperatura de la platina, al momento de realizar la medición.

***dr*:** es la medida del agujero de la platina a la temperatura de referencia de fabricación de ésta, esta temperatura debe estar certificada por el fabricante.

Figura 24. Esquema de medición para un Platino de Orificio.



Fuente: Autores

c) Porta platina: Corresponde al sistema que contiene y alinea la platina respecto al diámetro interno de la tubería, a las presiones de operación.

d) Tubos de medición: Son los tramos rectos de tubería solidarios con el porta platina, que se encuentran aguas arriba y aguas debajo de ésta, estos tramos de tubería recta deben ser construidos bajo las especificaciones del AGA 3 parte 2.

e) Diámetros internos de los tubos de medición:

D: es el diámetro interno del tubo de medición instalado aguas arriba de la platina de orificio, medido a la temperatura del fluido.

D_m: corresponde al diámetro interno del tubo de medición instalado aguas arriba de la platina de orificio, medido a la temperatura del tubo.

D_r: es el diámetro interno de la sección aguas arriba de la porta platina del tubo de medición, este valor debe ser certificado por el fabricante.

La operación del medidor Coriolis se explica mediante la aplicación de la segunda ley de Newton, $F = M \times A$ (Fuerza: Masa por Aceleración), los tubos vibrantes

ejercen una fuerza sobre el fluido, en respuesta, el fluido ejerce una fuerza Coriolis (F_c) sobre el tubo. El fluido moviéndose hacia el medio del tubo se opone al movimiento de este, mientras que el fluido que corre desde el medio hacia fuera refuerza el movimiento del tubo. En vista de que el tubo de flujo es elástico, las paredes se doblan como respuesta a esta fuerza Coriolis.

1.3.7. Norma API MPMS 5.6 (Medidor Coriolis)

Es la norma implementada a los medidores tipo Coriolis, la cual describe los métodos para conseguir niveles de exactitud en la transferencia de custodia cuando un medidor Coriolis es usado en la medición de hidrocarburos líquidos. En el desarrollo de éste punto se describirá las partes más relevantes, que tienen que ver con: Sensor, Transmisor, Condiciones de Instalación.¹⁷

El terreno de aplicación de estas normas es cualquier división de la industria petrolera donde la medición dinámica de flujo es necesaria.

a) Sensor de flujo: Se necesita seleccionar medidores de flujo para medir parámetros seguros y con precisión sobre el rango de funcionamiento. El sensor nos da la medida directa de la masa de flujo y la densidad; todos los otros parámetros se infieren de estas dos mediciones. Cabe notar que los medidores Coriolis tienen una señal de salida basada en la masa y esto nos permite solucionar los errores por sólidos asociados con los medidores volumétricos. La selección del material está basada en las propiedades del fluido, es decir, si éste es corrosivo o si existen materiales de formación abrasivos.

b) Transmisor: Se debe evaluar la temperatura y humedad extremas para una apropiada protección. Se requiere de una fuente de energía para mediciones continuas o intermitentes de la lectura de salida.

¹⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters". Chapter V Section 6, August 2005.

c) Condiciones de instalaciones: Cuando el rango de flujo o la caída de presión son demasiado grandes para un medidor, la instalación de un conjunto de medidores puede ser usada en paralelo. Cuando más de un medidor se encuentra en paralelo, se deben proporcionar los medios para equilibrar el flujo a través de los medidores.

Cualquier condición que tiende a contribuir en la vaporización o cavitación del líquido de vapor debe ser evitado, diseñando un sistema de medición con las condiciones de rango específicas. La vaporización o cavitación pueden minimizarse o eliminarse manteniendo una presión suficiente a lo largo del medidor.

El flujo bifásico como ya se mencionó afecta el comportamiento de la medición. Por tal motivo un medidor Coriolis debe tener un equipo eliminador de aire/vapor, como sea necesario, para que la exactitud de la medida no se vea afectada.

El efecto remolino de fluido y los perfiles de velocidad no uniformes que pueden ser causados tanto aguas arriba como aguas abajo del medidor, son diferentes uno del otro al depender de su diseño.

Los medidores Coriolis deben ser orientados para asegurarse que en la medición los tubos estén completamente llenos de fluido bajo la condiciones de flujo estático, puesto que si el gas se acumula puede causar falsas lecturas.

Filtros u otros dispositivos de protección pueden ser instalados aguas arriba del medidor para remover objetos extraños, los cuales pueden causar errores en la medición.

Se debe proveer accesos necesarios tanto para la lectura como para las reparaciones de los transmisores de medición. Una grúa o camión puede

necesitarse para reparaciones de medidores más grandes. Hay que evitar instalaciones cerca de fuentes de vibración y pulsación.

Las fuerzas de Coriolis ocurren en sistemas que rotan, supongamos que un ser humano se encuentra de pie en el centro de un disco que gira, si se mueve radialmente hacia el borde del disco, experimenta una fuerza lateral que intenta desviarlo de la ruta más corta, esta es la fuerza de Coriolis; desde el punto de vista de la medición, se usa cuando el medio que va a medirse fluye a través de un tubo que vibra, la fuerza de Coriolis deforma el tubo, en adición a la vibración causada por la oscilación, la deformación es proporcional al flujo másico.

En este tipo de medidores el fluido pasa a través de un tubo en forma de "U" (existen también otras formas, dependiendo del fabricante) (Ver Figura 25). Este tubo vibra a su frecuencia natural, excitado por un campo magnético; la vibración es similar a la de un diapasón, con una amplitud de menos que 1 mm, Los medidores Coriolis miden la rata de flujo másico y la densidad. El flujo que pasa por unos tubos especialmente diseñados genera una fuerza, igual pero de sentido opuesto en cada mitad, haciéndolos vibrar, y cuya magnitud es proporcional a la rata de flujo másico. Esta fuerza y las vibraciones son detectadas por unos sensores y convertidas a rata de flujo másico mediante un transmisor.

Si hacemos circular un fluido por su interior, durante la mitad del ciclo de vibración del tubo (es decir, cuando se mueve hacia arriba) el fluido entrante empuja el tubo hacia abajo resistiéndose a la vibración, en cambio que el fluido saliente lo hace hacia arriba.

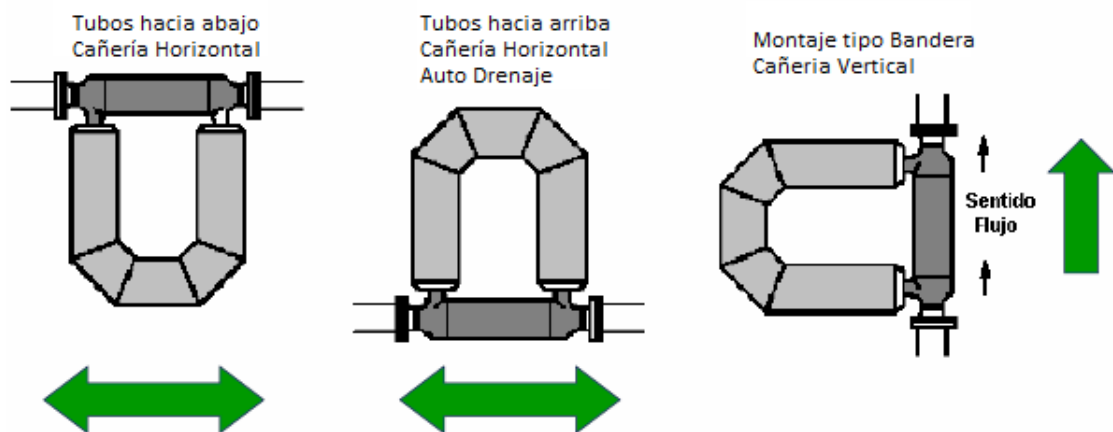
Esta combinación de fuerzas causa que el tubo experimente una torsión. Durante la segunda mitad del ciclo, cuando el tubo se mueve hacia abajo, la torsión resultante tendrá la dirección opuesta. Por consiguiente, tenemos que en cada codo del tubo se produce una oscilación de igual frecuencia (la frecuencia natural)

pero desplazadas en fase. Este desplazamiento de fase es directamente proporcional a la razón de flujo másico del fluido que circula por el interior. Si se colocan sensores electromagnéticos (“pickups”) en cada codo, éstos generan una señal sinusoidal cuya diferencia de fase (ΔT) es medida por la unidad electrónica del transmisor para transformarla finalmente en una señal 4-20 mA.

- **Principio de Operación del Medidor Coriolis**

Este tipo de medidor mide la masa directamente, pero para medir volumen la configuración toma la masa medida y la divide por la densidad medida por el equipo, se recomienda instalar un transmisor de temperatura por separado para compensar y hacer los ajustes cuando se realiza conversión a volumen, pues no es recomendable usar la RTD del Coriolis puesto que su instalación ha sido diseñada para hacer la compensación para el material de los tubos.

Figura 25. Instalación de un medidor de coriolis.



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Durante la instalación del sensor los tubos deben permanecer llenos de fluido en una sola fase y no deben transmitirse vibraciones externas a estos; teniendo en cuenta que la interferencia electromagnética (EMI) no debe exceder la capacidad del blindaje del sensor. Para mayor información remitirse al API MPMS Capítulo 5 Sección 6 MEASUREMENT OF LIQUID HYDROCARBONS BY CORIOLIS METERS.

El Cálculo de la Fuerza de Coriolis se hace mediante la siguiente ecuación:

$$F_c = 2m \times W \quad \text{EC.19}$$

Dónde:

F_c =Fuerza Coriolis

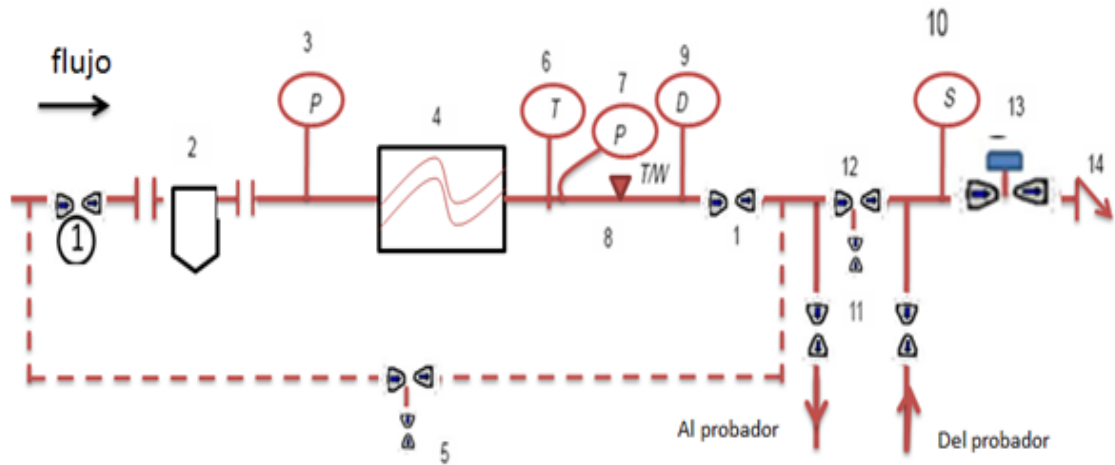
m =Flujo Másico

w =Velocidad Angular del tubo

- **Diagrama de Instalación**

De acuerdo con la norma API MPMS 5.6 se recomienda aplicar el siguiente diagrama de instalación, (Ver Figura 26).

Figura 26. Diagrama de instalación para un Medidor Coriolis según API MPMS.



- | | |
|--|--|
| 1. Válvula de Bloqueo | 8. Termopozo de Temperatura, opcional |
| 2. Filtro o Eliminador de aire, si es necesario | 9. Medidor de densidad, punto de Verificación |
| 3. Dispositivo Diferencial de Presión, si es necesario | 10. Punto de muestra manual ó Autosampler (opcional) con sonda |
| 4. Medidor de flujo Coriolis | 11. Conexión al probador, con Válvulas de bloque |
| 5. By pass (opcional) con Válvula de doble sello y purga | 12. Válvula de bloqueo y aislamiento del Probador |
| 6. Dispositivo Medidor de Temperatura | 13. Válvulas de Control, si es necesario |
| 7. Dispositivo Medidor de Presión | 14. Válvula Cheque, si es necesario |

Fuente: Autores.

- **Condiciones de operación y mantenimiento**

Algunas recomendaciones para el mantenimiento del sistema son:

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

Otros factores a tener en cuenta son:

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

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

- a)** Vibración en el montaje del sistema de medición (externa o de múltiples Medidores).
- b)** Flujo pulsante, si es cercano a la frecuencia de vibración del sensor.
- c)** Tensión mecánica (axial, radial, torsional) presente en la instalación.
- d)** Perfiles de velocidad no uniforme y remolinos en el flujo.
- e)** Interferencias por frecuencias de radio o electromagnéticas.
- f)** Verificación periódica de valor de cero almacenado.

En gases se deben de tener en cuenta la siguiente recomendación: para gases la medición de flujo másico requiere altas presiones, la exactitud de la medición, para presiones de alrededor de 200 Bares (2900 psig), es de $\pm 1\%$.

1.4. SELECCIÓN DE MEDIDORES

Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúa con medidores de desplazamiento positivo (DP) ó de turbina de alto rendimiento que son los

métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el caudal volumétrico del fluido, basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición; los medidores Ultrasónicos y Másicos de Coriolis también son utilizados para medir.¹⁸

Hidrocarburos líquidos pero en un nivel más bajo debido a su reciente tecnología, el medidor de Platina de Orificio solamente es usado en la medición de Gas Natural pero actualmente ha sido reemplazado por los medidores Ultrasónicos y de Coriolis, siendo estos los más recomendados en la actualidad, la Figura 17 enseña una guía selección.

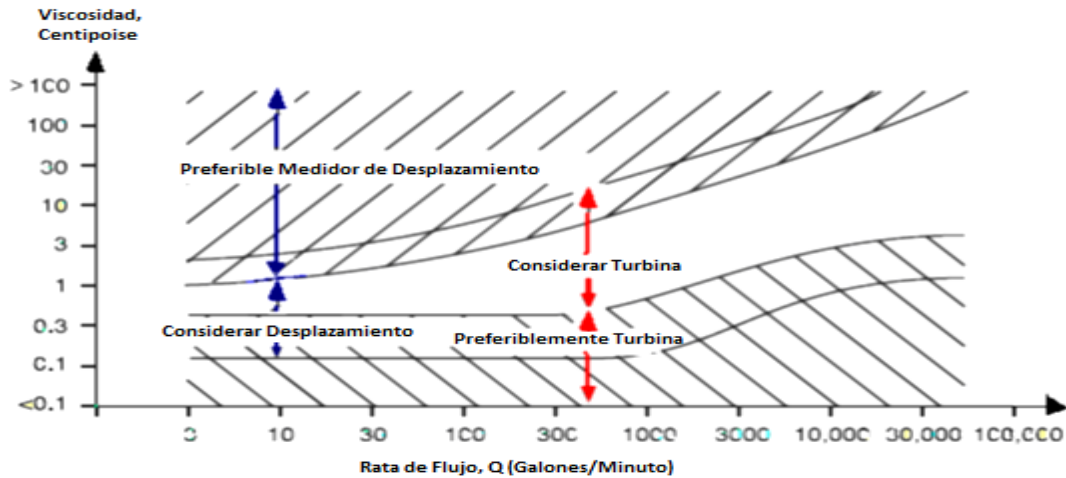
Desplazamiento positivo y turbina, muestra una gráfica de criterio de selección para los medidores de desplazamiento y turbina en una comparación de Viscosidad vs. Rata de Flujo.

A menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales del proceso. Otro método es el de medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizando efecto Coriolis.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido, ya que existen equipos que son más eficientes según las características que posea el líquido, también es necesario analizar el comportamiento del factor del medidor frente a la tasa de flujo (ver Figura 27).

¹⁸ Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Figura 27. Guía de selección entre desplazamiento Positivo y Turbina.



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

La viscosidad del líquido es el factor principal que determina si el medidor por DP o el medidor de turbina proporcionarán la mejor exactitud global para un servicio de transferencia en particular. La figura 1.29, presenta una guía para la selección de medidores de Desplazamiento Positivo y de turbina según la viscosidad y tasa de flujo. Dicha figura nos ilustra lo siguiente:

- El medidor de Desplazamiento Positivo tiene mejor rendimiento con líquidos de alta viscosidad en cambio el medidor de turbina tiene mejor rendimiento para líquidos con baja viscosidad.
- Los medidores de Turbina tienen mejor rendimiento cuando desarrollan el máximo flujo turbulento. Por lo tanto, pueden ser usadas con líquidos de alta viscosidad a altas tasas de flujo.
- Las Turbinas pueden tener variaciones en el comportamiento cuando son usadas con líquidos que tienen viscosidades cambiantes.
- Las Turbinas se utilizan normalmente para medir baja viscosidad, productos refinados tales como: propano, gasolinas, kerosene, diesel y son muy precisas cuando miden este tipo de productos.

e) Las Turbinas en términos de operación continua tienen más larga vida de servicio que los medidores de desplazamiento positivo.

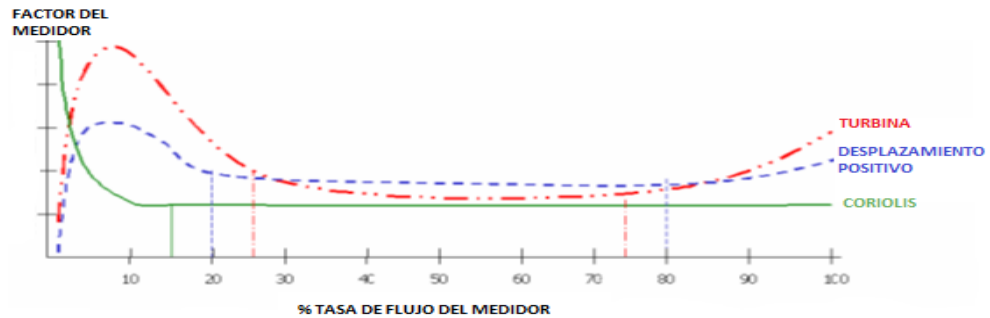
Las Turbinas no se pueden utilizar con líquidos que contengan sustancia que puedan aglomerarse alrededor de la superficie del medidor afectando el área de flujo a través del rotor y la velocidad del mismo.

1.4.1. Comparación de los medidores aceptados para transferencia de Custodia

En la curva típica de exactitud, la cual se puede observar en la Figura 28 se puede apreciar el comportamiento experimental de tres de los cuatro tipos de medidores dinámicos más usados para transferencia de custodia, en ella se compara el Factor del Medidor Vs. % de Tasa de flujo del medidor.

En la Figura 28 se puede observar una gran diferencia de exactitud entre los tres medidores comparados, debido a que cada uno se rige con principios físicos diferentes en el momento de realizar la medición de hidrocarburo, por ejemplo, el medidor de Turbina presenta mayor margen de error debido a que este cuenta con una hélice que gira proporcional al flujo, lo cual es una desventaja cuando hay caudales muy pequeños ya que no va tener una medición exacta de este fluido, el medidor de Coriolis es el que presenta mayor exactitud al realizar una medición directa multivariable (caudal, densidad y temperatura) desde un solo dispositivo, tiene la ventaja de no tener partes móviles, lo que permite realizar un bajo mantenimiento.

Figura 28. Curva típica de exactitud entre tres tecnologías de medición dinámica.



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

En la

Tabla 5 se puede detallar una comparación entre los medidores de Hidrocarburos para transferencia de Custodia.

Tabla 5. Comparación de Medidores de Hidrocarburos.

ATRIBUTO	PLATINA DE ORIFICIO	TURBINA	CORIOLIS	ULTRASÓNICO
Aceptación en la industria	Amplia	Amplia	Parcial	Parcial
Exactitud	Media	Alta	Alta	Alta
Rangueabilidad	Baja	Media	Alta	Alta
Intervalo de viscosidad	Amplio	Bajo	Amplio	Medio
Costo de adquisición	Medio	Medio	Alto	Alto
Costo de operación	Medio	Medio	Medio	Medio
Desgaste de partes	Bajo	Medio	Bajo	Bajo
Caída de presión	Media	Media	Alta	Baja
Tolerancia a vibraciones	Alta	Alta	Baja	Alta

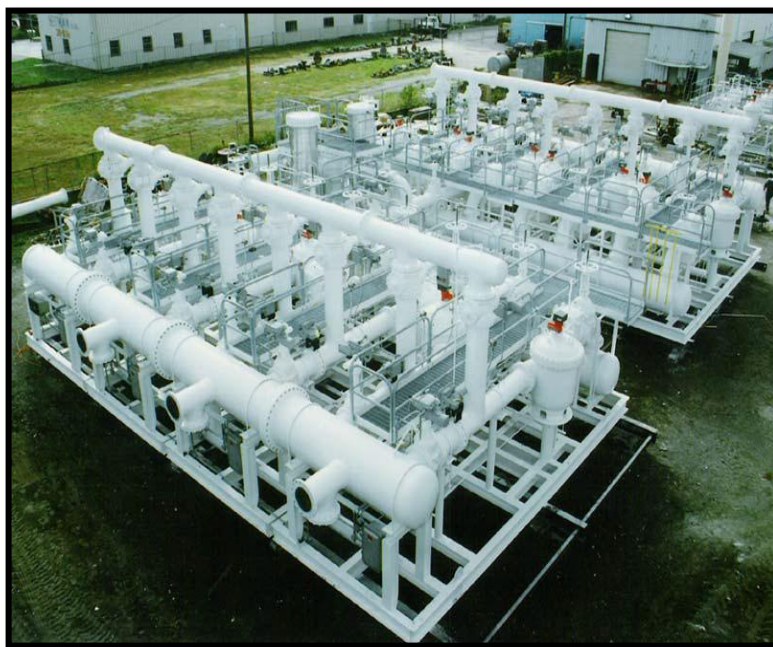
Tolerancia a ruido acústico	Alta	Alta	Alta	Baja
-----------------------------	------	------	------	------

Fuente: Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo V, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

1.5. UNIDADES LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER)

Es un conjunto de equipos ensamblados coherentemente con la finalidad de medir, analizar y registrar volúmenes producidos mientras son entregados a una línea (oleoducto o gasoducto) de forma automática, como se muestra en la Figura 29 Este proceso requiere de equipos de medición, monitoreo, registro y transmisión, para la transferencia de custodia de líquidos o gases producidos, eliminando o minimizando la necesidad de las actividades manuales.¹⁹

Figura 29. Unidad Lact.



Fuente: TMC S.R.L. Diseño y Tecnología aplicados al transporte-Medición y Control de Hidrocarburos

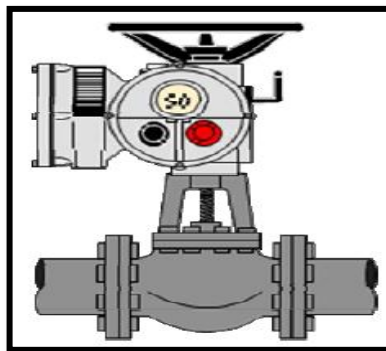
¹⁹ NARANJO, Michelle. "Implementación de la unidad de medición de crudo Lact en el campo Gustavo Galindo Velasco", Ecuador. 2006.

1.5.1. Componentes de las Unidades LACT

A continuación se detallan las válvulas, filtros, acondicionadores, entre otros instrumentos que forman parte de las unidades LACT.

- a) Válvula de entrada:** Permite el acceso del fluido a la corriente de medición, sirve para aislar el filtro y el medidor del resto del sistema para el mantenimiento (ver **b)** Figura 30).

Figura 30. Válvulas de entrada de Unidad LACT.



Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

- c) Filtro y eliminador de aire:** Se requiere un filtro antes del medidor para evitar daños en las partes móviles y mediciones erróneas. También pueden tener un eliminador de aire para desechar los vapores asociados al fluido bombeado. Una bolsa de aire o vapor repentina podría dañar el medidor o provocar errores en la medición (ver **d)** Figura 31).

- e) Acondicionadores de flujo:** Tienen la tarea de eliminar la turbulencia dentro de la tubería y conducir el flujo hacia el medidor minimizando los errores, permitiendo una medición más precisa (ver Figura 32).
- f) Instrumentación asociada:** Se instalan transmisores de temperatura y presión para enviar al sistema de control estas variables y establecer el correcto funcionamiento del sistema de medición (ver Figura 33).
- g) Válvula de control de flujo:** Su propósito es controlar el flujo del producto para mantener la presión en el medidor y el probador. Puede estar diseñada con propiedades adicionales como por ejemplo, funcionando como válvula de contrapresión, asegurando que la presión del fluido se mantenga por encima de su presión de vapor (ver Figura 35).

Figura 31. Filtro de Unidad LACT.



Fuente: IMCO. [En línea] <http://www.imco.com.ar/html/productos/valvulas/valvulas-inline-strainers.html>. Citado en el 2007.

Figura 32. Acondicionador de flujo para Unidad LACT.



Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

Figura 33. Instrumentación asociada para Unidad LACT.



Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

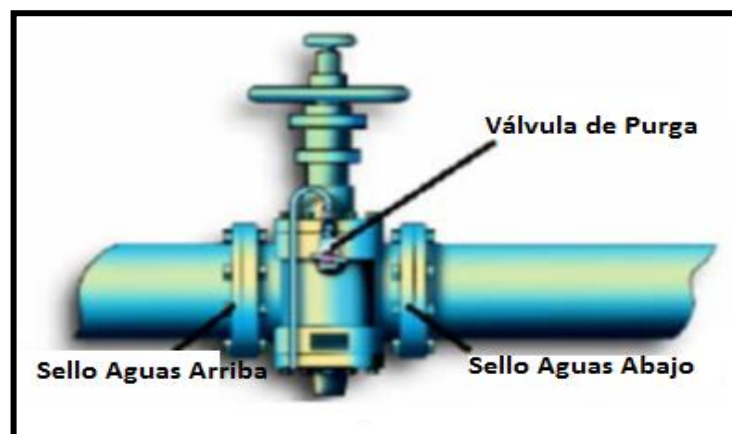
Figura 34. Válvula de control de flujo medidor-probador.



Fuente: FUJISAN SURVEY. [Enlínea] <http://www.fujisansurvey.com/servicios-3/flujo/>. Citado en el 2012.

h) Válvulas de doble bloqueo y purga: Aseguran la hermeticidad del sistema, esta válvula se puede detallar en la Figura 35.

Figura 35. Válvula de doble bloqueo y purga.



Fuente: Modificado de: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

i) Sistema de calidad: El objetivo del sistema de calidad es determinar la calidad del petróleo en el punto de transferencia de custodia. La cantidad de agua y

sedimentos contenida en el petróleo, la gravedad API y en algunos casos el análisis químico son parte del informe de calidad (ver Figura 36).

j) Densitómetro: Es un instrumento que maneja una frecuencia de resonancia base, entonces, cuando el crudo pasa a través de él, se produce una alteración en la frecuencia que es proporcional a la masa de crudo, como la densidad es masa por unidad de volumen existe entonces una relación entre la frecuencia de resonancia y la densidad (ver Figura 37).

k) Medidor de porcentaje de agua y sedimentos: Es un instrumento que maneja una frecuencia de oscilación base o de referencia (microondas) y cuando el crudo pasa a través de él, se produce una alteración en la frecuencia que es proporcional al contenido de agua en el crudo. Esta variación es producto de la gran diferencia que existe entre las constantes dieléctricas del crudo (2,2) y el agua (68). Un microprocesador registra y actualiza los valores del contenido de agua en el crudo cada segundo (ver Figura 38).

Figura 36. Sistema de control de calidad.



Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. "IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. 2009.

Figura 37. Densitómetros.



Fuente: Miranda Hugo, Tocto Paul. “IMPLEMENTACION DE TECNOLOGIAS PARA LA MEDICION DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETROLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO”. Escuela Politécnica Nacional. 2009.

Figura 38. Medidor de agua y sedimentos.



Fuente: IMTA. [En línea]

http://www.imta.gob.mx/tyca/index.php?page=shop.product_details&flypage=flypage.tpl&product_id=770&category_id=131&option=com_virtuemart&Itemid=88&lang=es. Citado en Abril de 2011.

l) Computadores de flujo: Provee toda la data global del sistema de medición, recibe y transmite todas las funciones de operación de la unidad en comunicación con los computadores de flujo (ver

m) Figura 39).

Figura 39. Computador de medición de flujo.



Fuente: SERVI DANIEL Ltda. [En línea] http://www.servidaniel.com/repre_dinamic.html. Citado en junio de 2011.

2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

En este capítulo se describen las características geológicas y ubicación del campo con su respectiva estructura de distribución, la descripción de los equipos que actualmente se utilizan y las diferentes técnicas aplicadas para la realización de pruebas.

En Colombia actualmente existen normas que el Ministerio de Minas y Energía estableció para que en los campos petroleros se desarrollen las pruebas de producción, que tienen como fin medir la producción o aporte de cada pozo y a su vez las características del crudo que se está produciendo en el país. Cumplir con esta norma no ha sido fácil por razones técnicas, económicas y por logística de aplicación.

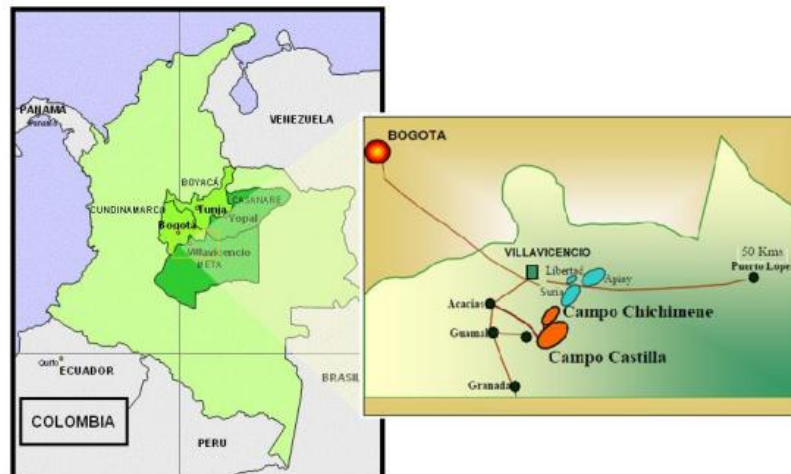
Teniendo en cuenta que entre los 3 Campos más importantes y de mayor aporte a la producción petrolera en el país se encuentra el Campo Castilla, se ve la necesidad de hacer un estudio específico a este campo del porque las pruebas de

producción no se alcanzan a cumplir al 100% en su totalidad, tomando como referencia la distribución de los pozos y la situación actual de la aplicación de las diferentes técnicas y sus respectivos equipos para el desarrollo de las actividades. Todo esto se realiza con el fin de poder posteriormente analizar y describir escenarios que puedan aportar al cumplimiento de las pruebas con una mejora técnico-económica.

2.1. LOCALIZACION GEOGRAFICA

El Campo Castilla se localiza en la cuenca de los llanos orientales a 35 km al sur de la ciudad de Villavicencio en el departamento del Meta, esta área se encuentra en la jurisdicción de los municipios de Acacia y Castilla la nueva. Geográficamente estas áreas corresponden a terreno plano con alturas entre 180 y 340m sobre el nivel del mar.²⁰

Figura 40. Mapa de localización del área Castilla.



²⁰ Blanco Sayda. "HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA" Universidad Industrial de Santander, 2009.

Fuente: Blanco Sayda. "HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA" Universidad Industrial de Santander, 2009.

2.2. GEOLOGIA

La producción de petróleo del Campo Castilla proviene de la formación Guadalupe, de edad Cretáceo medio, dividida en dos unidades operacionales: Une K2 y Chipaque K1. Existe otra formación acumuladora de hidrocarburo llamada San Fernando T2 de terciario.

Su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60° E, de 4 km de ancho y 10 km de largo, limitado al este por una falla inversa. En el campo castilla la formación Guadalupe masivo es la formación productora, a profundidades entre 6000 pies y 7000 pies.

Las unidades operacionales del campo, comprenden en el área de estudio la secuencia del cretáceo superior, y se divide en las unidades operacionales K2 (Guadalupe masivo) de edad Coniciano y la unidad operacional k1 (Guadalupe superior) que comprende desde el Santoniano hasta el Eoceno inferior. La unidad k1 normalmente se divide en k1 superior, k1 medio y k1 inferior. En la Tabla 6 se observa la distribución de las diferentes formaciones que componen el campo en función de su profundidad:

Tabla 6. Formaciones campo Castilla.

FORMACION	PROFUNDIDAD MEDIDA (Pies)
Guayabo	0
León	1710
Carbonera	1010
T2	6210
K1	6680
OWC	7338
Paleozoico	7400

Fuente: Blanco Sayda. "HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA" Universidad Industrial de Santander, 2009.

2.3. PROPIEDADES PETROFISICAS DEL YACIMIENTO

La principal formación productora del Campo Castilla es la del K2, la cual cuenta con una porosidad y permeabilidad promedio de 19% y 1.180 milidarcy respectivamente. Para esta formación y con base en la información de registros de los pozos perforados inicialmente, se ha interpretado una relación agua-petróleo inducida por efecto de hidrodinamismo como se puede observar más detalladamente y de manera comparativa en la Tabla 7.

Tabla 7. Propiedades petrofísicas del yacimiento.

PROPIEDAD	K2		K1	
	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO	RANGO
Porosidad	19,50%	13,8% - 23,4%	18%	10,8% - 28%
Permeabilidad	1384 md	465 - 2423 md	93 md	1 - 1667
Swirr	10%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar	10%	Se asume igual a K2, no hay corazones
Sor	35%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar	35%	Se asume igual a K2, no hay corazones

Fuente: Modificado de: Blanco Sayda. "HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA" Universidad Industrial de Santander, 2009.

2.4. PROPIEDADES DEL PETROLEO Y AGUA

El conocimiento de las propiedades de los fluidos que van a ser dispuestos a pruebas de producción y su respectiva medición es de vital importancia para su óptimo desarrollo, y de esta manera poder determinar bajo que parámetros se debe afrontar el desarrollo de las pruebas.

El yacimiento produce petróleo tipo asfaltenico con gravedad API promedio de 13,7 a 60 F por empuje de acuífero activo. Se detectó un contacto agua-petróleo inclinado, el cual buza en dirección N35 E con un ángulo de 1.74 grados, localizado estructuralmente a una profundidad medida por registros EPT, MDss, que oscila en (-5669' a -6030'), la zona de transición oscila entre 120 y 140 pies, haciéndose mayor hacía en NE, donde predomina la unidad K1.

Factores como el fenómeno de conificación en la Unidad K2, el bajo potencial productor de la Unidad K1 y alta saturación residual de petróleo (Sor) la cual alcanza el 35%, afectan negativamente el recobro de hidrocarburos. Es importante mencionar que la presión de burbuja del petróleo es tan baja (143 psi) que no se va a alcanzar bajo condiciones de yacimiento a lo largo de la historia de producción del campo, las propiedades del petróleo se pueden detallar en la Tabla 8.

Tabla 8. Propiedades del petróleo.

PROPIEDAD	UNIDADES	K2
Tipo		Asfaltenico
GOR	SCF/STB	40 – 300
Factor volumétrico aceite	Res bbl/STB	1061
Gravedad especifica gas		0,986
Gravedad especifica petróleo		0,97
Viscosidad a Py	Cp	41,2
Gravedad API @ 60 F	°API	13,7
Temperatura del yacimiento (Ty)	°F	198
Presión original del yacimiento @5600 ft	PSI	2830
Presión de burbuja (Pb)	PSI	143

Fuente: Modificado de: Blanco Sayda. "HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA" Universidad Industrial de Santander, 2009.

La composición del agua de formación varía a lo largo del yacimiento en sentido lateral y vertical. No ha sido posible identificar una tendencia que logre describir la distribución de estas variaciones, por ejemplo, la resistividad del agua de formación medida en forma directa oscila en un rango de 2 a 60 ohm-m y la salinidad varía desde 122 ppm hasta 3246 ppm, sin justificar ese comportamiento por la ubicación en el yacimiento. La gravedad específica del agua de formación promedio es de 1.002.

2.5. RESEÑA HISTORICA

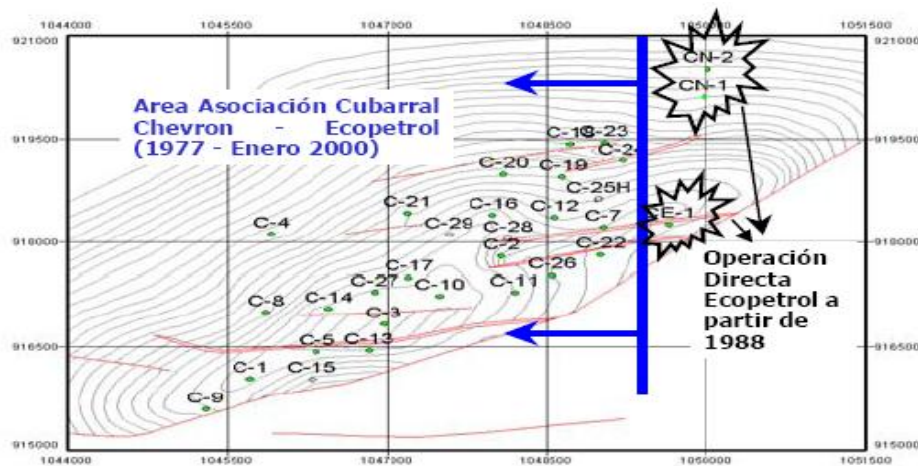
Actualmente Ecopetrol asume la operación directa del Campo Castilla en el departamento del Meta, siendo un gran reto en su inicio para la compañía por diferentes razones a las que se afrontaban como la finalización del primer contrato de asociación, el clima comercial desfavorable para la producción de crudos pesados y la restricción legal para la quema. Sin embargo actualmente los resultados en Castilla son tan alentadores que este campo se ha convertido en una de las joyas de la corona para Ecopetrol S.A. siendo uno de los yacimientos más estudiados y mejor conocidos en Colombia y su producción en aumento que se ha obtenido.

Entre 1944 y 1977 varias compañías como Shell, Intecol, Chevron y Phillips, hicieron gestión exploratoria la cual incluyó sísmica y perforación de pozos, siendo Chevron Petroleum Company of Colombia la única con resultados positivos, la cual descubrió los campos Castilla y Chichimene en 1969, pero inicio producción en el año de 1977, con el contrato de asociación Cubarral suscrito entre ECOPETOL y la compañía, en la Figura 41 se puede observar el área de operación directa de Ecopetrol.

El contrato de asociación de Cubarral comprendió un periodo de un año de evaluación, aproximadamente hasta el 31 de enero de 1975, seguido de un periodo de operación por 25 años. El área final retenida que fue definida en febrero de 1984, fue de 19202 hectáreas. Durante este periodo, la asociación desarrollo los dos campos alcanzando importantes volúmenes de producción.

En los años 1988 y 1989, Ecopetrol perforo 3 pozos que definieron los denominados campos castilla norte y castilla este, los cuales se ubicaron fuera del área establecida por el contrato de asociación. Por estategia de explotación, estos pozos fueron operados por Chevron.

Figura 41. Área de operación directa de Ecopetrol.

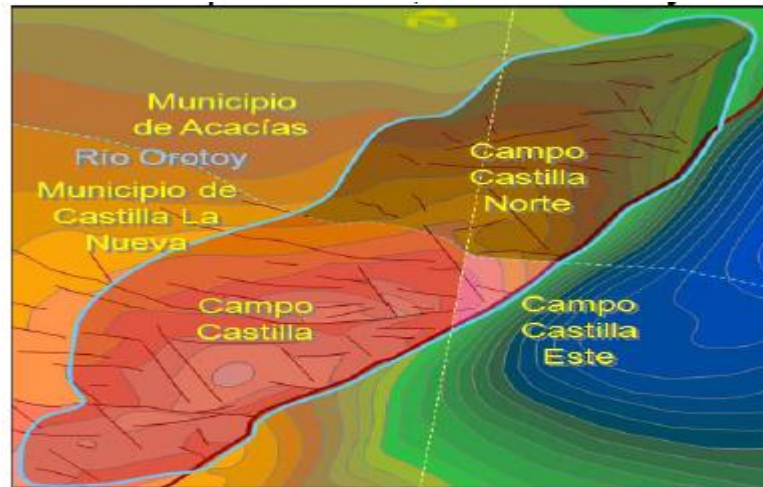


Fuente: Blanco Sayda. “HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA” Universidad Industrial de Santander, 2009.

Hoy día y tras las reevaluaciones de yacimientos realizadas, se consideran que los campos castilla, castilla norte y castilla este conforman una sola estructura y esta unificación fue la razón única y principal para la nueva era de producción del

campo Castilla por la disminución de costos de operación y gastos administrativos, en la Figura 42 se detalla Castilla norte, este y Acacías.

Figura 42. Definición actual de los campos castilla.



Fuente: Blanco Sayda. "HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA" Universidad Industrial de Santander, 2009.

Debido a la terminación del contrato de asociación Cubarral, estos campos quedaron a cargo de Ecopetrol a partir del 31 de enero de 2000. Durante la operación directa Ecopetrol ha adelantado el Desarrollo Adicional de los Campos mediante perforación de pozos, inversiones en facilidades de tratamiento, infraestructura vial, electrificación del campo, construcción de líneas de transferencia, optimización de la Estación de bombeo Apiay y la construcción de la Estación de bombeo Porvenir.

Los pozos se encuentran terminados en su mayoría en las arenas de la Unidad Guadalupe Masivo, algunos en la unidad Guadalupe Superior y otros en las dos unidades. El yacimiento no tiene la suficiente energía para levantar la columna de fluido de los pozos hasta superficie a pesar del acuífero activo, obligando a que

todos los pozos del campo produzcan mediante levantamiento artificial, bombeo mecánico y bombeo electrosumergible.

2.6. CONDICIONES OPERATIVAS Y DE PRODUCCION

La Superintendencia Castilla Chichimene que más adelante se indicara como SCC ha registrado el resultado de las operaciones de perforación, pruebas de pozo y completamiento, y evaluado el rendimiento de las mismas a lo largo de la historia de cada pozo que pertenece al campo castilla. En la Tabla 9 se expone de manera general los resultados obtenidos en el seguimiento de los últimos 4 años comprendidos desde 2007 al 2011.

Tabla 9. Prueba SCC 2007-2011.

	2008	2009	2010	2011
Pozos Activos	135	165	320	373
Pozos ON	108	136	270	304
Pozos probados	40	50	76	208
Rendimiento	37%	36,76%	28,14%	68,42%

Fuente: Autores

La Tabla 9 muestra los resultados obtenidos desde diciembre del 2008 a diciembre del 2011, resaltando notoriamente tanto el incremento del cumplimiento de las pruebas de producción como el aumento de las perforaciones correspondientes a cada año. Al finalizar el año 2011 se encontraban 304 pozos ON, de los cuales a 208 pozos se les realizaron pruebas, obteniendo un cumplimiento del 68,42%.

Los pozos activos son todos los pozos que se han perforado y que se tienen para efectos legales e internos de la empresa, estos pueden estar abiertos o cerrados y los pozos ON son los pozos que se tienen actualmente produciendo.

El campo castilla tiene su respectivo seguimiento en el cumplimiento de las pruebas de producción. Su distribución esquemática se basa en estaciones principales de recolección (EC1, EC2 y EA), unificación de puntos (Clúster, múltiples y IND-S2) y pozos. Esta distribución se convierte en el referente para poder definir el tipo de prueba a realizar dependiendo el punto donde se ejecutará y de esta manera poder llevar el registro de las mismas.

Cada estación principal recolecta la producción de diferentes pozos ya distribuidos como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10. Distribución de pozos en el campo Castilla.

ESTACION	NUMERO DE POZOS
EC1	6
EC2	129
EA	109

Fuente: Autores.

De manera clara se observa que la EC2 es la estación que contiene la producción de la mayoría de los pozos, siendo el punto de partida y foco de interés para el estudio y análisis del estado de las pruebas realizadas y su optimización. Esta decisión se difiere por dos razones:

La EC1 solo cuenta con 6 pozos que aportan producción y que fácilmente alcanzan la meta de cumplimiento, comparando con los 129 pozos que contienen la EC2 y sus diferentes problemas de aplicación.

El estudio que se realice a la EC2 daría como consecuencia la adopción de la metodología aplicada para la optimización en la EA, ya que contienen un número similar de pozos y estructura semejante.

Ya se sabe qué zona se analizara, ahora se debe tener claro las principales razones que se han tenido para el no cumplimiento de las pruebas y así poder ver el por qué y el cómo se podrán solucionar. Las causas o razones han surgido del estudio realizado al seguimiento del cumplimiento de las pruebas en los últimos 2 años (2011-2012):

- a)** Las facilidades portátiles presentan demora en la adecuación de locaciones para la ubicación de WT y a su vez demora por limpieza y desarme debido a la alta viscosidad del fluido.
- b)** Cantidad Insuficiente de Facilidades (Tanques de Prueba) en las Estaciones de Tratamiento para el desarrollo de las Pruebas Individuales de Producción en pozos.
- c)** La EC2 cuenta con 129 pozos activos y a través de los Tanques de Prueba se pueden probar máximo 40 pozos al mes.
- d)** La baja implementación de medidores BSW (RED EYE), para poder complementar el proceso de los Coriolis.
- e)** Al finalizar contratos no se está teniendo en cuenta adelantar procesos contractuales que permitan la continuidad del servicio de alquiler de las facilidades portables.
- f)** No se tiene eficiencia en el factor de calibración de los medidores Coriolis, así no se pueden tener en funcionamiento el 100% a la vez.

Teniendo en cuenta las anteriores causas del no cumplimiento de las pruebas, se empieza a analizar específicamente la EC2. Se observa cada clúster que aporta en su recolección y que cantidad de pozos contiene cada uno y a su vez el cumplimiento en porcentaje de pruebas realizadas en el año 2011 y 2012. Se

destaca además el pozo donde está presente el Multifasico vx como el único que alcanza y sobrepasa con un 109% en el cumplimiento. La

Tabla 11 describe la proporción entre cantidad de pozos y cumplimiento en cada clúster. La Estacion Castilla 2 cuenta con 29 cluster, 3 múltiples y 1 independiente (IND); sumando en total un ingreso de producción de 129 pozos a la misma. Con esta cantidad de pozos ya se muestran los inconvenientes con la realización de las pruebas de producción que exige el ministerio de minas y energía debido a la cantidad de pozos que soporta.

También se desarrollan las actividades de pruebas con Coriolis que no alcanzan el 100% de cumplimiento pero es muy buena alternativa ya que es más eficiente que las pruebas WT; teniendo en cuenta que en este tipo de pruebas WT se requiere de mucho tiempo casi igual a 24 horas para la prueba en un solo pozo, dificultando el desarrollo de la prueba en otros pozos. Por otro lado en los puntos múltiples y en los IND-S2 la aplicación de pruebas volumétricas no alcanza ni con el 50% de cumplimiento por la falta de eficiencia para la toma de pruebas de producción dada por la falta de equipos disponibles y una infraestructura inadecuada. En la Figura 43 se puede encontrar la distribución general de la EC2, en la cual se detalla la ubicación de la estación y de los clúster con sus respectivos pozos.

Tabla 11. Desempeño de los cluster en la Estación Castilla 2.

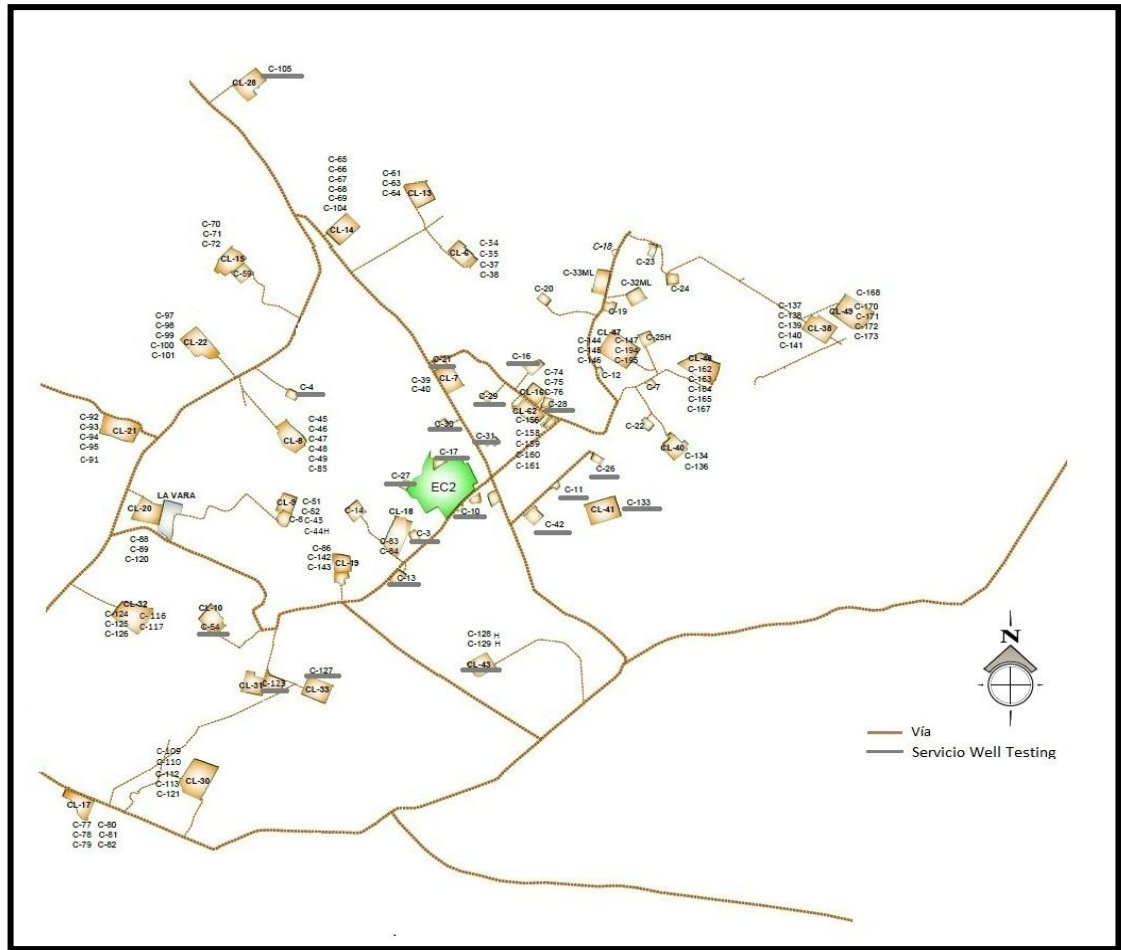
CLUSTER	POZOS	CUMPLIMIENTO 2011 (%)	CUMPLIMIENTO 2012 (%)
Clúster 6	4	33,33	27,08
Clúster 7	2	41,67	39,58
Clúster 8	7	32,14	26,19
Clúster 9	2	45,83	45,83
Clúster 10	1	12,50	33,33
Clúster 13	3	19,44	25,00

Clúster 14	6	2,08	40,97
Clúster 15	3	33,33	38,89
Clúster 16	2	8,33	39,58
Clúster 17	6	26,39	47,92
Clúster 18	2	22,92	64,58
Clúster 19	3	13,89	44,44
Clúster 20	3	0,00	45,83
Clúster 21	5	27,50	37,50
Clúster 22	5	37,50	35,83
Clúster 28	1	4,17	16,67
Clúster 30	5	32,50	45,00
Clúster 31	1	45,83	33,33
Clúster 32	5	27,50	41,67
Clúster 33	1	25,00	50,00
Clúster 38	5	9,17	36,67
Clúster 40	2	6,25	37,50
Clúster 41	1	16,67	29,17
Clúster 43	2	NUEVO	31,25
Clúster 47	6	NUEVO	15,97
Clúster 48	5	NUEVO	37,50
Clúster 49	5	NUEVO	21,67
Clúster 62	5	NUEVO	28,33
Clúster 70	2	NUEVO	12,50
IND-S2	15	30,00	10,56
MULT C-07	3	31,94	20,83
MULT C-14	4	26,04	13,54
MULT C-19	7	20,24	15,48

129

Fuente: Autores.

Figura 43. Distribución Estación Castilla 2.



Fuente: Autores.

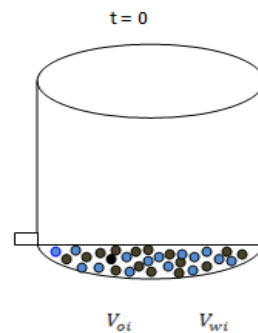
2.7. METODOLOGÍA ACTUAL DE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

La realización de las pruebas de producción de medición estática se basa en la determinación de la altura de líquido dentro del tanque y, por medio de la tabla de aforo, hallar el volumen bruto para posteriormente determinar el volumen neto con las debidas correcciones expuestas en el primer capítulo.

En el campo castilla estas pruebas se llevan a cabo de la siguiente manera:

- a) En un tiempo igual a cero se tiene un tanque de medición el cual se encuentra con crudo y agua en suspensión remanente proveniente de la prueba realizada anteriormente, esta normalmente se deposita en el fondo del tanque debido a que la ubicación del drenaje no se encuentra en el fondo sino en la parte lateral del tanque. Esta cantidad de agua y crudo debe ser medida antes de realizarse la prueba (Ver Figura 44).

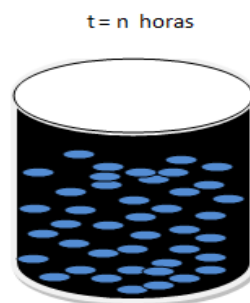
Figura 44. Prueba de producción pasó I.



Fuente: Autores.

- b) Al transcurrir de 6-8 horas se obtiene en el tanque una mezcla de crudo y agua las cuales no se encuentran definidas y a las que se les hace una medición con cinta del volumen total, esto sin poder determinar cuántos barriles hay de cada fase, (Ver Figura 45).

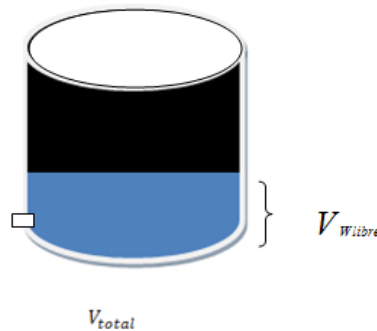
Figura 45. Prueba de producción pasó II.



Fuente: Autores.

c) se debe dejar un tiempo adicional en donde ocurra la segregación gravitacional de las fases y así poder obtener el volumen total por medición con cinta de la cantidad de crudo y la medición del agua libre. Este tiempo adicional no hace parte del tiempo total de la prueba ya que el tiempo que se debe tener en cuenta es desde un $t=0$ hasta $t=6$ o $t=8$ horas (Ver Figura 46).

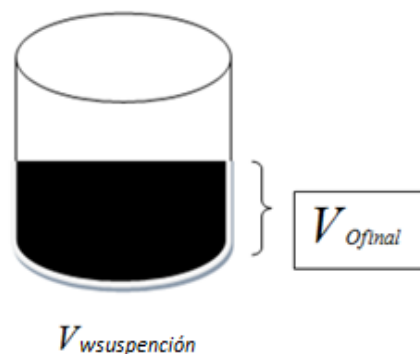
Figura 46. Pruebas de producción pasó III.



Fuente: Autores.

d) En el campo castilla se drena el agua y un tiempo después se puede definir por medio de la medición con cinta el volumen de aceite final y el volumen de agua en suspensión (Ver Figura 47).

Figura 47. Prueba de producción pasó IV.



Fuente: Autores.

El caudal inicial se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$Q_o = (V_{oF} - V_{oi}) * \frac{24}{n} \quad \text{EC.20}$$

Dónde:

Q_o = caudal de aceite inicial

V_{oF} = Volumen de aceite final

V_{oi} = Volumen de aceite inicial

n = tiempo de duración de la prueba

Para la calcular la producción de agua se debe tener en cuenta que primero se debe calcular el volumen de agua libre para posteriormente calcular el caudal de agua.

$$V_{Wlibre} = V_{total} - V_{final} \quad \text{EC.21}$$

Dónde:

V_{Wlibre} = volumen de agua libre

V_{total} = volumen de la mezcla total

V_{final} = volumen de aceite final

$$Q_w = (V_{wlibre} + V_{wsuspension} - V_{winicial}) * \frac{24}{n} \quad \text{EC.22}$$

Dónde:

Q_w = caudal de agua

$V_{wsuspension}$ = volumen de agua en suspensión

$V_{winicial}$ = volumen de agua inicial

Para determinar el volumen de agua en suspensión se toma una muestra y se lleva al laboratorio.

Pasado el tiempo de la realización de la prueba es necesario tomar una muestra representativa del crudo para ser llevado a laboratorio con el fin de determinar ciertos parámetros que se deben analizar, siguiendo las normas que se mencionan a continuación:

- a)** Gravedad API (ASTM D-1298).
- b)** BSW (ASTM D-473 y ASTM D-4006) por medio de agua por destilación, agua y sedimentos por centrifugación, agua por Karl Fischer.
- c)** Contenido de azufre (ASTM D-4294).
- d)** Contenido de sal (ASTM D-3230).
- e)** Viscosidad (ASTM D-445).

3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

La propuesta de posibles escenarios para poder mejorar el nivel de cumplimiento en la aplicación de las pruebas de producción es el aspecto más importante en el desarrollo de esta investigación, teniendo en cuenta algunas características de los equipos y la distribución estructural de los pozos en el campo Castilla, se definieron 3 escenarios para contemplar la mejor viabilidad en la implementación.

3.1. DESCRIPCION DE LOS MEDIDORES

Antes de describir cada escenario es importante definir los medidores que se tienen en cuenta para disponer en las pruebas de producción ya que así se entiende de una manera más efectiva el porqué de su ubicación y rotación dependiendo de su funcionamiento y algunas especificaciones técnicas. También se debe plantear las características de los fluidos que se producen en el Campo ya que son un parámetro primordial en la escogencia de los medidores.

3.1.1. Medidor Coriolis

Un medidor Coriolis es un dispositivo multi-variable que mide el caudal másico, volumétrico y la densidad en un solo instrumento. La precisión de estos medidores mejora su sistema de medición, ya que proporciona más información acerca del estado y las condiciones del proceso.

Durante muchos años, el caudal se midió mediante el volumen, un factor que es sensible a los cambios en la presión y temperatura; Esto puede ser un inconveniente considerable, por ejemplo, para quienes envían un producto a un destino con una temperatura más cálida o más fría respecto al punto de origen.

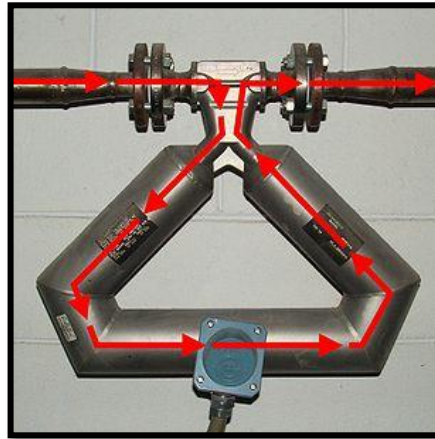
La medición del caudal másico arroja resultados más precisos porque la masa de un líquido no cambia ante condiciones variables de presión o temperatura. Es por esta razón que muchos usuarios han incorporado la tecnología Coriolis para asegurarse de poder entregar siempre la cantidad justa del producto. Los medidores Coriolis a diferencia de algunas tecnologías de medición de caudal no requieren el uso de piezas móviles, estas piezas son susceptibles a la abrasión, corrosión o erosión y hacen que, frecuentemente, sea necesario llevar a cabo la limpieza, el mantenimiento y la re-calibración de los medidores. Todo esto aumenta los costos de propiedad y el potencial de que ocurra una falla mecánica.²¹

Los medidores de caudal Coriolis miden el caudal másico ejerciendo una fuerza sobre los líquidos que fluyen dentro de los tubos sensores en forma perpendicular a la dirección del caudal; esto se realiza generalmente mediante la vibración de los tubos según su frecuencia de resonancia. Cuando no hay caudal, los extremos de entrada y salida de los tubos sensores se sincronizan entre sí, cuando hay caudal, el líquido produce una resistencia contra la fuerza perpendicular causada por la vibración, lo cual hace que los tubos oscilen en proporción a la masa del caudal que fluye por ellos, los sensores se ubican en la entrada y salida de cada tubo, de forma tal que el movimiento oscilatorio pueda medir con precisión el caudal másico (Ver Figura 48).

Además de la medición directa de caudal másico, los medidores Coriolis también miden la densidad de líquido. Los tubos sensores vibran en su frecuencia habitual de forma tal que, cuando cambia la densidad del líquido también cambia la frecuencia de vibración del tubo. El resultado es una medición de gran precisión de la densidad del líquido que ingresa en el tubo, lo que permite optimizar la productividad y reducir los costos operativos.

²¹ Moreno Yohan, "PRINCIPIO DE MEDIDOR DE FLUJO CORIOLIS", Citado en Mayo 2010.

Figura 48. Medidor Coriolis.



Fuente: Moreno Yohan Axel. PRINCIPIO DE MEDIDOR DE FLUJO CORIOLIS. [En línea] <http://mecatronicsando.blogspot.com/2010/05/principio-de-medidor-de-flujo-coriolis.html>. Citado en Mayo de 2010.

Dado que se mide el caudal másico y la densidad, también se puede obtener el caudal volumétrico. Los medidores Coriolis también miden la temperatura con un detector de temperatura por resistencia interna; Este detector se utiliza para compensar el cambio en la rigidez de los tubos sensores, también se usa en el diagnóstico y cálculo de variables derivadas, como la gravedad específica, la concentración y el porcentaje de sólidos, todo lo cual se realiza dentro de la electrónica integral del medidor.²²

Teniendo en cuenta que los medidores Coriolis son una herramienta muy eficiente a la hora de realizar pruebas de fiscalización en ocasiones es necesario verificar que el resultado obtenido sea confiable, ya que algunos pozos presentan un alto corte de agua y para ello se requiere unos medidores de línea BSW (RED EYE), los cuales complementan la información y dan resultados más precisos.

²² MALDONADO RAZO, José Manuel. "DESEMPEÑO DEL MEDIDOR MÁSSICO TIPO CORIOLIS COMO PATRÓN DE REFERENCIA EN LA VERIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DEL GLP RESIDENCIAL EN ESTADO LÍQUIDO". México, 24 de Octubre de 2008.

3.1.2. Medidor Red Eye

En el campo Castilla se utiliza el medidor RED EYE de la tecnología avanzada de Weatherford “RED EYE 2G WATER-CUT METER” el cual permite la medición más precisa de la cantidad de agua que se produce.

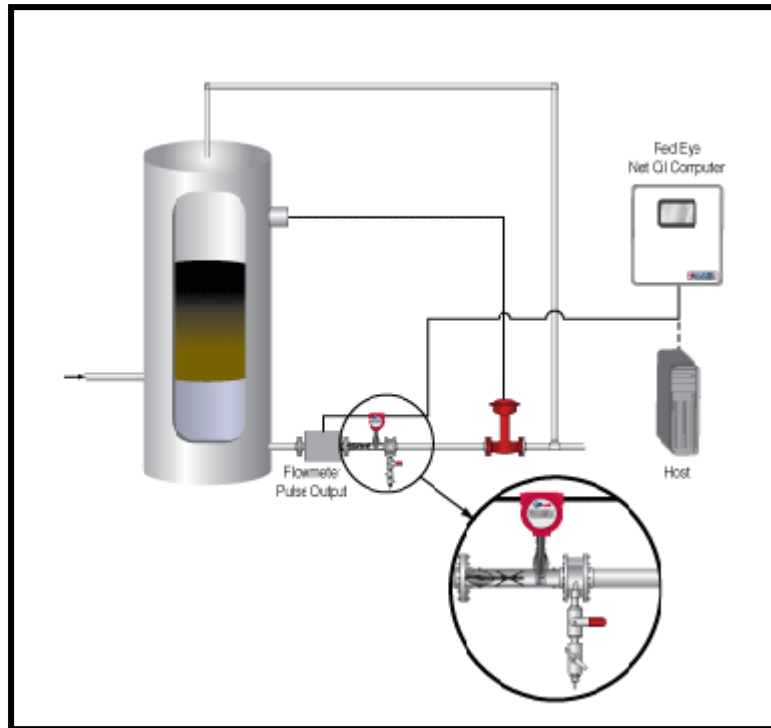
El Red Eye 2G utiliza una tecnología patentada de un sensor óptico para medir con precisión la gama de corte de agua (0 a100%) en una corriente que contiene agua, crudo y gas. Teniendo una precisión muy alta cualesquiera que sean los niveles de corte de agua, y una fácil instalación y configuración permitiendo su uso en diferentes aplicaciones.

La precisión que alcanza esta medición tan alta por corte de agua hasta un índice de incertidumbre de mediación menor que el 2%, se debe a la medición simultánea de múltiples longitudes de onda que incluyen picos de absorción tanto para el agua como para el aceite.

Cuando la presencia de gas por arrastre oscila entre un 5 y 20% no genera ningún efecto en el medidor, tampoco se afecta por las emulsiones y ni por la presencia de sólidos es decir se basa en la espectropía de absorción en el infrarrojo dando diferencia clara entre el crudo y el agua solución; ya que estos últimos no infieren dado que el efecto de absorción se aplica en las moléculas de agua y no en las de sal²³ (Ver Figura 49).

²³ WEATHERFORD. “Red Eye 2G Medidor de corte de agua”. Publicado Agosto, 2006.

Figura 49. Medidor de line BSW (RED EYE).



Fuente: WEATHERFORD. "Red Eye 2G Medidor de corte de agua". Publicado Agosto, 2006.

El medidor de corte de agua puede ser usado para monitorear las líneas de producción en grupo, así como líneas de prueba individuales. El diseño compacto de estilo de inserción es muy rentable incluso para tuberías de gran tamaño. Las principales aplicaciones del medidor son:

- a)** Well Testing
- b)** Monitoreo de pozos individuales
- c)** Grupos de producción y de facilidades
- d)** Sistemas de monitoreo de desagua de tanques de petróleo

3.1.3. Medidor Multifasico

Los medidores de flujo multifasico miden continuamente el flujo de gas, petróleo y agua sin separar físicamente la corriente de flujo en fases de fluidos individuales. Los medidores de flujo Multifasico reciben los fluidos trifásicos directamente desde una línea de flujo, realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos a la línea de flujo. Estos medidores muestran los resultados de las mediciones a los pocos minutos de ser puestos en operación.

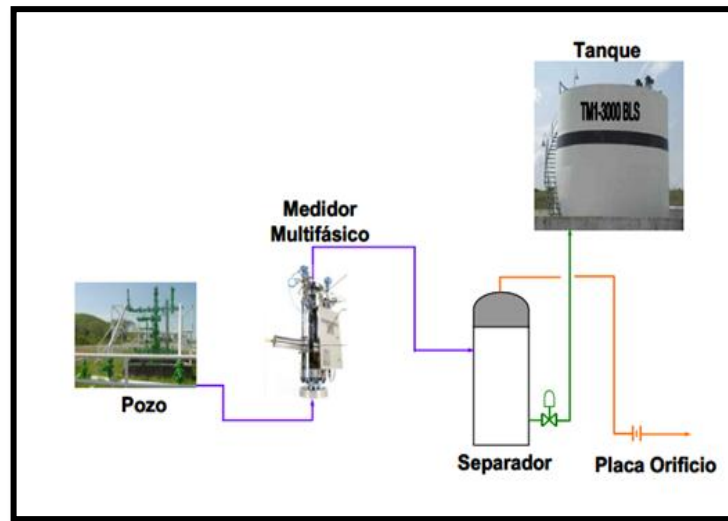
La caída de presión en los medidores de flujo Multifasico es significativamente pequeña lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales y un mayor nivel de aceptación con respecto a su desempeño.

Los medidores de flujo Multifasico VX constan de un medidor Venturi provisto de sensores de presión absoluta y presión diferencial, además de un detector de rayos gamma espectral de energía dual, acoplado a una fuente química radioactiva unitaria de baja intensidad para medir el flujo másico total y las fracciones de gas, petróleo y agua. ²⁴

En la Figura 50 se puede detallar un diagrama de flujo posible para un sistema de pruebas de producción con Multifasicos.

²⁴ KERRY Williamson. "UN NUEVO HORIZONTE EN MEDICIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO". Nueva Orleans, Luisiana, EUA. Publica en Marzo de 2009.

Figura 50. Diagrama de flujo para Medidores Multifasicos.



Fuente: ALFARO Ricardo. "MEDICIÓN MULTIFASICA DE POZOS Y CORRIENTES DE FLUJO". México, Publicado en el 2012.

Las mediciones básicas que se realizan en un medidor de flujo Multifásico principalmente son:

- a) El caudal másico total y la velocidad de flujo volumétrico total, dados por la sección Venturi.
- b) El Hold-up de cada fase en tiempo real y calcula la densidad de la mezcla a través de un detector nuclear de rayos gamma.

En cada fase se calculan las densidades a través de un paquete de PVT y mediciones del transmisor. De las medidas nucleares y el Venturi los principales resultados son el caudal másico total, el AMLT y la fracción de volumen de gas (GVF). Por lo general, las herramientas del medidor Multifásico son operadas a presiones y temperaturas muy superiores a la de los separadores convirtiéndose en una ventaja.

Al aplicar esta tecnología la comprensión clara y completa de las propiedades de los fluidos, tolerancia y factores de error, deben ser evidenciadas para tener un rendimiento “adecuado”. También se debe tener en cuenta que depende de la precisión de los parámetros de las propiedades de los fluidos de entrada. La tecnología al tener una velocidad alta de muestreo ayuda con la descripción dinámica del flujo, mostrando resultados más rápidos en los periodos de transición y mejora la descripción de las fracciones instantáneas de las fases provenientes del pozo.

3.1.4. Servicio Well testing

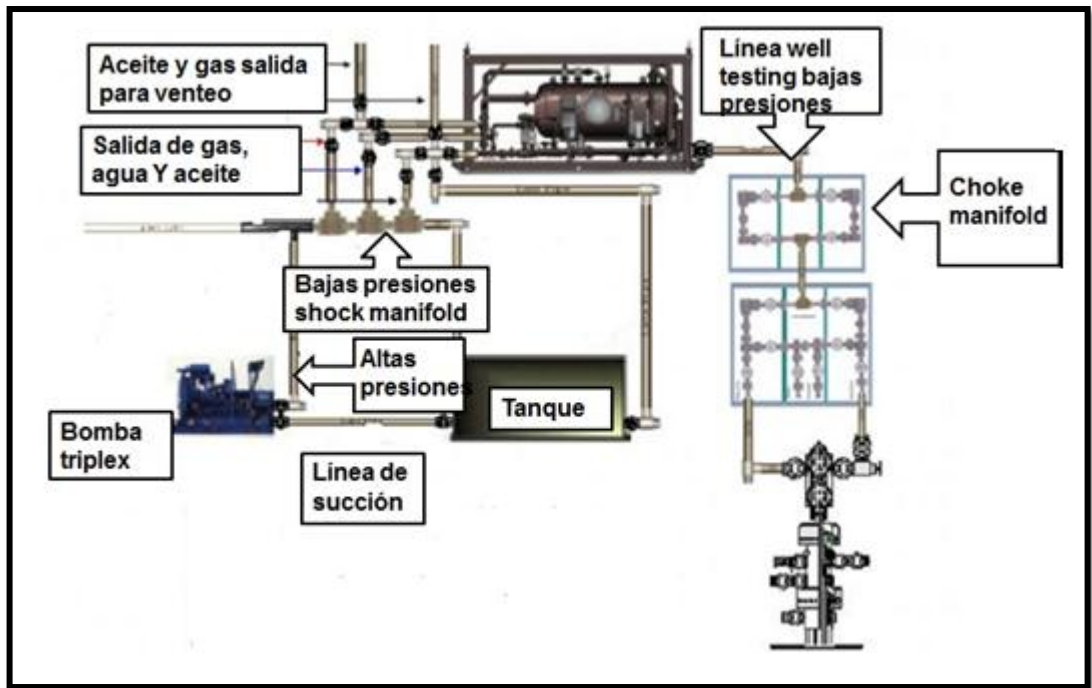
Se define Well Testing como facilidades fijas o móviles, que contienen principalmente el shock manifold, un separador de back up, tres tanques de 500 barriles, cabina del liquidador-operadores, planta estudio (donde se encuentran las luces de noche), tuberías y accesorios. En el caso del Campo Castilla se tiene un poco de dificultad con la movilidad de estos ya que todos sus componentes deben ser transportados mediante camas bajas.

El funcionamiento de la unidad de Well Testing indica que si la presión es muy alta antes del separador aguas arriba se debe ubicar un Shock manifold que con su juego de tuberías y válvulas me reducen la presión y me la deja en condiciones de entrada al separador. Luego que un separador recibe el flujo trifásico, separa la parte gaseosas y la envía al venteo o quemadero dejando el fluido libre de gas, luego este fluido pasa a los medidores que pueden estar ubicados tanto en los separadores como en las facilidades, en el Campo Castilla estas facilidades se indican como clúster o múltiples satelitales.

La unidad de Well Testing contiene dentro de sus medidores tipos turbinas o ultrasónicos, permitiendo una medición adecuada y no tan alejada de la realidad, determinando el volumen total de fluido (Gross o volumen bruto). En la Figura 51

se puede ver claramente un diagrama de instalación para la toma de pruebas de producción con un servicio de Well Testing.

Figura 51. Diagrama de instalación de un servicio de Well Testing.



Fuente: Modificado: JPTS Copyright Oilfield Services WLL, 2008.

3.2. DISTRIBUCION ESTRUCTURAL DE LA EC2

En la Tabla 12 se hace la descripción de los clúster disponibles en la EC2 y se describe la cantidad de pozos de cada uno, el corte de agua promedio en producción y la producción total de los pozos que se contienen en él, con el objetivo de tener claro algunos parámetros técnicos y de condiciones de fluido que

me permitan establecer criterios en la distribución de los medidores para aplicar las pruebas.

Tabla 12. Distribución de los Clúster disponibles en EC2.

Clúster	# Pozos	Clúster	# Pozos
Clúster 6	4	clúster 30	5
Clúster 7	2	clúster 31	1
Clúster 8	7	clúster 32	5
Clúster 9	2	clúster 33	1
Clúster 10	1	clúster 38	5
Clúster 13	3	clúster 40	2
Clúster 14	6	clúster 41	1
Clúster 15	3	clúster 43	2
Clúster 16	2	clúster 47	6
Clúster 17	6	clúster 48	5
Clúster 18	2	clúster 49	5
Clúster 19	3	clúster 62	5
Clúster 20	3	clúster 70	2
Clúster 21	5	MULT C-7	3
Clúster 22	5	MULT C-14	4
Clúster 28	1	MULT C-19	7

Fuente: Autores.

Se aclara que en este campo cuando se indica BS&W, se hace referencia al corte de agua solamente ya que la producción de sólidos en solución no es significativa para parámetros de desarrollo técnico.

Los pozos indicados en la tabla anterior son lo que se utilizan para la medición rotativa de los equipos, es decir los clúster que vamos a analizar para aplicar una tecnología de forma variable en cada pozo que contienen.

También se plantea dejar de forma fija 22 pozos que en este caso son independientes, que por su lejana ubicación y producción baja no han sido tenidos en cuenta o son de orden secundario de prioridad para la aplicación de las pruebas de producción. Estos van a tener una distribución estratégica donde los más cercanos tendrán medición estática por Test Tank y los unitarios lejanos contarán con la aplicación del WellTesting, en la Tabla 13 se muestra la cantidad de pozos que tendrán cada aplicación.

3.3 PROPUESTA Y DESCRIPCION DE ESCENARIOS

Como se indicó anteriormente la propuesta de los escenarios parte de los conceptos técnicos de los equipos y estructurales del campo, que se verán complementados en el Capítulo 4 donde se especifica estos conceptos de manera comparativa y relacionándolos con costos que se pueden aplicar para un estudio financiero. A continuación se describen las propuestas de los escenarios que se plantearon luego del estudio optimizando la cantidad y calidad de las pruebas realizadas.

Para cada escenario que se plantea se tendrá presupuestado una herramienta back up tanto de Coriolis (1 por cada 3 Coriolis) como de Multifasicos (1 por cada 2 Multifasicos), para compensar cualquier tipo de fallas mecánicas o para poner en uso en el momento de la calibración.

Tabla 13. Distribución de los servicios para cada pozo.

Pozo	BSW	BOPD	Aplicación
C3	54	596	Test Tank
C4	91,27	354	WellTesting
C10	90,74	578	Test Tank
C11	95	258	Test Tank

C13	89,2	153	Test Tank
C16	92,8	990	WellTesting
C17	93	1149	WellTesting
C21	93,09	400	WellTesting
C26	86,93	807	Test Tank
C27	96,26	533	WellTesting
C28	50	627	WellTesting
C29	37	373	WellTesting
C30	100	0	WellTesting
C31	93,29	141	WellTesting
C42	85,39	1206	Test Tank
C54	96,91	93	WellTesting
C105	69,27	610	WellTesting
C123	93,45	170	WellTesting
C127	69,4	576	WellTesting
C133	86,33	127	Test Tank
C128H	81,11	158	Test Tank
C129H	96,39	217	Test Tank

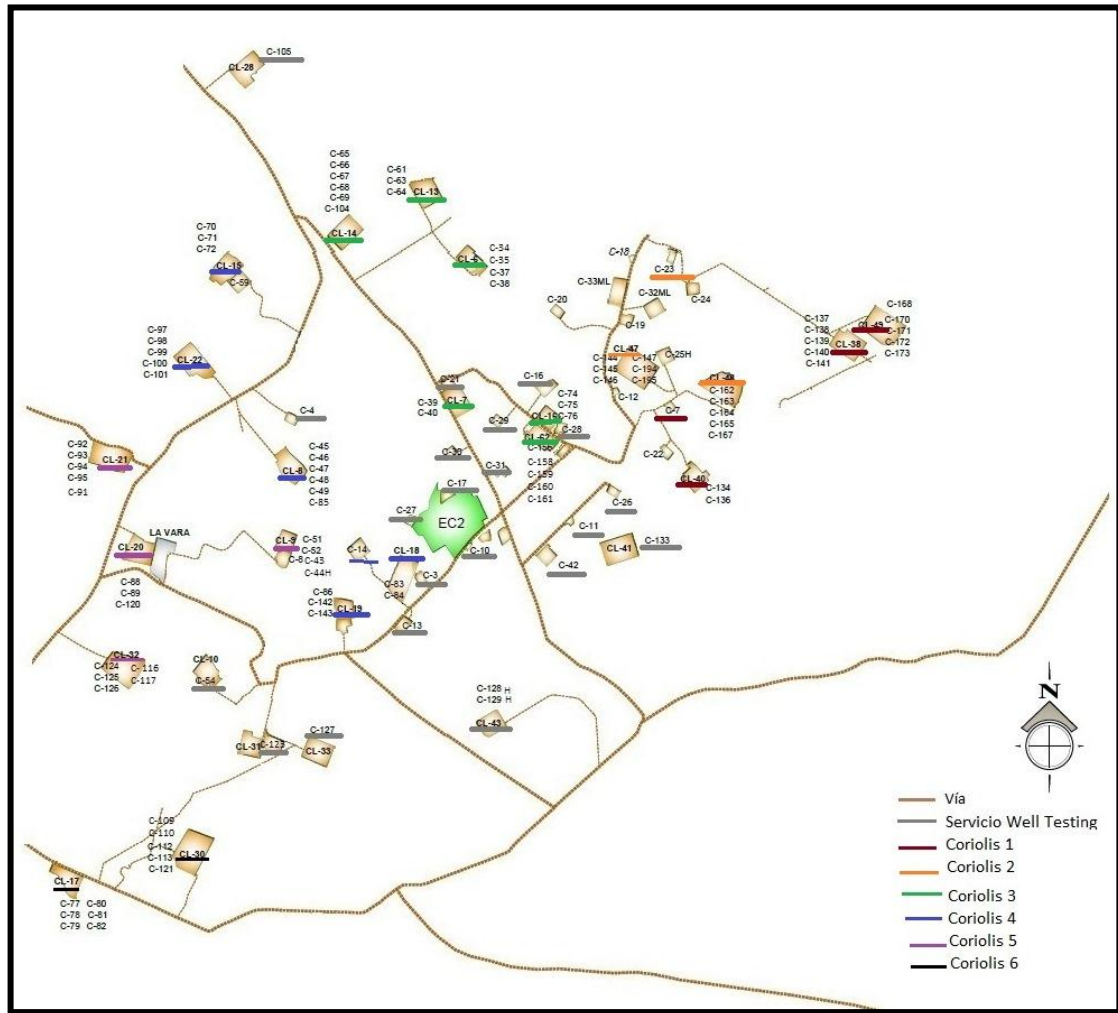
Fuente: Autores.

3.3.1. Escenario I (100% Coriolis)

En este escenario se utiliza en la totalidad de los pozos el medidor Coriolis para realizar las pruebas de producción, sabiendo que se deben tener en cuenta las tasas de producción y cortes de agua que se especifican en el capítulo 4. En la

Figura 52 se ve la distribución del campo y la ubicación estratégica donde estarán rotando los diferentes medidores.

Figura 52. Distribución del escenario I.



Fuente: Autores.

Se indica que los pozos individuales que serán medidos de manera fija se encuentran subrayados con una línea de color gris. Mediante la línea azul se une cada Coriolis establecido con los respectivos clúster donde va a tomar la medición de manera rotatoria y sus respectivos pozos. En la Tabla 14 se nota de manera agrupada la distribución:

Tabla 14. Distribución escenario I.

ESCENARIO I		
Coriolis	Clúster	Pozos
Coriolis 1	CL38-CL40-CL49-MULT7	15
Coriolis 2	CL47-CL48-MULT9	18
Coriolis 3	CL6-CL7-CL13-CL14-CL16-CL62	22
Coriolis 4	CL8-CL15-CL18-CL19-CL22- MULT14	23
Coriolis 5	CL19-CL20-CL21-CL32	16
Coriolis 6	CL17-CL30	11

Fuente: Autores

Se plantea implementar 6 Coriolis distribuidos a lo largo del Campo teniendo en cuenta los pozos que aportan producción a la EC2, de tal manera que se pueda plantear una distribución rotativa de estos para cubrir las pruebas en todos los pozos.

De la Tabla 14 se infiere según la información soportada, que el Coriolis-1 brindara la medición en 3 clúster y 1 múltiple cubriendo un total de 15 pozos, el Coriolis-2 mide 2 clúster y 1 múltiple con 18 pozos en total, el Coriolis-3 mide 6 clúster con 22 pozos en total, el Coriolis-4 mide 5 clúster y 1 múltiple con 23 pozos en total, el Coriolis-5 mide 4 clúster con 16 pozos en total y el Coriolis-6 mide 2 clúster con 11 pozos en total. Este enlace de clúster para medición se hacer respecto a su ubicación y cercanía de unos con otros, y se manifieste por zonas para un mejor manejo.

Luego de tener la distribución se plantea la metodología seguida para la toma de pruebas de producción siguiendo los siguientes pasos:

- a)** Se toma un tiempo de prueba de 6 horas por pozo.
- b)** Por día se miden 2 pozos.
- c)** Se estima 1 día para transporte.

- d) Se estima 1 día para ajustes, mantenimiento e instalación.
- e) Los puntos c) y d) se aplican cada 3 Clúster probados.

Al aplicar la metodología anterior y suponiendo un rendimiento ideal como se estipula, se tomara 9 días para pruebas en todos los pozos más 4 días para operaciones de ajuste , instalación y transporte, concluyendo que se abarca un total de 13 días para probar todos los pozos que contienen producción en la EC2 alcanzando el 100% en el cumplimiento.

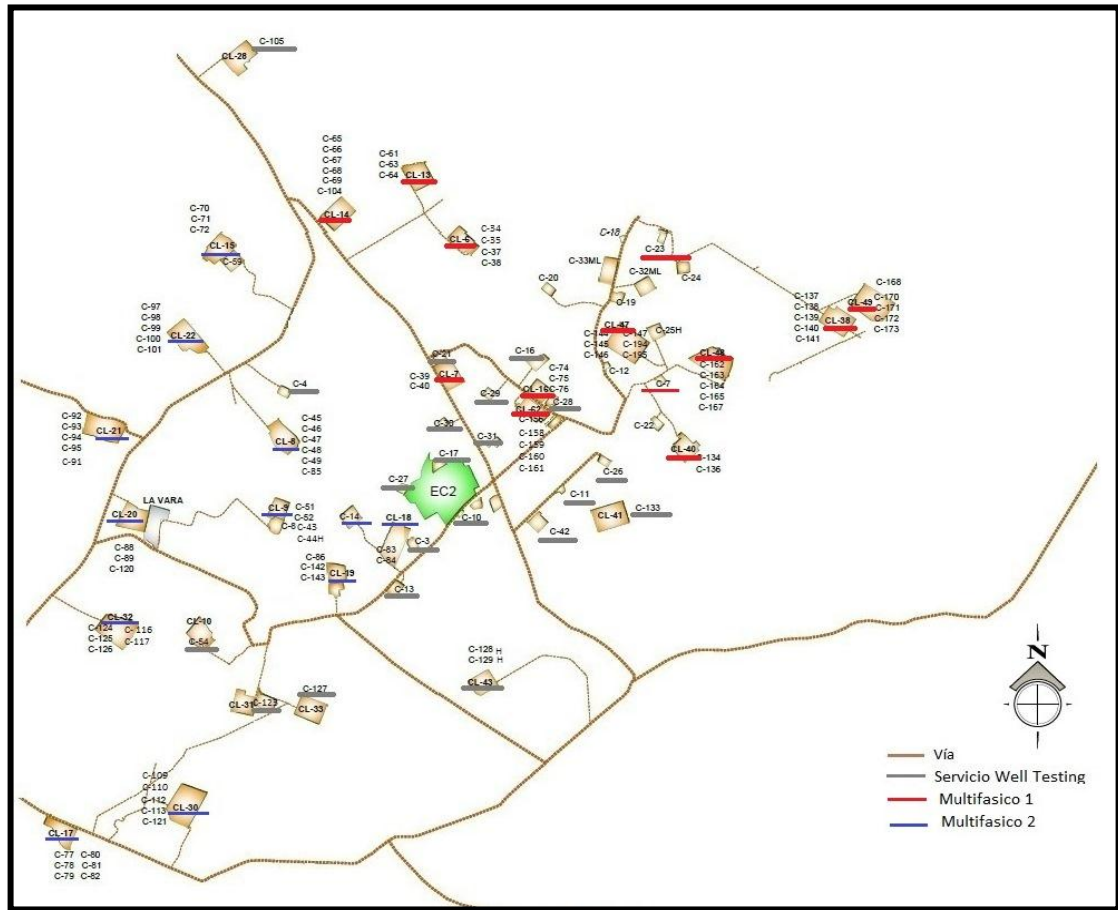
3.3.2. Escenario II (100% Multifasico)

En este escenario se utiliza en la totalidad de los pozos el medidor Multifasico para realizar las pruebas de producción, teniendo en cuenta los mismos parámetros que en el escenario I. En la Figura 53 se ve la distribución del campo y la ubicación estratégica donde estarán rotando los diferentes medidores.

De igual forma los pozos individuales que serán medidos de manera fija se encuentran subrayados con una línea de color gris. En este caso se establecen con los respectivos clúster donde va a tomar la medición de manera rotatoria y sus respectivos pozos un medidor Multifasico. En la Tabla 15 se nota agrupada la distribución.

Se plantea implementar 2 medidores Multifasico para rotar en todo el Campo teniendo en cuenta los pozos que aportan producción a la EC2, en este escenario se divide en dos zonas la estructura del campo para cubrir las pruebas en todos los pozos diferenciando en cantidad de la implementación de los coriolis ya que el multifasico implementa menos tiempo.

Figura 53. Distribución del escenario II.



Fuente: Autores.

De la Tabla 15 se puede deducir según la información soportada, que el Multifasico-1 mide 13 clúster con un total de 55 pozos y el Multifasico-2 medirá los 12 clúster restantes con 50 pozos en total.

En este caso se plantea la metodología para la realización de pruebas de producción siguiendo los siguientes pasos:

a) Se toma un tiempo de prueba de 2 horas por pozo.

- b) Por día se miden 5 pozos.
- c) Se estima 1 día para transporte, ajuste e instalación.
- d) El punto c) se aplica cada 3 Clúster probados.

Tabla 15. Distribución del escenario II.

ESCENARIO II		
Multifasico	Cluster	pozos
Multifasico 1	CL6-CL7-CL13-CL14-CL16-CL38-CL40-CL47-CL48- CL49-CL62-MULT7-MULT19	55
Multifasico 2	CL8-CL9-CL15-CL17-CL18-CL19-CL20-CL21-CL22-CL30- CL32-MULT14	50

Fuente: Autores.

Siguiendo la metodología y suponiendo un rendimiento ideal como se estipula, se tomara 11 días para pruebas en todos los pozos más 5 días para operaciones de ajuste , instalación y transporte, concluyendo que se abarca un total de 16 días para probar todos los pozos que contienen producción en la EC2 alcanzando el 100% en el cumplimiento.

3.3.3. Escenario III

Teniendo en cuenta que actualmente se cuenta con un tanque denominado 201-B en la EC2, el cual permite realizar pruebas de producción para los pozos existentes, pero que debido al aumento en la producción se ve la necesidad de la extensión de las facilidades con las que cuenta en este momento.

En este escenario se plantea la construcción de tres tanque con unas capacidades de 2000 barriles con sus respectivas líneas de flujo de 30 kilómetros aproximadamente con un diámetro de 6 pulgadas, las cuales comunican los pozos con el tanque.

El fin de adquirir estos nuevos tanques es aumentar la calidad en la toma de pruebas de producción, ya que cada pozo requiere de un tiempo mínimo de 6 horas para su respectiva medición, y por lo tanto con un solo tanque no se alcanzaría realizar una prueba mensual a cada pozo, como exige el Ministerio de Minas y Energías.

4. ANÁLISIS TECNICO FINANCIERO

Para la realización de la medición de hidrocarburos se hace necesaria la disponibilidad de equipos con su respectivo mantenimiento que se ajusten a las condiciones del campo Castilla como infraestructura, especificaciones técnicas y características del fluido producido para generar una información precisa tanto para las operaciones de producción como para el cumplimiento con las normas que se rigen actualmente en el país.

En este capítulo se describe técnicamente cada medidor, se analiza las ventajas y desventajas de cada uno y luego se comparan entre si definiendo que tecnología es más eficiente bajo los factores característicos del campo y el fluido. Luego se analiza los costos de su implementación y limitaciones de cada equipo para justificar que la aplicación del proyecto sea viable.

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO

El diseño de las herramientas de medición forma parte vital para el desarrollo de pruebas de producción de los campos petroleros, cada herramienta posee las características que más se ajustan a las propiedades del campo y del fluido que se produce, por esta razón se describen las principales características técnicas que se tienen en cuenta en cada medidor para la selección del mejor escenario planteado.

4.1.1. Medidor Coriolis

Actualmente la tecnología del medidor Coriolis abarca gran parte de aplicación para pruebas de producción en la industria petrolera dada la facilidad con la que

se puede implementar y la exactitud que brinda, teniendo en cuenta que son medidores de masa y no se ven afectados por: temperatura, presión, densidad, viscosidad, conductividad, velocidad y número de Reynolds.

La Tabla 16 muestra la descripción técnica del Coriolis la cual se ajusta para las principales especificaciones que propone la infraestructura del Campo Castilla y el fluido que en este se produce.

Tabla 16. Descripción técnica del Medidor Coriolis.

Servicio	Líquidos limpios y gases
Presión de diseño	1500 psig
Temperatura	-60 °F a +165 °F
Velocidad del flujo	hasta 30000 pphlíquidos y 6000 pphgas
Escala	Lineal
Señal	Analógica, electrónica o frecuencia
Exactitud	±1% de la escala llena a ±1% del porcentaje
Proporción	10:01
Conexión final	bridas o roscas
Tamaño	hasta 6"

Fuente: Autores.

- **Ventajas del Medidor Coriolis**

- a) La medición es para caudales de líquido y gases.
- b) Medición directa del caudal másico para lo cual no requiere de compensación de presión y temperatura.
- c) No tiene partes móviles lo que evita la corrosión, erosión.
- d) Están disponibles en diferentes tamaños y pueden cubrir caudales de hasta 3,2 millones de kilogramos por hora.
- e) No depende de la viscosidad y de la densidad del fluido.
- f) La exactitud de medición es muy alta.
- g) El sensor es multivariable, mide a la vez el caudal másico, densidad y temperatura.

h) Es insensible a los cambios en el perfil de velocidades.

La tecnología Coriolis permite un control de proceso mejorado, una mayor calidad en el producto, tasas más altas de rendimiento, reducción de costos de mantenimiento y un mejor uso de la materia prima.

- **Desventajas del Medidor Coriolis**

- a)** Su uso se restringe a fluidos con bajo corte de agua y con bajas concentraciones de gases o en una sola fase.
- b)** Sus diámetros son limitados en su aplicación.
- c)** Inversión inicial es costosa.
- d)** El rango de temperatura es limitada.
- e)** Algunos modelos de gran tamaño son muy pesados.

Una de las principales desventajas que posee el medidor Coriolis es que cuando hay altos cortes de agua se necesita de un medidor extra que lo complementa llamado Red Eye, que sirve para ratificar y mejorar la exactitud de los datos resultantes. Se sabe de antemano que el Campo Castilla cuenta con altos cortes de agua por lo cual hace necesaria la descripción de la herramienta.

4.1.2. Medidor de corte de agua Red Eye

La principal característica de esta herramienta es su gran exactitud ya que se basa en la espectropía de absorción en el infrarrojo dando diferencia clara entre el crudo y el agua, ya que no genera errores enfocando su medición a las moléculas de agua. En la Tabla 17 se resaltan las características principales del Red Eye que permiten el poder adaptarse a los escenarios planteados.

Tabla 17. Descripción técnica del Medidor Red Eye.

Servicio	Líquidos limpios y gases
Presión de diseño	NORMA ANSI 150-900
Temperatura	FLUIDO: 32-302 °F AMBIENTE:-40-149 °F
Escala	Lineal
Señal	analógica – pulsos
Exactitud	+/- 5% del volumen de Petróleo leído
Conexión final	flange - brida con resalte
Tamaño	2"-8"

Fuente: Autores.

4.1.3. Medidor Multifasico Vx

Este medidor está diseñado para obtener valores de las fracciones de petróleo, agua y gas además de tasas de flujo másico y volúmenes de las tres fases. Cabe destacar que el acogimiento que ha tenido en las pruebas de producción a nivel mundial ha sido elevado, teniendo como característica primordial la no necesidad de parar producción en su ejecución y que no necesita un separador ya que esta define los componentes del fluido por sí solo.

- **Ventajas del Medidor Multifasio Vx**

- a) Reemplaza al separador de prueba.
- b) No posee partes móviles y básicamente no necesitan mantenimiento, ya que sus componentes no sufren desgaste por contacto entre ellos.
- c) Crea poca o ninguna pérdida de presión, lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales.
- d) Es móvil y fácil de instalar.
- e) Esta tecnología funciona sin necesidad de contar con un dispositivo de mezcla de fluidos aguas arriba, lo que minimiza el tamaño y el peso.
- f) Puede medir con presencia de flujos tipo tapón, espumas y emulsiones.

- g) No presenta formación de cuello de botella.
- h) Aumentan la frecuencia de ejecución de las pruebas de pozos y mejoran la calidad de las mediciones.
- i) Incrementan la seguridad operacional porque se elimina la necesidad de contar con válvulas de alta presión y líneas de alivio de presión.
- j) Puede receptar la señal 45 veces por segundo, es decir, se puede llevar un seguimiento continuo de las ratas de flujo.
- k) Requieren poca energía ya que el medidor no utiliza calentadores, elementos neumáticos que necesiten generación eléctrica ni de motores que necesiten combustible.

Tabla 18. Características técnicas del Medidor Multifasico Vx.

Servicio	petróleo, gas y agua		
Presión de diseño	> 5000 psi		
Temperatura	> 302°F		
Escala	Lineal		
Señal	Frecuencia		
Exactitud	caudal aceite: +/-3% relativo	corte de agua: +/-2% absoluto	caudal de gas: +/-5% relativo
Conexión final			
Tamaño	0,5" - 8"		

FUENTE: Autores.

- **Desventaja del Medidor Multifasico Vx**

- a) La adquisición para compra es muy demorada y costosa.

4.1.4. Servicio Well Testing

Dada la necesidad de aplicar las pruebas de producción a pozos lejanos y unitarios los cuales estaban en último lugar de prioridad y siendo su disposición fija para la medición una de sus limitaciones para los escenarios planteados, acá se propone de manera móvil para su mayor desempeño, se establece manejar un equipo portable de Well Testing, el cual se conforma principalmente de un manifold, un separador de prueba, un medidor de turbina y los tanques de almacenamiento.; estos componentes se rigen a las condiciones de contrato que exige Ecopetrol en las especificaciones técnicas de servicios de Well Testing para pozos en campos Colombianos del Oriente y Nororiente para el 2013,2014 y 3015.

- **Manifold:** Controla la tasa de flujo y reduce la presión del pozo antes del proceso. Es importante el poder controlar la presión del fluido antes de entrar a los equipos del proceso de medición desde el punto de vista operacional y de seguridad, monitoreándolos de manera continua mediante medidores de presión, temperatura y registros. (Ver Figura 54).

El aporte principal de este sistema es proporcionar una caracterización del desempeño del pozo combinando las mediciones de control, las mediciones de flujo y las propiedades del fluido.

Figura 54. Servicio del Manifold para el Well Testing.



Fuente: SCHLUMBERGER, floor choke manifold ps- control flow rates and reduce well pressure prior to processing. 2011

Existen numerosos modelos y tamaños de manifolds disponibles, dependiendo de las presión, temperatura y flujo del pozo. Las presiones de operación de estos modelos tienen un rango de 5000 a 15000 psi, el rango de presiones de prueba esta entre 10000 y 22500 psi, y la temperatura puede variar entre -20 a 250 °F. Para cumplir con las exigencias contractuales de Ecopetrol se escoge el modelo FMF-FBC que contiene las características resaltadas en la Tabla 19.

- **Separador de prueba:** Este separador se diferencia de un separador de producción general ya que se utiliza para recibir la producción de un solo pozo para su respectiva medición y toma de muestra antes de su disposición. Es una herramienta diseñada para la separación eficiente del fluido del pozo en tres fases, en la Figura 55 se puede detallar este Separador de Prueba. (Ver Figura 55).

Tabla 19. Modelos de los diferentes Manifolds existentes.

Modelo	Tamaño nominal (in)	Presión de trabajo (psi)	Presión de prueba (psi)	Temperatura (°F)	Intel/Outlet conexiones (in)	Bypass	Peso (lb)	Dimensiones (LxWxH) ft
FMF-F	3-1/8	5000	10000	-20 A 250	3	NO	3800	6,2X5,90X3,28
FMF-FC	4-1/16	5000	10000	-20 A 250	API FLANGE 4 1/16	NO	6504	7,55X7,05X3,94
FMF-FCB	4-1/16	5000	10000	-20 A 250	4	SI	6613	9,22X8,89X3,56
FMF-FCC	4-1/16	5000	10000	-50 A 350	API FLANGE 4 1/16	NO	6504	7,55X7,05X3,94
FMF-GK	3-1/16	10000	15000	-20 A 250	3	NO	4500	6,55X6,55X3,28X
FMF-GH	3-1/16	10000	15000	-20 A 250	3	NO	4500	7X6,89X3,28
FMF-GC	4-1/16	10000	15000	-20 A 250	API FLANGE 4 1/16	NO	8900	8,86X6,89X3,28

Fuente: Autores.

El separador consta de un recipiente cilíndrico, un flujo de aceite del sistema de medición con medidores duales, un sistema de medición del flujo de gas, varios puntos de muestreo para cada fase, y dos válvulas para proteger el sistema de alguna sobrepresión. También están equipados para medir el caudal de agua, originando mediciones precisas mediante los reguladores neumáticos que mantienen una presión y un nivel de líquido constante en el interior del recipiente por medio de las válvulas de control.

Se encuentran disponibles varios modelos de separadores con diferentes tamaños, que fácilmente se adaptan a diferentes velocidades de flujo y diferentes presiones y temperaturas. También es de muy fácil transporte para trabajar ya sea onshore, offshore, zonas montañosas y permite operaciones heliportables.

Figura 55. Servicio del Separador de Prueba para el Well Testing.



Fuente: Schlumberger, conventional separator – Efficient separation of effluents in onshore and offshore well testing. 2011.

En la

Tabla 20 se describen los diferentes modelos de separadores disponibles, se analizan las especificaciones y se realiza la escogencia del modelo que se utiliza en los escenarios.

En este caso las exigencias de contratación de Ecopetrol indican el separador ASME 900 de 42", que está diseñado para manejar 70MMSCF de gas y 15000BPD de crudo, pero dada las situaciones actuales de producción del Campo el modelo de separador SEP-C cumple con todas las necesidades requeridas para su utilización. En la tabla (es la tabla anterior) se resaltan las características puntuales del modelo SEP-C.

Tabla 20. Modelos de los diferentes Separadores de Prueba existentes.

Modelo	Tamaño (in x ft)	Presion (psi)	Temperatura (°F)	Flujo crudo BPD	Flujo de gas (MMscfD)	Dimensiones (LxWxH) ft	Peso (lb)	Conexiones (in)
SEP-HFE	36X10	600	-4 A 212)	10500	28	13,1X3,61X5,58	4000	3 en inlet y outlet (g,w y o), 4 outler PSV
SEP-HFF	36X10	600	32 A 212	10500	28	12,8X8,24X5,9	3968	3 en inlet y outlet (g,w y o), 4 outler PSV
SEP-SGF	36X10	720	32 A 212	10500	25	17,09X5,97X8,37	19211	3 en inlet y outlet (g,w y o), 4 outler PSV
SEP-C	42X10	1440	-4 A 300	14400	60	18,64X7,35X8,2	33123	3 en inlet y outlet (g,w y o), 4 outler PSV
SEP-W	42X10	1440	32 A 300	14400	60	18,64X7,35X8,04	33123	3 en inlet y outlet (g,w y o), 4 outler PSV
SEP-G	42X15	720	-4 A 300	23800	18	22,6X7,35X8,04	33123	3 en inlet y outlet (g,w y o), 4 outler PSV
SEP-NF	48X12,5	1440	-4 A 300	16500	90	21,82X8X9,81	43281	4 y 3 en inlet y outlet (g,w y o), 4 outler PSV

Fuente: Autores.

- **Medidor de turbina:** Los medidores de turbina deducen la tasa de flujo midiendo el movimiento rotativo (velocidad angular) de un rotor de alabes, o impulsor que está suspendido en la corriente de flujo. En la Tabla 21 se detallan algunas características técnicas del Medidor de Turbina.
- **Ventajas del Servicio Well Testing**
 - a) Precisión en sus mediciones
 - b) Sistema móvil el cual reduce costo en la toma de las pruebas
 - c) No requiere bomba para darle energía ya que utiliza la energía del sistema de levantamiento artificial
 - d) Es un sistema muy completo ya que separa y a su vez hace la medición de los hidrocarburos
 - e) No se ve afectado por el corte de agua

f) Amplio rango de flujo, presión y temperatura

Tabla 21. Características técnicas del Medidor de Turbina utilizado en el Well Tensting.

Servicio	líquidos y gases incluyendo el vapor
Presión de diseño	3000 psig
Temperatura	-400°F a 500°F
Escala	Lineal
Señal	Frecuencia
Exactitud	líquidos $\pm 0,025\%$ gas: $\pm 1\%$
conexión final	Bridas
Tamaño	24"

Fuente: Autores.

- **Desventajas del Servicio Well Testing**

- a) Necesita una separación total de los fluidos para la realización de la medición.
- b) Dificultad al medir líquidos de alta viscosidad.
- c) Requiere de un control de presión para prevenir errores y cavitación.

4.1.5. Test Tank

Este método busca determinar el volumen neto a condiciones estándar o masa transferida a través de un tanque el cual cuenta con la

Tabla 22 se presentan especificaciones técnicas de este servicio.

- **Ventajas del Test Tank**

- a) Permite medir altos caudales de fluido.
- b) Tiene la capacidad de medir las tres fases.

- c) El mantenimiento es muy bajo ya que se debe hacer cada 5 años.
- d) Su medición es fácil, segura y exacta debido a que se realiza el muestreo adecuado, para realizar pruebas de laboratorio y determinar diferentes propiedades de los fluidos.

Tabla 22. Características técnicas del Test Tank.

Servicio	Crudo y agua
Material tanque	Acero
Material de plomada	Bronce
Material cinta	acero inoxidable
Longitud plomada	6", 12", 18"
Escala cinta	metros, centímetros, milímetros
Longitud cinta	acorde a la altura del tanque
Mantenimiento	cada 5 años
Capacidad	1500 bbl

Fuente: Autores.

- **Desventajas del Test Tank**

- a) El tiempo para la realización de las mediciones es muy alto debido a que requiere de la estabilización completa del fluido.

4.2. COMPARACION ENTRE MEDIDORES

A medida que la tecnología ha venido aumentando consigo ha traído mayores facilidades y un sin número de ventajas las cuales permiten mejores y más amplias posibilidades de lograr exactitud, calidad y optimización de tiempo y espacio para la toma de pruebas de producción. En la siguiente tabla se refleja dichas características de los diferentes medidores para ser comparadas entre si y elegir la mejor opción.

Tabla 23. Comparación técnica entre los Medidores del estudio.

PARAMETRO	TIPO DE MEDIDOR			
	CORIOLIS	MULTIFASICO VX	WELL TESTING	TEST TANK
COSTO DE INSTALACION INICIAL	ALTO	BAJO	BAJO	MEDIO
COSTO DE MANTENIMIENTO	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO
RECUPERACION DE LA INVERSION	LENTA	RAPIDA	MEDIA	RAPIDA
PRECISION	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO
RANGO DE TEMPERATURA °F	REGULAR	BUENA	ALTO	BUENA
RANGO DE PRESION PSI	REGULAR	BUENA	ALTO	BUENA
PRODUCE VIBRACION	SI	NO	NO	NO
CORTE DE AGUA	AFECTA	NO AFECTA	NO AFECTA	NO AFECTA
TIPO DE MEDICION	MASA	VOLUMEN	VOLUMEN	VOLUMEN
CAIDA DE PRESION	MUY ALTA	BAJA	ALTA	ALTA
ESPACIO	BAJA	BAJA	ALTO	MEDIO

Fuente: Autores.

4.3. ANÁLISIS FINANCIERA

Para el desarrollo de cualquier proyecto, es de vital importancia realizar un estudio económico basado en los gastos de las herramientas, transporte y mantenimiento de los equipos que se utilizaran; esto para tener una idea clara y buscar estrategias o cambios en los planes establecidos que lleven a un ahorro significativo del proyecto.

El Servicio well testing será constante en los tres escenarios por lo tanto no se tendrá en cuenta en el análisis financiero ya que no generara cambios en cada uno de los casos.

El objetivo principal de este análisis es determinar el escenario viable para la implementación en el proceso de toma de pruebas de producción, teniendo en cuenta los parámetros que varían en un tiempo determinado, afectando los costos generales de las pruebas que se deben realizar en cada pozo. El análisis

financiero se realizó en base a los indicadores de valor presente y la tasa interna de retorno (TIR) con el fin de tener un criterio sólido en la selección del mejor escenario para la realización de las pruebas de producción, la tasa que se maneja en el desarrollo del análisis es del 12%.

4.3.1. Costos escenario I

Los valores unitarios que se tienen estipulados para la implementación del medidor Coriolis se describen en la Tabla 24.

Tabla 24. Costos unitarios escenario I.

Herramienta	Coriolis
Cantidad	1
Costo (USD)	130.000
Transporte	2.000
Mantenimiento	850

Fuente: Autores.

Se estableció un periodo de dos años para realizar el análisis financiero, teniendo en cuenta un total de 8 Coriolis incluidos sus 2 backup, la ejecución de 2 mantenimientos anuales por cada medidor y que el costo de transporte en este periodo de tiempo es fijo; de esta manera se obtiene la siguiente tabla especificando los costos totales de este escenario para el proyecto (Ver Tabla 25).

Teniendo en cuenta que los valores anteriores son a futuro se realiza la conversión a valor presente por medio de la siguiente fórmula.

$$VP = \frac{c}{(1+i)^n} \quad \text{EC.23}$$

Dónde:

VP = Valor presente

C = Cantidad a futuro

i = Tasa de interés anual

n = Periodo capitalización

Tabla 25. Costos totales del escenario I.

Herramienta	Coriolis	
Cantidad	8	
Año	0	1-2
Costo Medidores (USD)	1.040.000	-
Transporte (USD)	-	384.000
Mantenimiento (USD)	-	27.200
Total (USD)	1.040.000	411.200

Fuente: Autores.

Aplicando los valores futuros calculados anteriormente en la Tabla 25 y por medio de la EC.23 obtenemos los valores presentes para escenario I descritos en la Tabla 26.

Se obtiene una inversión total de USD 1.367.806,122 para implementar la tecnología móvil Coriolis en el escenario I, con el fin de alcanzar el 100% de cumplimiento en la toma de pruebas de producción.

Para la toma de decisiones sobre la rentabilidad de un proyecto es importante tener en cuenta el valor presente neto (VPN) como un criterio equivalente a los egresos e ingresos futuros y presentes, con el fin de calcular con facilidad el excedente que se tendría al momento de realizar la inversión una vez que se han cubierto todos los ingresos. El VPN del escenario se calcula por la siguiente fórmula.

$$VPN = VPI - VPE$$

EC. 24

Dónde:

VPI = Valor presente de los ingresos

VPE = Valor presente de los egresos

Tabla 26. Valor presente escenario I.

	Valor Futuro	Valor Presente
Costo Medidores (USD)	-	1.040.000
Transporte (USD)	384.000	306.122,449
Mantenimiento (USD)	27.200	21.683,67347
Total (USD)	-	1.367.806,122

Fuente: Autores.

Para el valor presente de los ingresos es necesario tener en cuenta que el dinero que para la inversión que se desea realizar para proceso de toma de pruebas de producción son de los costos que se reducirían como lo son las multas por el no cumplimiento de lo que exige el Ministerio de Minas y Energías. La multa que se impone por cualquier incumplimiento es hasta de USD 5.000²⁵, de tal manera que este costo adicional por pozo durante dos años será mi valor presente neto de los ingresos, el cual es equivalente a USD 15.480.000 debido a que son 129 pozos que no están siendo medidos y cada uno tendrá una multa mensual. El anterior dato será constante en los tres escenarios.

Otros criterios utilizados para la toma de decisiones sobre la viabilidad de un proyecto de inversión son la tasa interna de retorno (TIR), en la cual se obtienen los recursos o el dinero que permanece atado al proyecto y la relación costo-beneficio (RCB) con respecto a los valores presentes de los egresos e ingresos de la siguiente manera.

²⁵ CODIGO DE PETROLEOS. "Legislacion sobre petróleos". Artículo 21, Ley 10 de 1961. Publicado en 1999.

$$RCB = \frac{VPN_{IN}}{VPN_{EG}}$$

EC. 25

Aplicando lo anteriormente mencionado y por medio de las EC. 24 y 25 se obtienen el valor presente neto, la tasa interna de retorno y una relación costo-beneficio para el escenario I descritos en la Tabla 27.

Tabla 27. Evaluación financiera del escenario I.

Escenario I	
VPE (USD)	1.367.806,12
VPI (USD)	15.480.000
VPN (USD)	14.112.193,9
TIR	1032%
RCB	11,3173934

Fuente: Autores.

4.3.2. Costos escenario II

Los valores unitarios que se tienen estipulados para la implementación del medidor Multifásico Vx se describen en la Tabla 28.

Para este escenario en el cual se implementan Multifásicos Vx se aplica de igual forma la condición de un periodo de tiempo de dos años, costo de transporte fijo, 3 mantenimientos anuales por cada medidor debido a la cantidad de pruebas de producción que realiza diariamente y un total de 3 medidores donde se incluye un backup (Ver Tabla 29).

Tabla 28. Costos unitarios escenario II.

Herramienta	Multifásico Vx
Cantidad	1
Costo (USD)	700.000
Transporte (USD)	2.000
Mantenimiento (USD)	1.400

Fuente: Autores.

Tabla 29. Costos totales del escenario II.

Herramienta	Multifásico Vx	
Cantidad	3	
Año	0	1-2
Costo Medidores (USD)	2.100.000	-
Transporte (USD)	-	144.000
Mantenimiento (USD)	-	25.200
Total (USD)	2.100.000	169.200

Fuente: Autores.

Tabla 30. Valor presentes escenario II.

	Valor Futuro	Valor Presente
Costo Medidores (USD)		2.100.000
Transporte (USD)	144.000	114.795,9184
Mantenimiento (USD)	25.200	20.089,28571
Total (USD)		2.234.885,204

Fuente: Autores.

Se obtiene una inversión total de USD 2.234.885,204 para implementar la tecnología móvil de Multifásico Vx en el escenario II, con el fin de alcanzar el 100% de cumplimiento en la toma de pruebas de producción.

En la

Tabla 31 se puede detallar los resultados obtenidos para cada uno de los indicadores correspondientes a la evaluación financiera realizada para el escenario II.

Tabla 31. Evaluación financiera del escenario II.

Escenario II	
VPE (USD)	2.234.885,2
VPI (USD)	15.480.000
VPN (USD)	13.245.114,8
TIR	593%
RCB	6,92653026

Fuente: Autores.

4.3.3. Costos escenario III

Los valores unitarios que se tienen estipulados para la implementación de Tanques se describen en la

Tabla 32.

Tabla 32. Costos unitarios escenario III.

Herramienta	Test Tank
Cantidad	1
Costo (USD)	6.995.000
Transporte (USD)	0
Mantenimiento (USD)	2.800

Fuente: Autores.

En este escenario para la realización del análisis financiero también se tuvo en cuenta un periodo de dos años, implementación de líneas de flujos de 30 kilómetros de longitud con diámetro de 6 pulgadas, un mantenimiento al cabo de dos años y la construcción de 3 tanques para ampliar las facilidades con el fin de realizar las pruebas, contando también con un cuarto tanque ya existente en la estación (Ver

Tabla 33).

Tabla 33. Costos totales escenario III.

Herramienta	Test Tank	
Cantidad	3	
Año	0	1-2
Costo Medidores (USD)	20.985.000	-
Mantenimiento (USD)	-	8.400
Total (USD)	20.985.000	8.400

Fuente: Autores.

Tabla 34. Valor presente escenario III.

	Valor Futuro	Valor Presente
Costo Medidores (USD)		20.985.000
Mantenimiento (USD)	8.400	6.696,428571
Total (USD)		20.991.696,43

Fuente: Autores.

Se obtiene una inversión total de USD 20.991.696,43 para la ampliación de las facilidades con el fin de construir tanques en el escenario III y de tal manera alcanzar el 100% de cumplimiento en la toma de pruebas de producción.

En la Tabla 35 se puede detallar los valores obtenidos para cada indicador correspondiente a la evaluación financiera realizada para el escenario III.

Tabla 35. Evaluación financiera del escenario III.

Escenario III	
VPE (USD)	200.991.696
VPI (USD)	15.480.000
VPN (USD)	-185.511.696
TIR	-92%
RCB	0,07701811

Fuente: Autores.

En el escenario I y II todos los indicadores tienen resultados positivos, por lo tanto no se tendrían pérdidas económicas, pero hay una diferencia muy notoria tanto en la TIR como en la relación costo-beneficio, lo cual quiere decir que con el escenario I se tendrá una mayor rentabilidad en el proyecto de inversión.

En el escenario III se obtuvieron resultados desfavorables, ya que el valor presente neto y la tasa representativa del mercado dan negativos, lo cual indican pérdida si se llegara a implementar este sistema. En la Tabla 36 se pueden ver los resultados obtenidos para cada caso.

Tabla 36. Resultados de la evaluación financiera.

Indicadores	Escenario I	Escenario II	Escenario III
VPE (USD)	1.367.806,12	2.234.885,2	200.991.696
VPI (USD)	15.480.000	15.480.000	15.480.000
VPN (USD)	14.112.193,9	13.245.114,8	-185.522.696
TIR	1032%	593%	-92%
RCB	11,3173934	6,92653026	0,07701811

Fuente: Autores.

CONCLUSIONES

La exactitud en la medición realizada por el medidor Multifásico tiene una eficiencia del 99.9% debido a sus dos sistemas de medición; el sistema de rayos gamma juega un papel muy importante ya que el fluido que atraviesa la garganta del medidor es totalmente registrado al enviar y receptor las atenuaciones de las distintas fases, el detector tiene una capacidad de receptor los fotones de rayos gamma a una velocidad tal de 45 veces por segundo, de esta forma se tiene un seguimiento exhaustivo en la medición de la producción del pozo en prueba.

Lo importante en los resultados de la medición de un fluido de producción de un pozo en prueba son las tasas de flujo de gas, petróleo y agua, cuyos valores sirven para monitorear el desarrollo de los pozos y determinar el potencial del campo llegando a un estimativo de la vida útil de cada pozo, cada vez que se realiza una prueba de pozo se observa si la capacidad de fluir del pozo en prueba se mantiene o presenta una ligera declinación.

La mejora y optimización de los procesos en la industria del petróleo se originan por dos componentes; el desarrollo tecnológico y la mentalidad de aplicación de las mismas. En el caso del campo castilla el cumplimiento de las pruebas de producción se ve estropeada por el pensamiento clásico de aplicación de metodologías y herramientas antiguas, al no arriesgarse se están perdiendo oportunidades como se demostró en este proyecto de los diferentes escenarios para alcanzar las metas de prueba en una manera satisfactoria con la aplicación de nuevas tecnologías.

Al tener un proyecto para desarrollar, se debe tener un esquema proactivo para la sincronización efectiva en lo que tiene que ver tanto en las actividades

contractuales y las actividades de operación y mantenimiento, ya que esta deficiencia origina demoras significativas que perjudican al cumplimiento de las metas establecidas por los dirigentes.

El estudio del campo y la caracterización de los fluidos que produce es de vital importancia en la escogencia del tipo de medidor para aplicar nuevas tecnologías, ya que se debe contar con la ubicación de los pozos, el caudal que se produce, el corte de agua, la presión y temperatura en superficie, sólidos suspendidos y problemas de arenas. Sin embargo en el campo castilla la calidad del fluido producido exceptúa los parámetros de arena y sólidos.

La implementación del escenario I se fortalece teniendo en cuenta el ahorro significativo de dinero respecto al escenario II y respecto al escenario III, tomado del análisis en costos y financiero que se llevó a cabo en esta investigación, demostrando el cumplimiento en un 100% a un menor costo.

Cumplir con un proyecto satisfactoriamente tiene sus riesgos de inversión, por esta razón es importante tener parámetros como la TIR que determina la tasa de rentabilidad promedio anual que el proyecto paga a los inversionistas, concediendo valores de dinero en función del tiempo. Esta tesis muestra los diferentes escenarios dando opciones de inversión para determinar cuáles son rentables tanto económica como técnicamente; en el caso del escenario I se observa que el proyecto es viable financieramente ya que cumple con las expectativas de los flujos de inversión o los flujos relacionados con los costos de operación, recuperando la inversión sin ningún riesgo.

RECOMENDACIONES

Generar cultura de renovación industrial entre los nuevos ingenieros de petróleo ocasionara el incremento de mejoras en las actividades en la industria. Teniendo en cuenta que las ideas renovadoras y arriesgadas sirven para alcanzar metas que por la negligencia directiva se ven estropeadas y subordinadas.

Realizar estudios posteriores de la misma índole que ayuden a la disminución de la inversión en procesos que se puedan optimizar como es el caso de las pruebas de producción, así se generaran más recursos para la exploración y estudios de nuevas reservas que ayudaran con el desarrollo laboral de la industria en Colombia.

El nuevo equipo de Medidor Multifasico Vx debe ser utilizado por las empresas petroleras porque los márgenes de error en la medición de fluidos son insignificantes en comparación de los medidores Coriolis y tendremos datos más aproximados de la producción.

Ser una investigación pionera para trabajos futuros o posteriores en los que se involucren metodologías estructuradas que sirvan para la aplicación de nuevas tecnologías en el cumplimiento de las pruebas de producción en los campos petroleros colombianos; sabiendo que limitantes, herramientas y procesos se llevan actualmente a cabo.

BIBLIOGRAFÍA

Trabajos de grado

BLANCO Sayda, "HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA". Universidad Industrial de Santander. 2009.

CANGUI TERÁN Luis Adrián, "ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACION DE MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN LAS INSTALACIONES DE LOS CAMOIS DRAGO Y ARAZÁ". Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2011.

Marquez Diego, Calahorrano Mario, "ANÁLISIS TÉCNICO-COMPARATIVO ENTRE EL SEPARADOR DE PRUEBA CONVENCIONAL Y EL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO CON FUENTE RADIOACTIVA". Universidad Tecnológica Equinoccial. 2004.

Miranda Hugo, Tocto Paúl, "IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DE FLUJO Y SU CALIDAD PARA EL TRANSPORTE DE PETRÓLEO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO". Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2009.

NARANJO Michelle, "IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN DE CRUDO LACT EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO". Universidad Ecuador. 2006.

RICO SERRANO Naydú Yesenia, "ESTUDIO DE PREFEACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS (ESPCP) EN UN CAMPO DE ECOPETROL S.A". Universidad Industrial de Santander. 2012.

Papers

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. Washington-Estados Unidos de Norteamérica. Capítulo III. MEDICIÓN DE TANQUES, Agosto 2005.

Blanco Sayda. "HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA" Universidad Industrial de Santander, 2009.

Domínguez Sánchez, Ingeniería-Servicios Ambientales. "AFORO VOLUMÉTRICO DE TANQUES". Bogotá, 2012.

FMC Technologies, Medidor de Desplazamiento Positivo de Alabes Giratorios, Instalación-Operación-Mantenimiento. Agosto. 2006

KERRY Williamson. "UN NUEVO HORIZONTE EN MEDICIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO". Nueva Orleans, Luisiana, EUA. Publica en Marzo de 2009.

Manual de medición de hidrocarburos, Capítulo III, Ecopetrol, Colombia. Noviembre 2007.

Manual de "MANTENIMIENTO, VERIFICACIÓN Y CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO", Ecopetrol, Colombia. Elaborado en Enero de 2012.

Tecnoficio. "Documento Técnico de Medidores de Placas de Orificio, Medidores de Flujo Diferencial". México, 2012.

WEATHERFORD. "Red Eye 2G Medidor de corte de agua". Publicado Agosto, 2006.