

**“ASEGURAMIENTO DEL CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES DE MEDICIÓN
EN LOS PUNTOS DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES DE LA GERENCIA
REGIONAL MAGDALENA MEDIO DURANTE LOS AÑOS 2012-2014”**

ALVARO FREDY BEDOYA CASTRO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2012

**“ASEGURAMIENTO DEL CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES DE MEDICIÓN
EN LOS PUNTOS DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES DE LA GERENCIA
REGIONAL MAGDALENA MEDIO DURANTE LOS AÑOS 2012-2014”**

ALVARO FREDY BEDOYA CASTRO

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos.**

**DIRECTOR
ROQUE CHAVEZ MENDOZA
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2012**

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis Padres por ese apoyo incondicional, porque me han acompañado, aconsejado y apoyado toda la vida y sus enseñanzas, educación y concesos se convirtieron en la base y pilar de mi formación como persona, bases que me han servido para lograr y alcanzar las metas personales y laborales propuestas en mi vida.

Gracias por ese amor infinito y las bendiciones imploradas, que me acompañan y protegen día a día.

No existirán años, meses o días suficientes para agradecerles y retribuirles por todo el amor que me han dado y por todo lo que han hecho por mí.

A mis Padres mil gracias!

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a ECOPETROL S.A por la formación laboral recibida y por haberme dado la oportunidad desde hace 6 años de hacer parte de su gran familia.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	17
1. OBJETIVOS.....	21
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	21
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICO.....	21
2. RESEÑA CAMPOS SUPERINTENDENCIA DE MARES.....	23
2.1 ACTIVO LLANITO	23
2.2 ACTIVO LISAMA.....	24
2.3 ACTIVO TECA.....	25
2.4 ACTIVO PROVINCIA	25
2.5 PLANTA DE GAS PROVINCIA	27
2.6 PLANTA DE GAS EL CENTRO.....	28
3. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	30
4. ÁREAS DE RESULTADOS CLAVES SOM	32
4.1 PROCESO CRUDO	33
4.2 PROCESO GAS	37
5. INDICADORES DE GESTIÓN Y METAS.....	39
6. GRADO DE CONFORMIDAD IGSM	51
6.1 IGSM ESTACIÓN SANTOS	51

6.2 IGSM ESTACIÓN TISQUIRAMA.....	59
6.3 IGSM ESTACIÓN SAN ROQUE.....	67
6.4 IGSM DESHIDRATADORA LISAMA.....	75
6.5 IGSM DESHIDRATADORA GALAN.....	83
6.6 IGSM ESTACIÓN DE BOMBEO TECA.....	91
6.7 IGSM PLANTA DE GAS PROVINCIA.....	100
6.8 IGSM PLANTA DE GAS EL CENTRO.....	114
6.9 IGSM PLANTA COMPRESORA DE GAS LLANITO.....	133
6.10 RESULTADOS CONSOLIDADOS EVALUACIÓN IGSM SOM.....	146
7. ROLES Y RESPONSABILIDADES.....	156
7.1 SUPERINTENDENCIA DE MARES.....	157
7.1.1 Profesionales de Medición.....	157
7.2 DEPARTAMENTO INGENIERÍA SOM.....	160
7.3 DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN SOM.....	163
7.4 DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO SOM.....	165
7.5 PROYECTOS DE INVERSIÓN DE MEDICIÓN.....	167
7.6 ACTIVIDADES DE MEDICIÓN CONTRATADAS.....	167
8. GENERACIÓN PLANES DE ACCIÓN.....	168
9. CONTRATO MEDICIÓN.....	179
9.1 ACTIVIDADES Y SERVICIOS A CONTRATAR.....	181
9.2 ESPECIFICACIÓN TECNICA DE LAS ACTIVIDADES A CONTRATAR.....	183
9.3 GENERALIDADES DEL CONTRATO.....	235
9.3.1 Objeto.....	235
9.3.2 Alcance.....	236
9.3.3 Planeación y Logística.....	236
9.3.4 Equipo Mínimo de Trabajo.....	238

9.3.5 Actividades a Realizar en General en el Contrato Para las 19 Actividades	238
9.3.6 Duración	241
9.3.7 Ventajas Por Contratar Por Más de Un Año	241
9.3.8 Ventajas de Realizar un Contrato Macro de Medición Para la SOM.....	243
9.3.9 Reembolsables	244
9.4 PRESUPUESTO REQUERIDO.....	246
10. PLANES INDIVIDUALES DE DESEMPEÑO.....	258
10.1 PLANES DE DESARROLLO PERSONAL.....	258
10.1.1 Requerimientos de Competencia.....	258
10.1.2 Competencias Actuales	265
10.1.3 Deficiencias de Competencias, Planes y Acciones.....	266
10.2 ACUERDOS DE DESEMPEÑO. (Orientados a resultados)	267
11. MECÁNICOS DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO	274
11.1 INSPECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CÁLCULO IGSM....	274
11.2 TABLERO BALANCEADO DE GESTIÓN DE MEDICIÓN.....	285
11.2.1 Perspectiva: Cliente	287
11.2.2 Perspectiva: Interna	288
11.2.3 Perspectiva: Financiera	294
11.2.4 Perspectiva: Innovación y Aprendizaje	296
11.2.5 TBG Consolidado Medición	297
11.3 COMITÉ DE MEDICIÓN.....	299
11.4 INFORMES DE SEGUIMIENTO E INSPECCIÓN	303
12. CONCLUSIONES	305
13. RECOMENDACIONES	311

BIBLIOGRAFIA..... 313

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Indicador Gestión Aseguramiento a los Sistemas de Medición	42
Tabla 2. Hoja de Vida Indicador TBG	46
Tabla 3. Lista Verificación Medición Estática Estación Santos	52
Tabla 4. Resultado IGSM Estación Santos.....	56
Tabla 5. Lista Verificación Medición Estática Estación Tisquirama	60
Tabla 6. Resultado IGSM Estación Tisquirama	64
Tabla 7. Lista Verificación Medición Estática Estación San Roque	68
Tabla 8. Resultado IGSM Estación San Roque	72
Tabla 9. Lista Verificación Medición Dinamica Deshidratadora Lisama.....	76
Tabla 10. Resultado IGSM Deshidratadora Lisama.....	80
Tabla 11. Lista Verificación Medición Estática Deshidratadora Galán	84
Tabla 12. Resultado IGSM Deshidratadora Galán.....	88

Tabla 13. Lista Verificación Medición Estática Estación de Bombeo Teca	92
Tabla 14. Resultado IGSM Estación de Bombeo Teca.....	97
Tabla 15. Lista Verificación Medición Planta de Gas Provincia	100
Tabla 16. Resultado IGSM Consolidado Planta de Gas Provincia	109
Tabla 17. Lista Verificación Medición Planta de Gas El Centro	115
Tabla 18. Resultado IGSM Consolidado Planta de Gas el Centro.....	125
Tabla 19. Lista Verificación Medición Planta Compresora Llanito	134
Tabla 20. Resultado IGSM Consolidado Planta Compresora Gas Llanito	141
Tabla 21. Resultado Consolidado IGSM Áreas Crudo SOM.....	147
Tabla 22. Resultado Consolidado IGSM Áreas Gas SOM.....	148
Tabla 23. Numero de No Conformidades Áreas Crudo SOM	148
Tabla 24. Numero de No Conformidades Áreas Gas SOM	149
Tabla 25. Criterios Evaluados Crudo del IGSM Con Oportunidades de Mejora ..	151
Tabla 26. Criterios Evaluados Gas del IGSM Con Oportunidades de Mejora.....	153
Tabla 27. Planes de Acción Consolidado Áreas de Resultados Claves SOM	170

Tabla 28. Descripción Áreas y Cantidad Personas Por Socialización Normas....	235
Tabla 29. Áreas Alcance Contrato Medición SOM.....	237
Tabla 30. Ítem presupuesto y valores unitarios	247
Tabla 31. Cantidades Requeridas por Ítem 2012-2014 Crudo y Gas	249
Tabla 32. Presupuesto Requerido 2012-2014	250
Tabla 33. Presupuesto Consolidado Requerido Medición 2012-2014	251
Tabla 34. Porcentaje del Presupuesto Requerido Para Crudo y Gas	254
Tabla 35. Guía Para el Plan de Desarrollo Del Personal	260
Tabla 36. Guía Para el Plan de Desarrollo Del Personal Ciclo Básico	261
Tabla 37. Guía Para el Plan de Desarrollo Del Personal Ciclo Intermedio	262
Tabla 38. Guía Para el Plan de Desarrollo Del Personal Ciclo Avanzado	264
Tabla 39. Acuerdo Desempeño Puestos Producción e Ingeniería SOM.....	269
Tabla 40. Acuerdo Desempeño Puestos Mantenimiento y transversales SOM...	272
Tabla 41. Requisitos Inspectores de Medición	277
Tabla 42. Evaluación IGSM Medición Estática	281

Tabla 43. Evaluación IGSM Medición Dinamica	282
Tabla 44. Evaluación IGSM Medición Gas Tipo Ultrasónica.....	283
Tabla 45. Evaluación IGSM Medición Gas Tipo Platina de Orificio	284
Tabla 46. Descripción Acuerdos De Medición Requeridos	288
Tabla 47. Descripción Proyectos Requeridos	289
Tabla 48. Descripción Personal que Requiere Socialización de Normas	290
Tabla 49. Descripción Rutinas Requeridos.....	291
Tabla 50. Descripción Cierre de No Conformidades.....	292
Tabla 51. Descripción Aforo de Taques Requeridos	293
Tabla 52. Descripción Valoración IGSM Requeridos.....	294
Tabla 53. Descripción Seguimientos Balances Requeridos.....	295
Tabla 54. Descripción Personal que Requiere Capacitación	296
Tabla 55. Descripción Taller Lecciones Aprendidas Requeridas.....	297
Tabla 56. TBG Medición Consolidado SOM	298

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Configuración Coordinación Lisama	33
Figura 2. Configuración Coordinación Provincia	35
Figura 3. Configuración Coordinación Llanito	36
Figura 4. Configuración Coordinación Teca.....	37
Figura 5. Tipos de Indicadores	40
Figura 6. Árbol Indicador Gestión de Aseguramiento Sistemas de Medición	45
Figura 7. Árbol Indicador TBG	49
Figura 8. Resultados % IGSM Áreas de Resultado Clave Crudo	147
Figura 9. Resultados % IGSM Áreas de Resultado Clave Gas	148
Figura 10. Numero de No Conformidades Crudo	149
Figura 11. Numero de No Conformidades Gas.....	150
Figura 12. Criterios Medición Estática Crudo Evaluados del IGSM	151

Figura 13. Criterios Medición Dinamica Crudo Evaluados del IGSM.....	152
Figura 14. Criterios Medición Diferencial Evaluados del IGSM.....	153
Figura 15. Criterios Medición Ultrasónica Evaluados del IGSM.....	154
Figura 16. Presupuesto Requerido Medición 2012-2014.....	250
Figura 17. Presupuesto Total Medición 2012-2014	254
Figura 18. Presupuesto Crudo y Gas Año 2012	256
Figura 19. Presupuesto Crudo y Gas Año 2013	256
Figura 20. Presupuesto Crudo y Gas Año 2014	257
Figura 21. Presupuesto Crudo y Gas Total 2012-2014	257
Figura 22. Relación Responsabilidad Vs Indicador	273
Figura 23. Perspectivas Proceso de Planeación	285

RESUMEN

TITULO: ASEGURAMIENTO DEL CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES DE MEDICIÓN EN LOS PUNTOS DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES DE LA GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DURANTE LOS AÑOS 2012-2014*

AUTOR: ALVARO FREDY BEDOYA CASTRO**

PALABRAS CLAVE: Medición de Hidrocarburos, Índice de Gestión Sistemas de Medición, Transferencia en Custodia, indicadores de gestión, metas, planes de acción, roles y responsabilidades, planes individuales de desempeño, mecanismos de seguimiento.

DESCRIPCIÓN:

En Ecopetrol S.A. la medición de cantidad y calidad de Hidrocarburos y Biocombustibles es un proceso crítico que demanda atención con el fin de minimizar las pérdidas, para lograr la satisfacción de los proveedores, clientes y generar valor agregado en un marco de mejoramiento continuo clase mundo. Todas las acciones están enmarcadas en la estandarización, economía de escalas y divulgación e implementación de las mejores prácticas, logrando el cumplimiento de los objetivos gerenciales el cual es producir 1.300.000 barriles limpios para el año 2.015.

El presente trabajo de Monografía es un documento de consulta el cual contiene los resultados obtenidos durante la elaboración de un plan táctico y operacional, para asegurar el cumplimiento de los estándares de medición, contenidos en el manual de medición de hidrocarburos de Ecopetrol S.A, en los puntos de transferencia en custodia de crudo y gas de la Superintendencia de Operaciones de Mares de ECOPETROL S.A, durante los años 2012-2014.

El plan táctico estará compuesto por la definición de las áreas de resultados claves, el cálculo del cumplimiento del índice de gestión de los sistemas de medición en las áreas claves, la creación de planes de acción, el establecimiento de indicadores y metas, la definición de roles y responsabilidades.

El plan operacional estará compuesto por la determinación del presupuesto requerido, la definición del plan individual de desempeño y el establecimiento de las herramientas para lograr el seguimiento y monitoreo.

Este plan colaborara a la estandarización y sinergia entre los procesos, generara ahorros económicos, mejorara los índices de cumplimientos de estándares de medición y finalmente ayudara a que se alcance las metas y objetivos propuestos, todo enmarcado en que la medición de cantidad y calidad de Hidrocarburos y Biocombustibles en ECOPETROL S.A es un proceso crítico y prioritario.

* Monografía.

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. , Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ing. Roque Chavez Mendoza

SUMMARY

TITLE: COMPLIANCE ASSURANCE STANDARDS OF MEASUREMENT POINTS TRANSFER OF CUSTODY OF THE SUPERINTENDENCIA OPERACIONES DE MARES OF THE GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO ROUND THE YEARS 2012-2014*

AUTHOR: ALVARO FREDY BEDOYA CASTRO**

KEY WORDS: Hydrocarbon Measurement, Management Index Measurement Systems, custody transfer, management indicators, goals, action plans, roles and responsibilities, individual performance plans, monitoring mechanisms.

DESCRIPTION:

In Ecopetrol SA measurement of quantity and quality of hydrocarbons and biofuels is a critical process that demands attention in order to minimize losses, to achieve the satisfaction of suppliers, customers and added value within a framework of world class continuous improvement. All actions are framed in standardization, economies of scales and dissemination and implementation of best practices, achieving compliance management objectives which is to produce 1.3 million barrels for the year 2015 clean

This work Monograph is a consultation document which contains the results obtained during the development of a tactical and operational plan to ensure compliance with the standard measurement in the manual measurement of hydrocarbons Ecopetrol SA, in custody transfer points in oil and gas of the Superintendencia Operaciones de Mares of Ecopetrol S.A during the years 2012-2014.

The tactical plan will consist of defining the key result areas, the calculation of the rate of compliance management metrics in key areas, creating action plans, setting goals and indicators, the definition of roles and responsibilities.

The operational plan shall consist of determining the required budget, defining individual performance plan and establishing the tools for tracking and monitoring.

This plan will collaborate to standardization and synergy between processes, generate cost savings, improve compliance rates of measurement standards and ultimately help you reach the goals and objectives, all framed in the measurement of quantity and quality of Hydrocarbons Biofuels and Ecopetrol SA is a critical process and priority.

* Monograph.

** Physico-chemical engineering faculty. School of Petroleum Engineering. Hydrocarbon Management Specialization. Director: Ing. Roque Chavez Mendoza

INTRODUCCIÓN

En Ecopetrol S.A. la medición de cantidad y calidad de Hidrocarburos y Biocombustibles es un proceso crítico y prioritario que demanda atención con el fin de minimizar las pérdidas volumétricas, obtener datos confiables con unas bajas incertidumbres y lograr la satisfacción y tranquilidad de los proveedores, clientes y generar valor agregado en un marco de mejoramiento continuo clase mundo. Todas las acciones están enmarcadas en la estandarización, prácticas HSE, economía de escalas, cumplimiento de normas, leyes y divulgación e implementación de las mejores prácticas.

Los sistemas utilizados para la medición de hidrocarburos son las cajas registradoras de las empresas petroleras, los cuales me indican cuales fueron mis ganancias o pérdidas día a día, y en base a estos datos tomo decisiones y construyo mis planes de acción y desarrollo en pro del beneficio del Campo Petrolero.

Debido a la importancia en Ecopetrol S.A. de la medición de cantidad y calidad de Hidrocarburos y Biocombustibles expresada anteriormente, en esta monografía se elaborara una propuesta de estructuración de un plan táctico y operacional a nivel de la Superintendencia de Operaciones de Mares - SOM y aplicable a sus Coordinaciones de Producción para ayudar al aseguramiento del cumplimiento de los estándares de medición en sus puntos de transferencia de custodia durante los años 2012-2014 en la Gerencia Regional Magdalena Medio – GRMM.

Con la estructuración de este plan se lograra una sinergia entre cada una de las coordinación pertenecientes a la Superintendencia de Operaciones de Mares, por medio de este plan se definirán las áreas de resultados claves, se determinara el grado de conformidad de los estándares de medición IGSM en las áreas de

resultados claves, se establecerán los planes de acción, indicadores, metas, se definirán roles y responsabilidades, se determinaran los recursos necesarios y el presupuesto requerido, se definirá los planes individual de desempeño de las personas y el establecimiento del seguimiento y monitoreo, todo lo anterior necesarios y fundamental para poder cumplir los estándares de medición.

Este plan además colaborara a la estandarización de los procesos, generara ahorros por economías de escala y finalmente ayudara a que se alcance las metas y objetivos propuestos en medición de hidrocarburos.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

- Elaborar un plan táctico y operacional, para asegurar el cumplimiento de los estándares de medición, contenidos en el manual de medición de hidrocarburos de Ecopetrol S.A, en los puntos de transferencia en custodia de crudo y gas de la Superintendencia de Operaciones de Mares – Gerencia Regional Magdalena Medio, durante los años 2012-2014.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICO

- Definir las áreas de resultados claves en los cuales los planes tácticos y operacionales son aplicables.
- Establecer los indicadores de gestión y metas con los cuales se realizara seguimiento al cumplimiento de los estándares de medición de hidrocarburos.
- Determinar el grado de conformidad de los estándares de medición IGSM y generar los planes de acción requeridos en las áreas de resultados claves en la Superintendencia de Operaciones de Mares - SOM
- Crear y definir los roles y responsabilidades de cada Departamento de la Superintendencia de Operaciones de Mares – SOM, para asegurar el cumplimiento de los estándares de medición.

- Determinar el presupuesto requerido para cerrar las no conformidades detectadas y asegurar la mantenibilidad de los estándares de medición de hidrocarburos.
- Definir los planes individuales de desempeño de los trabajadores con relación a medición de hidrocarburos.
- Establecer los mecánicos de seguimiento y monitoreo que nos permitan evidenciar de manera oportuna y programada el estado y avance en el cumplimiento de nuestras metas y objetivos.

2. RESEÑA CAMPOS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES

La Superintendencia de Operaciones de Mares pertenece a la Gerencia Regional Magdalena Medio y está compuesto por los activos de producción de crudo y gas Lisama, Llanito, Provincia y Teca, cada activo es administrado por una coordinación de Producción que lleva el mismo nombre del activo, además cuenta con dos plantas de gas, llamadas plantas de gas el centro y plantas de gas provincia.

2.1 ACTIVO LLANITO

Al activo Llanito lo componen los campos de Ecopetrol S.A Llanito, Gala, Galán y están ubicados en la parte norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

El inicio de producción se da en el mes de diciembre de 1945 con un caudal de petróleo de 228 BOPD, de agua de 4 BAPD y de gas de 42.000 SCFD.

Este activo Llanito está administrado por la Coordinación de Producción Llanito

El crudo que produce es bombeado desde su estación de almacenamiento y fiscalización llamada Deshidratadora Galán hasta Refinería

El gas que produce es enviado a la compresora llanito para su posterior compresión y envió a refinería

2.2 ACTIVO LISAMA

El Campo Lisama está localizado en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al sur-oeste de la cuenca de Provincia y al Norte de los campo de La Cira e Infantas de ECOPETROL S.A, a 45 Km. de la ciudad de Barrancabermeja.

El bloque de producción Lisama está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas:

Campo Lisama

Campo Tesoro

Campo Nutria

Campo Peroles

Este activo Lisama está administrado por la Coordinación de Producción Lisama

El crudo que produce es bombeado desde su estación de almacenamiento y fiscalización llamada Deshidratadora Lisama hasta Refinería

El gas que produce es enviado a la compresora Lisama para su posterior compresión y envió a la Planta de Gas el Centro.

2.3 ACTIVO TECA

El activo Teca lo comprenden los Campos Teca y Cocorná, se encuentran ubicados en el Flanco Oeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Departamento de Antioquia, limitando con el Departamento de Boyacá. Se encuentran ubicados a 190 Km al sur de la refinería de Barrancabermeja entre los municipios de Puerto Nare y Puerto Triunfo. El Campo Cocorná comprende un área comercial de 371 Acres y el Campo Teca de 2788 Acres.

El Campo Cocorná inicio su desarrollo en el año 1966 y en el año 1965 empezó a inyectar vapor cíclicamente como mecanismo de recobro. En abril de 1985 obtuvo su pico de producción de 4281 Bls.

El Campo Teca inicio su desarrollo en el año 1981 y en el año 1986 obtuvo su pico de producción de 17862 Bls.

Este activo Teca está administrado por la Coordinación de Producción Teca

El crudo que produce es bombeado desde su estación de almacenamiento y fiscalización llamada EBOTECA hasta Vasconia

Este activo no tiene Gas para venta ya que lo que produce es muy poco y es utilizado en su autoconsumo.

2.4 ACTIVO PROVINCIA

El activo Provincia lo conforman los campos Suerte, Santos, Bonanza, Tisquirama y San Roque.

El gas que se produce en la Coordinación, fruto del drenaje gravitacional, del gas en solución y de la capa de gas, es tratado dentro de la Planta Procesadora de Gas Natural Provincia.

Debido a la localización geográfica se reconocen dos áreas operativas que son: Provincia y Tisquirama. En el área Provincia, se encuentran los Campos de Santos, Suerte y Bonanza, y en la concesión de Tisquirama, los Campos de San Roque y Tisquirama.

El Campo Provincia tiene un área aproximada de 22 Km², y se encuentra ubicado en el municipio de Sabana de Torres, Departamento de Santander

El Campo de Bonanza posee un área aproximada de 6 Km², actúa como un yacimiento independiente, localizado al Noreste del Campo Provincia sobre el margen oriental del Río Lebrija en Jurisdicción del Municipio de Ríonegro, Departamento de Santander. La antigua concesión Tisquirama, conformada por los Campos San Roque y Tisquirama, cubre en sus dos campos una extensión aproximada de 82.5 Km², ubicados en el Valle Medio del Río Magdalena, al sur del Departamento del Cesar, jurisdicción del municipio de San Martín. San Roque y Tisquirama están localizados a 88 y a 86 Km, respectivamente, de la Estación de bombeo y almacenamiento de Ayacucho, propiedad de ECOPETROL S.A.

Este activo Provincia está administrado por la Coordinación de Producción Provincia.

El crudo que produce los Campos de Santos, Suerte y Bonanza es bombeado desde la estación de almacenamiento y fiscalización llamada Estación Santos hasta Refinería

El gas que produce es enviado a la compresora Santos, Suerte y Bonanza para su posterior compresión y enviado a la Planta de Gas el Provincia.

El crudo que produce los Campos de San Roque es bombeado respectivamente desde la estación de almacenamiento y fiscalización llamada San Roque hasta Ayacucho.

El crudo que produce los Campos de Tisquirama es bombeado respectivamente desde la estación de almacenamiento y fiscalización llamada Tisquirama hasta Ayacucho.

Este activo no tiene Gas para venta ya que lo que produce es muy poco y es utilizado en su autoconsumo.

2.5 PLANTA DE GAS PROVINCIA

El gas que se produce en la Coordinación Provincia, fruto del drenaje gravitacional, del gas en solución y de la capa de gas, es tratado dentro de la Planta Procesadora de Gas Natural Provincia. En las instalaciones de la planta se separan los componentes licuables del gas natural rico que se produce, para obtener finalmente un gas residual o pobre con un porcentaje alto de metano y productos blancos valiosos (propano, butano y gasolina natural) que se envían al complejo Industrial de Barrancabermeja.

Se encuentra ubicada en el municipio de Sabana de Torres, Departamento de Santander

Este activo está administrado por la Coordinación de Producción Provincia

El gas seco que se obtiene al final del tratamiento es comprimido y enviado a refinería

2.6 PLANTA DE GAS EL CENTRO

La planta de Proceso de Gas El Centro es una de las más modernas del país. Construida inicialmente con capacidad para 10 millones de pies cúbicos de gas, luego de su reubicación y de dos ampliaciones quedó con una capacidad instalada de 47 MMPCD. En el año de 1991 se realizó el proceso de automatización, por lo que a partir de ese momento se empezó a controlar desde monitores ubicados en un cuarto de control, y se cambió y mejoró buena parte de la instrumentación.

En 1997 se realizó la ampliación para llegar a una capacidad instalada de 110 MMPCED en razón al descubrimiento del Campo Opón, que se calculaba tendría una producción de 100 MMPCED. Este campo, sin embargo, decayó rápidamente en su producción, razón por la cual la planta actualmente está trabajando muy por debajo de su capacidad.

La planta de Procesamiento de Gas el centro de la SMA está localizada en el municipio de Barrancabermeja, departamento de Santander, ubicada en el corregimiento el centro, en la zona Industrial.

El gas que se produce en la Coordinación Lisama y el campo la Cira fruto del drenaje gravitacional, del gas en solución y de la capa de gas, es tratado dentro de la Planta Procesadora de Gas Natural el Centro.

Este activo está administrado por la Coordinación Plantas de Gas.

El gas seco que se obtiene al final del tratamiento es comprimido y enviado a refinería

3. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

ECOPETROL S.A tiene un plan estratégico a nivel de las vicepresidencias operativas, el cual tiene por objetivo el cumplimiento de los estándares de medición establecidos dentro de la gestión de medición de cantidad y calidad de los Hidrocarburos y Biocombustibles para su fiscalización, almacenamiento y/o transferencia a lo largo de su cadena de suministro, mediante la aplicación de las mejores prácticas de clase mundo, con el fin de minimizar los desbalances y pérdidas volumétricas, asegurando la equidad con sus proveedores, clientes y socios en un 95% de conformidad en su sistema de cumplimiento del IGSM (índice de gestión sistemas de medición).

Ecopetrol S.A a través de cada una de sus Vicepresidencias, ha dejado la responsabilidad y autonomía a las Superintendencia estructurar los planes que le permitan asegurar el cumplimiento de los estándares de medición.

La Gerencia Regional del Magdalena Medio – GRMM, a través de la Superintendencia de Operaciones de Mares – SOM, no tiene establecido aun un plan le permita asegurar el cumplimiento de los estándares de medición; Cada una de sus coordinación de producción está solucionando las no conformidades de sus sistemas de medición de manera reactiva y no proactiva. De esta manera no se está manteniendo o asegurando en el tiempo, la estrategia e implementación de las soluciones a las no conformidades, por lo cual en un corto plazo vuelven a parecer en las auditorias. Esto acompañado a que no hay una sinergia entre cada coordinación con relación al establecimiento de los planes de acción, indicadores, metas, definición de roles y responsabilidades, establecimiento de recursos necesarios, presupuesto requerido, plan individual de desempeño de las personas y el control y calidad del seguimiento y monitoreo, ocasionando el incumplimiento de los objetivos corporativos de nuestra empresa.

De seguir trabajando sin un plan estructurado será muy difícil alcanzar la meta establecida de una manera eficiente, eficaz y será un incierto el aseguramiento y mejora de los sistemas de medición en el tiempo.

Debido al panorama expuesto anteriormente, al final de este trabajo se obtendrá una propuesta de estructuración de un plan táctico y operacional para el aseguramiento del cumplimiento de los estándares de medición de hidrocarburos en los diferentes puntos de transferencia de custodia de crudo y gas de la Superintendencia de Operaciones de Mares de la Gerencia Regional Magdalena Medio durante los años 2012-2014.

4. ÁREAS DE RESULTADOS CLAVES SOM

Las áreas de resultados claves son las áreas donde se deben dirigir los esfuerzos prioritarios de la empresa para lograr los resultados esperados durante el periodo proyectado de planeación.

Los puntos de transferencia de custodia de hidrocarburos se denominaron áreas clave para la VPR debido a que son áreas en las cuales sus resultados o desempeño están directamente relacionados con el servicio y satisfacción del cliente y de los accionistas, es el punto final en el cual se evalúa los resultados y desempeños operativos por medio de la calidad y cantidad del producto despachado al cliente, están relacionados con los ingresos económicos de la VPR por las ventas realizadas.

Debido a lo anterior las áreas de resultados claves de la SOM son los puntos donde hay una transferencia en custodia donde se traslada a otra área o un tercero el deber del cuidado y la conservación del hidrocarburo y/o biocombustible, derivada de la entrega y recibo entre áreas o la entrega y recibos de terceros ya sea a título de tenencia o a título de propiedad.

Al revisar los diferentes puntos de entrega de hidrocarburos en la SOM se determina necesario identificar claramente cuáles son sus clientes los cuales reciben sus productos, es así como se identifica y establece por cliente la Refinería de Barrancabermeja y las estaciones de la VIT Ayacucho y Vasconia. Estos puntos reciben su crudo y su gas después de pasar por todo el proceso de tratamiento en las diferentes estaciones de la SOM.

Después de realizar el análisis de cambio de propiedad del crudo y gas de la SOM relacionado con su venta y recibo por parte de un tercero, se determina que las

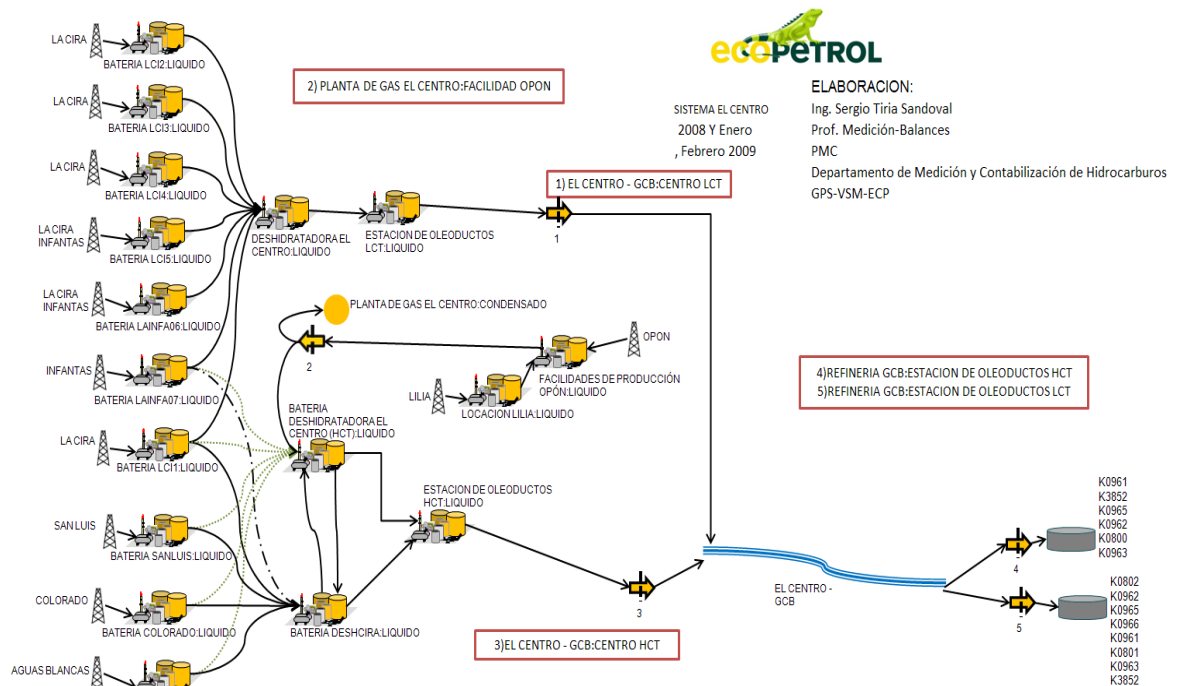
áreas o Puntos donde hay una Transferencia de Custodia de hidrocarburos en la SOM son:

4.1 PROCESO CRUDO

- **Planta Deshidratadora Lisama:** entrega de crudo a Refinería.

En la planta deshidratadora Lisama se realiza el despacho de los crudo pertenecientes a la Coordinación de Producción de Lisama hacia la Refinería de Barrancabermeja vía oleoducto, el método de medición oficial utilizado es medición Dinamica representado por medidores másicos tipo coriolis.

Figura 1. Configuración Coordinación Lisama



Fuente: Departamento VSM Ecopetrol S.A

- **Estación santos:** entrega de crudo a Refinería.

En la estación de almacenamiento y despacho Santos se realiza el despacho de los crudo de los campos petroleros Santos, Suerte y bonanza pertenecientes a la Coordinación de producción de Provincia hacia la Refinería de Barrancabermeja vía oleoducto, el método de medición oficial utilizado es medición Estática representado por medición en tanques de almacenamiento y despacho.

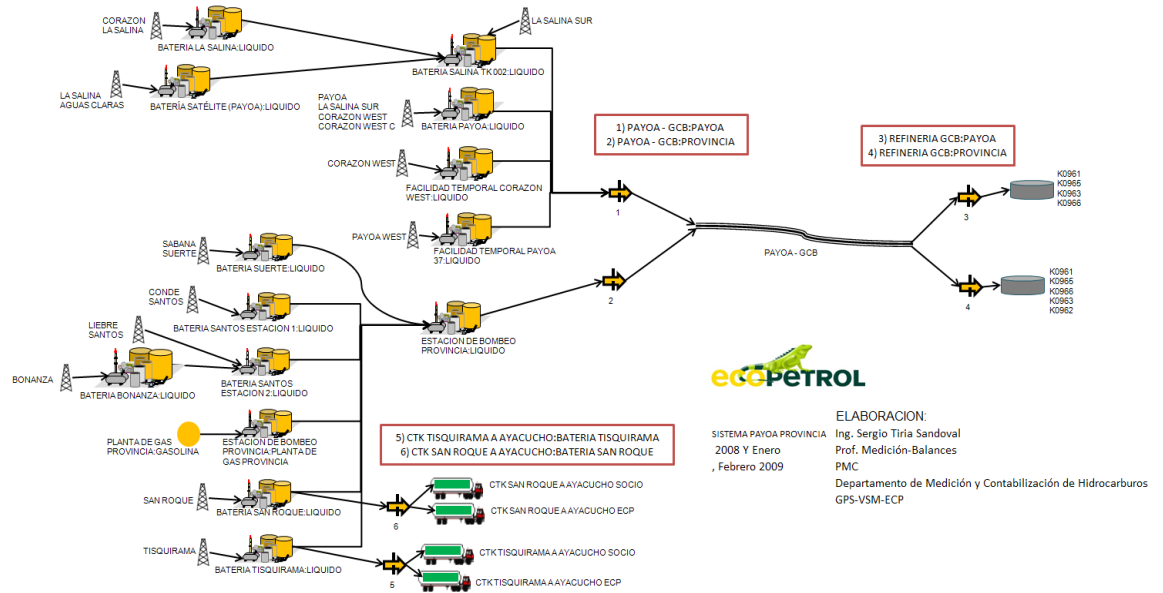
- **Estación Tisquirama:** entrega de crudo Ayacucho.

En la estación de almacenamiento y despacho Tisquirama se realiza el despacho de crudo del campo petrolero Tisquirama pertenecientes a la Coordinación de producción de Provincia hacia la estación de la VIT de nombre Ayacucho por medio de despachos de carrotanques, el método de medición oficial utilizado es medición Estática representado por medición en tanques de almacenamiento y despacho.

- **Estación San Roque:** entrega de crudo Ayacucho.

En la estación de almacenamiento y despacho San Roque se realiza el despacho de crudo del campo petrolero San Roque perteneciente a la Coordinación de producción de Provincia hacia la estación de la VIT de nombre Ayacucho por medio de despachos de carrotanques, el método de medición oficial utilizado es medición Estática representado por medición en tanques de almacenamiento y despacho.

Figura 2. Configuración Coordinación Provincia

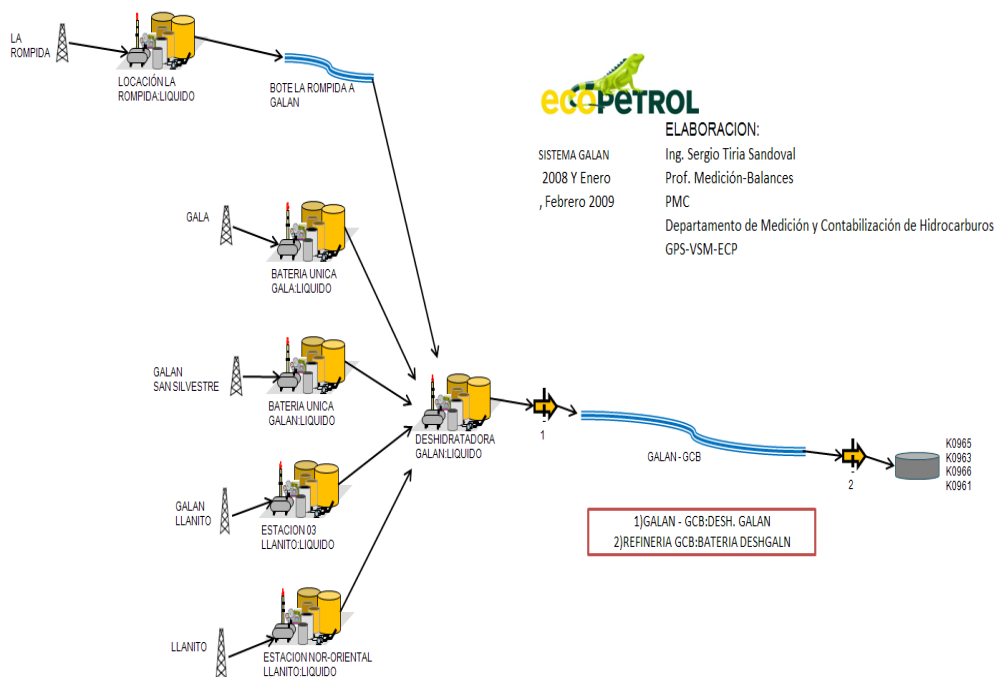


Fuente: Departamento VSM Ecopetrol S.A

- **Planta Deshidratadora Galán:** entrega de crudo a Refinería.

En la planta deshidratadora Galán se realiza el despacho de los crudo pertenecientes a la Coordinación de Producción de Llanito hacia la Refinería de Barrancabermeja vía oleoducto, el método de medición oficial utilizado es medición Estática representado por medición en tanques de almacenamiento y despacho.

Figura 3. Configuración Coordinación Llanito

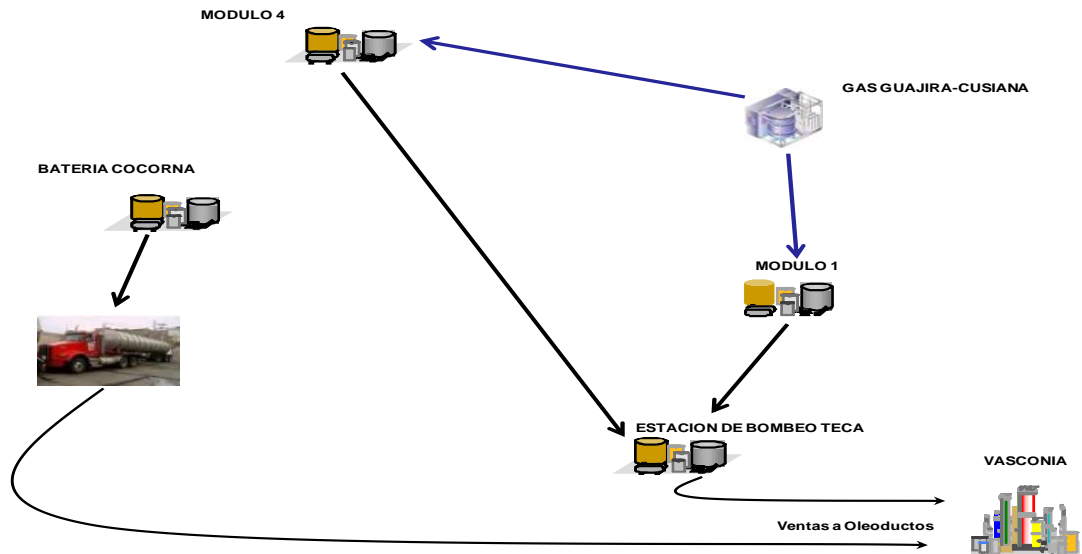


Fuente: Departamento VSM Ecopetrol S.A

- **Estación de Bombeo Teca:** entrega de crudo a Vasconia.

En la estación de almacenamiento y despacho TECA se realiza el despacho de crudo del campo petrolero Teca perteneciente a la Coordinación de producción Teca hacia la estación de la VIT de nombre Vasconia vía oleoducto, el método de medición oficial utilizado es medición Estática representado por medición en tanques de almacenamiento y despacho.

Figura 4. Configuración Coordinación Teca



Fuente: Departamento VSM Ecopetrol S.A

4.2 PROCESO GAS

- **Planta de Gas el Centro:** Punto de envío de gas a Refinería.

En la Planta de Gas el centro se realiza el despacho de gas perteneciente a la Coordinación de Producción de Lisama y la Coordinación de Producción la Cira hacia la Refinería de Barrancabermeja vía gasoducto, el método de medición oficial utilizado es medición Dinamica representado por medición Ultrasónica.

- **Estación compresora Llanito:** Punto de envío de gas a Refinería.

En la Estación Compresora Llanito se realiza el despacho de gas perteneciente a la Coordinación de Producción Llanito hacia la Refinería de Barrancabermeja vía

gasoducto, el método de medición oficial utilizado es medición Dinamica representado por medición de platina de orificio.

- **Planta de gas provincia:** Punto de envío de gas a Refinería.

En la Planta de Gas Provincia se realiza el despacho de gas perteneciente a la Coordinación de Producción Provincia hacia la Refinería de Barrancabermeja vía gasoducto, el método de medición oficial utilizado es medición Dinamica representado por medición de platina de orificio.

Estas diferentes áreas o estaciones serán consideradas de ahora en adelante las áreas de resultados claves de la SOM en el tema de cumplimiento de estándares de medición debido principalmente a que son las áreas desde donde se bombeo o envían sus hidrocarburos a un tercero el cual comprara sus productos y será el nuevo dueño de los mismo previa satisfacción del producto recibido. Por esta razón necesitamos con un mayor grado de certeza y exactitud en estas áreas, estar seguros de los datos de volúmenes y calidad de los hidrocarburos despachados para su cobro posterior al cliente.

Por su parte Los procesos de crudo y gas desde la extracción de los hidrocarburos hasta el almacenamiento están bajo la propiedad y responsabilidad de la SOM y no tienen un dueño diferente por lo cual son denominados procesos internos y no entraran dentro de las áreas claves.

A pesar que la Refinería de Barrancabermeja, las estaciones de la VIT y la SOM son áreas de ECOPETROL S.A, contable y financieramente son consideradas áreas independientes y cualquier negociación entre estas deben ser tratadas como un tercero.

5. INDICADORES DE GESTIÓN Y METAS

Según la literatura los indicadores son instrumentos de monitoreo y observación de un sistema, nos permiten darnos cuenta de cómo está la situación de una empresa en relación con algún aspecto de la realidad que nos interesa conocer en relación con el logro de los objetivos y metas previstas, los indicadores son contruidos a partir de la evaluación y relación de variables de un sistema de interés. La medición de estas variables y su posterior comparación con los valores metas establecidos permite determinar el logro del sistema y su tendencia de evolución.

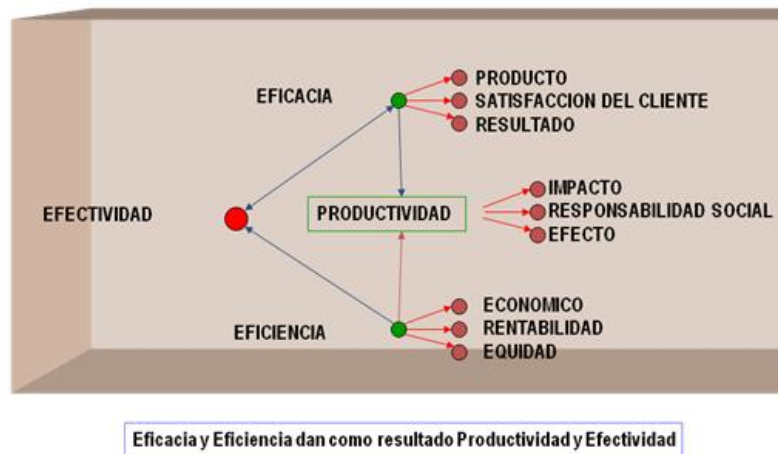
Los Indicadores de gestión deben:

- Ser comprensibles: Claros, sencillos y fáciles de interpretar.
- Ser medibles: Que puedan cuantificarse.
- Ser controlables: Tener capacidad de influir en ellos.
- Ser adecuados: Número de indicadores necesarios.
- Ser oportunos: Disponibles cuando se necesiten

Los indicadores se pueden clasificar en indicadores de eficacia, de eficiencia o de efectividad. El indicador de eficacia mide el logro de los resultados propuestos. Nos indica si se hicieron las cosas que se debían hacer, los aspectos correctos del proceso. Los indicadores de eficacia se enfocan en el Qué se debe hacer, por tal motivo, en el establecimiento de un indicador de eficacia es fundamental conocer y definir operacionalmente los requerimientos del cliente del proceso para comparar lo que entrega el proceso contra lo que él espera. Los indicadores de eficiencia miden el nivel de ejecución del proceso, se concentran en el Cómo se hicieron las cosas y miden el rendimiento de los recursos utilizados por un proceso, Tienen

que ver con la productividad. Los indicadores de efectividad son el resultado del logro de la eficiencia y de la eficacia.

Figura 5. Tipos de Indicadores



Fuente: Indicadores de Gestión Ministerio de Minas y Energía

Los indicadores son necesarios para poder mejorar. Lo que no se mide no se puede controlar, y lo que no se controla no se puede gestionar.

¿Por qué medir?

- Por qué la empresa debe tomar decisiones.
- Por qué se necesita conocer la eficiencia de las empresas (caso contrario, se marcha "a ciegas", tomando decisiones sobre suposiciones o intuiciones).
- Por qué se requiere saber si se está en el camino correcto o no en cada área.

- Por qué se necesita mejorar en cada área de la empresa, principalmente en aquellos puntos donde se está más débil.
- Por qué se requiere saber, en lo posible, en tiempo real, que pasa en la empresa (eficiencia o ineficiencia).

¿Para qué medir?

- Para poder interpretar lo que está ocurriendo.
- Para tomar medidas cuando las variables se salen de los límites establecidos.
- Para definir la necesidad de introducir cambios y/o mejoras y poder evaluar sus consecuencias en el menor tiempo posible.
- Para analizar la tendencia histórica y apreciar la productividad a través del tiempo.
- Para establecer la relación entre productividad y rentabilidad.
- Para direccionar o re-direccionar planes financieros.
- Para relacionar la productividad con el nivel salarial.
- Para medir la situación de riesgo de la empresa.
- Para proporcionar las bases del desarrollo estratégico y de la mejora focalizada.

Al realizar una revisión del plan y objetivos estratégicos de ECOPETROL S.A se identifica que en la Vicepresidencia de Producción ya hay establecidos dos indicadores con los cuales se busca hacer seguimiento al aseguramiento de los sistemas de medición, estos indicadores son llamados como:

1. Indicador Gestión de aseguramiento de los sistemas de medición, cuya meta es obtener un resultado mínimo de 95%.

2. Indicador Tablero Balanceado de Gestión de Medición de Hidrocarburos, cuya meta es obtener un resultado de 100%.

Estos dos indicadores aplican totalmente a la Superintendencia de Operaciones de Mares al igual que el valor de su meta ya establecida, a partir de estos indicadores se empezara a trabajar en la elaboración de los planes requeridos y el cumplimiento de sus metas representaran el punto focal de su plan táctico y serán los factores principales mediante los cuales se podrá medir el rendimiento de cada área.

Los indicadores en Ecopetrol S.A deben estar contenidos en un formato ya establecido por su sistema de gestión corporativo-SGC llamado como hoja de vida del indicador, a continuación se detallara los dos indicadores que le apuntan al aseguramiento del cumplimiento de los estándares de medición en la SOM:

- **HOJA DE VIDA DEL INDICADOR GESTIÓN DE ASEGURAMIENTO A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN:**

Tabla 1. Indicador Gestión Aseguramiento a los Sistemas de Medición

Objetivo Estratégico	Asegurar excelencia operacional y sinergias que garanticen integridad en la cadena de valor.	Negocio	Vicepresidencia de Producción
Nombre del Indicador	Gestión de aseguramiento a los sistemas de medición	Unidad de Medida	[%/Bbls]

Descripción e intención	Permitir establecer metas en la mejora de los índices de los sistemas de medición, en las operaciones de crudo y producto refinados, mediante el mejoramiento en los procesos de medición de la vicepresidencia de producción, estableciendo objetivos de corto y mediano plazo para tender a las prácticas óptimas y su aseguramiento en el tiempo.
--------------------------------	--

Fórmula	1. $\%IGSM: \frac{SUMA\ PRODUCTO\ (suma\ de\ los\ IGSM\ por\ Coordinación\ o\ punto\ de\ custodia,\ suma\ producción)}{suma\ producción}$
----------------	---

Definiciones, Notas y supuestos	<ol style="list-style-type: none"> 1. El cálculo del IGSM (índice de gestión de los sistemas de medición de crudos) es el resultado de la validación del formato de calificación IGSM incluido en el capítulo 23 del Manual de Medición de Hidrocarburo (ECP-VSM-F-001-23). Este se debe calcular como mínimo una vez al año por cada punto de transferencia en custodia. 2. Cada coordinación debe definir los sistemas que serán objeto de medición del indicador.
--	--

Responsable (s) de seguimiento y reporte	1	Superintendente SOM Líder de Medición SOM Coordinadores Producción Líderes Locales de Medición.	Responsable de establecer la meta	Gerente VPR	Responsable de Aprobar resultados	Vicepresidente de VPR

Frecuencia de Medición	Anual con seguimiento mensual
-------------------------------	-------------------------------

Criterio de acompañamiento	Periodo	Acumulado al periodo	Año corrido	Otro
	X	X		

Dimensiones	1	Vicepresidencia de Producción	2	Gerencia Regional	3	Superintendencia
	4		5		6	

Elementos y Fuentes de la información	Base de datos SIV – tabla de transferencia.
--	---

Versiones	1	Creación indicador	2		3	
	4		5		6	
	7		8		9	

Comparaciones o benchmarcks	1	IGSM del año inmediatamente anterior.	2		3	
------------------------------------	---	---------------------------------------	---	--	---	--

Alertas	En términos de CUMPLIMIENTO, método semáforo			
	Rangos	<76%	>=76% -94%	>=95%

Clasificación del Indicador	<i>Eficacia</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Efectividad</i>
		X	

Fecha de corte del indicador	31 de diciembre de cada año, la información promedio de un mes es tomada luego de cierre volumétrico que se realiza en los primeros cinco (5) días del mes siguiente.
-------------------------------------	---

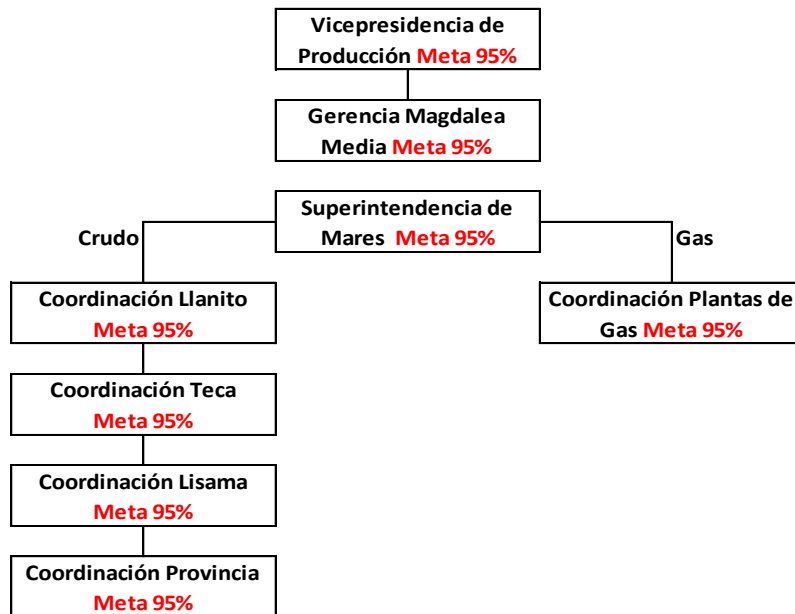
Mecanismos de control de la información del indicador	Comité de Medición SOM
--	------------------------

Oficialización de los cambios y ajustes	Con soporte y sustentación al comité de medición SOM para su visto bueno. Los cambios o ajustes que se requieren de la información después de la fecha corte, son solicitados a través de los líderes locales de medición.
Anexos (Incluir el árbol del indicador)	Árbol del Indicador

Fuente: Ecopetrol VPR

ARBOL DEL INDICADOR:

Figura 6. Árbol Indicador Gestión de Aseguramiento Sistemas de Medición



Fuente: El autor

- **HOJA DE VIDA DEL INDICADOR TABLERO BALANCEADO DE GESTIÓN DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS:**

Tabla 2. Hoja de Vida Indicador TBG

Objetivo Estratégico	Asegurar excelencia operacional y sinergias que garanticen integridad en la cadena de valor.	Negocio	Vicepresidencia de Producción
Nombre del Indicador	Tablero balanceado de Gestión de medición de hidrocarburos	Unidad de Medida	[%]
Descripción e intención	<p>Permitir establecer metas en la mejora de los índices de los sistemas de medición, en las operaciones de crudo y producto refinados, mediante el mejoramiento en los procesos de medición de la vicepresidencia de producción, estableciendo objetivos de corto y mediano plazo para tender a las prácticas óptimas y su aseguramiento en el tiempo.</p> <p>Documentos tomados como referencia: Manual de medición y contabilización de Ecopetrol S.A</p>		
Fórmula	<p>2. <i>%TBG: % de actividades ejecutadas por Coordinación o punto de custodia / % de actividades programadas por Coordinación o punto de custodia</i></p> <p>3. <i>%TBG SOM: Suma promedio de los % de TBG de cada Coordinación o punto de custodia</i></p>		

Definiciones, Notas y supuestos	<p>3. El cálculo del TBG (tablero balanceado de gestión de medición de hidrocarburo) es el resultado de la validación de las actividades que se requieren realizar para asegurar los sistemas de medición. Esto se debe calcular mensualmente y sacar el consolidado anual.</p> <p>4. Cada coordinación debe definir los sistemas que serán objeto de medición del indicador.</p>
--	---

Responsable (s) de seguimiento y reporte	1	Superintendente SOM Líder de Medición SOM Coordinadores Producción Líderes Locales de Medición.	Responsable de establecer la meta	Gerente VPR	Responsable de Aprobar resultados	Vicepresidente de VPR

Frecuencia de Medición	Anual con seguimiento mensual
-------------------------------	-------------------------------

Criterio de acompañamiento	Periodo	Acumulado al periodo	Año corrido	Otro
	X	X		

Dimensiones	1	Vicepresidencia de Producción	2	Gerencia Regional	3	Superintendencia
	4		5		6	

Elementos y Fuentes de la información	TBG SHAREPOINT
--	----------------

Versiones	1	Creación indicador	2		3	
	4		5		6	
	7		8		9	

Comparaciones o benchmarcks	1	TBG del año inmediatamente anterior.	2		3	
------------------------------------	---	--------------------------------------	---	--	---	--

Alertas	% En términos de CUMPLIMIENTO, método semáforo META 2012 100%			
	Rangos	<76%	>=76% -94%	>=95%

Clasificación del Indicador	<i>Eficacia</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Efectividad</i>
			X

Fecha de corte del indicador	31 de diciembre de cada año, la información promedio de un mes es tomada luego de cierre volumétrico que se realiza en los primeros cinco (5) días del mes siguiente.
-------------------------------------	---

Mecanismos de control de la información del indicador	Comité de Medición SOM
--	------------------------

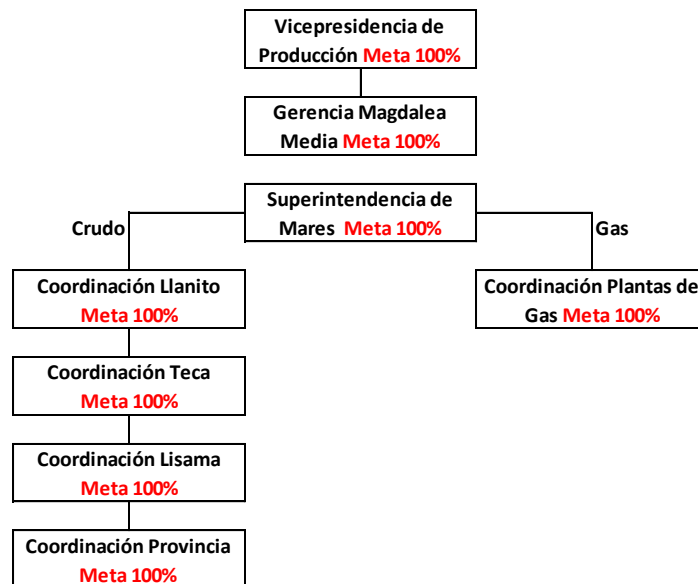
Oficialización de los cambios y ajustes	Con soporte y sustentación al comité de medición SOM para su visto bueno. Los cambios o ajustes que se requieren de la información después de la fecha corte, son solicitados a través de los líderes locales de medición.
--	--

Anexos (Incluir el árbol del indicador)	Árbol del Indicador
--	---------------------

Fuente: Ecopetrol VPR

ARBOL DEL INDICADOR

Figura 7. Árbol Indicador TBG



Fuente: El autor

Con la utilización de estos dos indicadores para colaborar al aseguramiento de los sistemas de medición en la Superintendencia de Operaciones de Mares-SOM se busca que contribuyan a:

- Que se convierta en un sistema de alertas tempranas "Pre-alarmas".
- Que determinen las tendencias y la causa raíz del comportamiento productivo.
- Que establezca la relación entre el valor agregado y el costo laboral para definir el tamaño y el valor óptimo del equipo humano.

- Que facilite la toma de decisiones, que permita construir conocimiento, que oriente a las personas, que alimente las políticas, que permita operar procesos productivo.
- Que Produzcan información para analizar el desempeño de cualquier área de la organización y verificar el cumplimiento de los objetivos en términos de resultados.

EL análisis de los indicadores debe conllevar a generar ALERTAS SOBRE LA ACCIÓN y no perder la dirección bajo el supuesto de que la organización está perfectamente alineada con el plan.

6. GRADO DE CONFORMIDAD DE LOS ESTÁNDARES DE MEDICIÓN IGSM

Con el fin de determinar el grado de conformidad de la aplicación y cumplimiento de los estándares de medición, se aplicara y realizara la evaluación o inspección previamente explicada y denominada IGSM en los diferentes puntos de transferencia en custodia de crudo y gas de la SOM, puntos definidos previamente como las áreas de resultados claves.

Los puntos de transferencia en custodia de crudo evaluados con la inspección de IGSM son:

- Estación Santos.
- Estación Tisquirama.
- Estación San Roque.
- Deshidratadora Galán.
- Deshidratadora Lisama.
- Estación Teca.

Los puntos de transferencia en custodia de gas evaluados con la inspección de IGSM son:

- Panta de Gas el Centro.
- Panta de Gas Provincia.
- Compresora Llanito.

A continuación se presentaran los resultados obtenidos en las inspecciones de IGSM en los diferentes puntos de custodia.

6.1 IGSM ESTACIÓN SANTOS

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la estación Santos en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Estática y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Estática:

Tabla 3. Lista Verificación Medición Estática Estación Santos

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN		RESULTADO, OPORTUNIDAD DE MEJORA/RECOMENDACIÓN	
	ASPECTO	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)		
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1	Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	La metodología que se utilizó para este trabajo, consistió en un muestreo aleatorio y puntual en los sitios visitados, complementado con inspecciones físicas, entrevistas y análisis de información. Nuestros comentarios, por lo tanto, cubren únicamente los temas vistos en los sistemas de medición.
		1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	Se verifico que la tabla de aforo del tanque K 400 de transferencias se encuentra vigente, elaborada por SGS entidad avalada por el MMI para aforo de tanques.
		1.3	Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña o cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	Se evidencia registros de verificación de alturas de referencia del tanque de transferencia de custodia K 400 , encontrándose dentro del rango.
		1.4	Verificar que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	Se evidencio que la escotilla de medición en el tanque vertical se encuentran a una altura del techo del tanque entre 0,90 m - 1,10 m, de tal manera que permite una lectura con baja incertidumbre, cuentan con una guía, pestaña o cuña sobre la cual se ubica la cinta y se toma la lectura. Recomendación: Colocar la guía de ubicación de la cinta de tal manera que se evite el error por
		1.5	Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	Se evidencia las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque K 400 las cuales contienen el calculo de incertidumbre, la tabla de aforo del tanque K 400 contiene este calculo.
		1.6	Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	Se verifico que la tabla de aforo esta calculada a las condiciones operativas de API, Temperatura y Altura de referencia de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.
		1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	Se evidencia que el tanque de almacenamiento para transferencia de custodia cuentan con una tablilla informativa que contiene la información requerida en el MMH Capítulo 2.
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	Se tiene registros de inspección diaria de la cinta de trabajo 0975, cumpliendo el capítulo 3 del MMH y el numeral 3.1A.8.1.1 del API MPMS, se evidencio la verificación mensual de la cinta de fondo con respecto a una cinta patrón de medición, esta canta cuenta con polo a tierra activo y se encuentra en buen estado.
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	Se evidencia que las cremas reveladoras de agua encuentra vigente, en óptimo estado y en su respectivo envase.
		1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	Se evidencia registro de inspección diaria del instrumento de medición de temperatura TP-7-6185, cumple con el API MPMS y MMH capítulo 7 numeral 6.1.1., se tienen registros de verificación mensual y calibración vigente 10-11-2010.

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	Se verifico el procedimiento de medición a fondo con el operario encargado de la medición, evidenciándose que se encuentra acorde a lo recomendado por el MMH y API MPMS capítulo 3
		2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	Se verifico que el muestreo se realiza a tres niveles con muestreador de nivel acorde al procedimiento del capítulo 8 del MMH y API MPMS.
		2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	Se evidencian registros de comparación entre la medición manual y la telemetría con diferencias dentro del rango permitido por el API MPMS Capítulo 3.1B.
		2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando .	Se cumple con la norma API MPMS Capítulo 8 Muestreo, sección 1 Práctica estándar para muestreo manual de petróleo y productos de petróleo, numeral 5.3.6 Almacenamiento de muestras que dice: "Las muestras deberán ser mantenidas en recipientes cerrados para prevenir la pérdida de componentes livianos. Las muestras deberán ser protegidas durante el almacenamiento para prevenir desgaste o degradación por luz, calor u otras condiciones potencialmente perjudiciales".
		2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS , donde aplique y no han sido alterados.	El sitio de almacenamiento de muestras cumple con los requisitos de almacenamiento, la muestra, no cumplen con el MMH y el API MPMS ya que la muestra analizada es la misma muestra testigo. Recomendación: Tomar mayor cantidad de muestra en el tanque y dividirla de tal manera que una porción se utilice en el análisis y la otra se deje como testigo.
		2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	El procedimiento de liquidación manual cumple con el API MPMS Cap. 12.
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	Se evidencio que el laboratorio cumple con los requerimientos mínimos de HSE, cuenta con extractores de vapores, campana extractora, se tienen lavaojos. Recomendación: Colocar extractor con mayor capacidad para la evacuación de vapores.
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	Se cuenta con procedimientos de laboratorio acorde a las normas aplicables , se evidencia que se llevan registros de análisis de calidad en forma secuencial, se tienen asegurados y controlados.
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	Se tiene procedimiento de respaldo apoyado en la telemetría par la medición en tanques y equipos de laboratorio en bodega para respaldo.

3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	Se evidencia participación en interlaboratorios con el ICP en julio de 2010, con resultados satisfactorios.
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	Se cuentan con patrones certificados para la verificación de los equipos e instrumentos utilizados en la medición (cintas, termómetro e hidrómetros).
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	Se evidencian certificados de calibración semestral y mantenimiento mensual de la instrumentación MTS asociada al tanque de almacenamiento TK 400 en formatos MGM-UI- F-003 en fechas de enero 20, febrero 22, marzo 23, abril 28 de 2011.
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	Se tiene un programa de rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS, con calibraciones semestrales y mantenimiento mensual documentada .
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	Se evidencia certificados de calibración de los equipos de laboratorio con su respectiva rutina de mantenimiento acorde al MMH capítulo 1.
4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	Se evidenciaron reportes de movimientos diarios de recibo y despacho de tanques, no se tiene un esquema de balance de planta diario y su comparación con una meta establecida. Recomendación: Diseñar un reporte diario donde se muestre el esquema de balance de plata y su respectiva meta de comparación.
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	Se evidencia el control de inventarios del tanque de transferencia TK 400 documentado en archivos Excel y Avocet.
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	Se evidencia que se toman acciones inmediata sobre los Sistemas de Medición basadas en los resultados de los balances a acorde al procedimiento de conciliación de diferencias de calidad y cantidad.
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	Se cuenta con un documento "ACUERDO DE MEDICIÓN PARA LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDOS ENTRE LA GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE LA VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN (VPR) Y LA GERENCIA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA DE LA VICEPRESIDENCIA DE REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA (VRP)" para conciliación de diferencias
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	Se evidencia documentación de las acciones de cálculo y control estadístico de PI (evaporación) pero no esta implementado. Recomendación: Implementar el programa de cálculo de PI y las acciones para su control, dejar registros de estas en el balance de plata.

5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	Se evidencia compromiso de la alta dirección, la puesta en funcionamiento del patín de medición el cual se encuentra en etapa de pruebas finales.
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPETROL)	Se evidencia aseguramiento y control en la documentación y registros de calidad dentro de un SGC.
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Se evidencia copia de la última inspección realizada a la estación, donde se pueden observar los siguientes cumplimientos: a) Se realiza el aforo del tanque K-400 de la estación Santos de Provincia uno el día 29 de Septiembre del año 2010, b) Se modifica el formato de Inspección visual de cintas CDS-F-008 de ECP, c) Se realiza su instalación de la tablilla informativa a todos los tanques de la Estación Provincia, entre otras.
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	Se evidencian planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos, tomando como base el cierre de no conformidades de la inspección anterior.
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de las mismas. Revisar los históricos de divulgación.	Se disponen de normas actualizadas, se tiene registros de divulgación de las mismas de la compañía inspectora de apoyo.
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	Se observó la Actividad de medición desarrollada por el operador, comprobándose su competencia en la labor realizada.
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Se evidencia plan de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen para el año 2011, liderado por la compañía inspectora con temas referentes a medición, además, el programa de capacitación y cierre de brechas corporativo.

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple (valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Estación santos:

Tabla 4. Resultado IGSM Estación Santos

MEDICIÓN ESTÁTICA					
ÍTEM	LISTA DE VERIFICACIÓN		PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	PESO POR PRUEBA	PESO POR ÍTEM
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1	Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	4%	18%
		1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	1%	
		1.3	Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	1%	
		1.4	Verificar que que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	3%	
		1.5	Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	1%	
		1.6	Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	1%	
		1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	2%	
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	1%	
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	3%	
		1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	1%	

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	4%	22%
		2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	3%	
		2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	2%	
		2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando .	1%	
		2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS , donde aplique y no han sido alterados .	0%	
		2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	5%	
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	2%	
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	3%	
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	2%	
3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	3%	16%
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	2%	
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	3%	
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	3%	
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	5%	

4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	0%	12%
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	4%	
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	4%	
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	4%	
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	0%	
5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los índices de gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	1%	10%
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPEPETROL)	4%	
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	1%	
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	2%	
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de las mismas. Revisar los históricos de divulgación.	2%	
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	4%	8%
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	4%	
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO					86%

Fuente: Ecopetrol SOM

La Estación Santos saca un cumplimiento del **86%** de IGSM

En la inspección se detectaron 3 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas no conformidades se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 2.5, 4.1 y 4.5, esto ocasiono una disminución de 14 puntos en el IGSM.

6.2 IGSM ESTACIÓN TISQUIRAMA

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la Estación Tisquirama en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Estática y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Estática:

Tabla 5. Lista Verificación Medición Estática Estación Tisquirama

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN		OPORTUNIDAD DE MEJORA/RECOMENDACIÓN	
	ASPECTO	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)		
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD		La metodología que se utilizó para este trabajo, consistió en un muestreo aleatorio y puntual en los sitios visitados, complementado con inspecciones físicas, entrevistas y análisis de información. Nuestros comentarios, por lo tanto, cubren únicamente los temas vistos en los sistemas de medición.	
		1.1	Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	Estación Tisquirama cuenta con tres tanques de almacenamiento y fiscalización. La calibración de los tanques se encuentra vigente, realizadas por Proasem (K-92 en 30 abril de 2009), y K-91 y K-93 realizadas por Imac en junio y julio de 2006. Las tablas aparecen firmadas por el ministerio de Minas y están autorizadas por el Minminas en actividades de aforo de tanques.
		1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	Se tienen un formato para registrar las verificaciones de las alturas de referencia de los tanques, en formato CDS-F-007 del sistema de gestión de calidad de ECP. Se evidencia un carpeta en medio físico de verificaciones de los alturas con históricos del 2010 realizadas mensualmente, y para los meses de enero y febrero de 2011 observándose diferencias de 2 milímetros.
		1.3	Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilindrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	Se observo que los tanques K-91 y K-92 tienen escotillas levantadas a 80-90 cm del techo del tanque para realizar una medida correctamente como se recomienda en MMH Capitulo 3. El tanque K-93 tiene escotillas a 30 cm de altura sobre el techo, e igualmente no tienen claramente demarcados el punto de medición y no evidencian una pestaña sino se toma el borde interno de la boquilla. RECOMEDACION - Se recomienda levantar las escotillas del tanque K-93 a una suficiente altura que permita una lectura de medición con baja incertidumbre.
		1.4	Verificar que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	Se evidencian que las tablas de aforo de los tanques K-91 y K-93 no incluyen los parámetros de incertidumbre, factor de cobertura y nivel de confiabilidad, de acuerdo a la GTC-51 # 7. El tanque K-92 si la incluye. RECOMENDACION - Se recomienda que para los aforos futuros en la Estación se solicite a la firma aforadora la inclusión de el parámetro de incertidumbre. - Se recomienda solicitar a la firma Imac la inclusión del parámetro de incertidumbre en las tablas de aforo de los tanques K-91 y K-93
		1.5	Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	Se evidencia que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales de temperaturas, gravedad Api del producto almacenado. Se tiene un crudo de tisquirama 9 con api de 11 el cual es enviado para tratamiento en Provincia.
		1.6	Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	Se encuentra que los tanques de almacenamiento de Tisquirama tienen su tablilla informativa como se recomienda en el MMH Capítulo 2, con la información solicitada en el MMH capítulo 2
		1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	Se encontró registros de verificación para la cinta en uso tag 0979, en formato OGC-F-06-01 del sistema de gestión de SGS quienes hacen la verificación, por comparación con un patrón tag T-7097, no estando firmadas ninguno de los registros. Este patrón con certificado HI-05-TC-SO-4092GT4 de Honeywell de fecha 09/18/09. Se evidencian registros de inspección visual de la cinta realizadas a diario en formato CDS-F-008 del sistema de gestión de calidad de Ecopetrol.
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	Se hace medición de agua libre en los tanques de fiscalización encontrándose que las temas están en su respectivo envase y en buen estado.
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	Se evidencia termómetro electrónico en buen estado, serial 7-7859, con certificado de calibración MET-2010T-1698 del ICP de fecha 2010-11-08. Se evidencian registros de verificación mensual del termómetro digital actualmente en uso en formato LAB-F-038 del sgc de ECP, las cuales no aparecen firmadas por el funcionario encargado de la verificación. Se evidencian registros de verificación diaria del TP-7 por comparación con un termómetro ASTM 50F realizadas diariamente a temperatura ambiente, con registros hasta el 21 de febrero de 2011. La documentación se mantiene en una carpeta MEDICION DE HIDROCARBUROS EQUIPOS E INSTRUMENTOS. BATERIA TISQUIRAMA/SAN EGUE
1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	Se encontró un muestreador tipo flotador para tomas de muestras puntuales en los tanques de almacenamiento para formar una muestra compuesta. Se cumple con la normatividad de muestreadores para la toma de muestras en los tanques de almacenamiento.		

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	Se verifico con el operador Edinson Mora el cumplimiento de los procedimientos de medición a fondo, medición de temperaturas y muestreo en los tanques de almacenamiento durante la medición de inicio para despacho de carrotaques hacia Estación Ayacucho, estando de acuerdo a las normas API MPMS y el MMH
		2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	Se evidencia que el procedimiento de muestreo puntual para hacer una muestra compuesta cumple el procedimiento de ECP de acuerdo al MMH y las normas API MPMS Capítulo 8, garantizando la toma de una muestra representativa.
		2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	NA. No hay telemetría en los tanques de almacenamiento.
		2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando.	Se almacenan muestras en un recinto dentro del laboratorio almacenadas en recipientes cilíndricos y rectangulares, los cuales cuentan con tapa y contratapa, y son retenidas por periodo de 4 días. No están expuesta al calor ni radiación directa dl sol.
		2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS, donde aplique y no han sido alterados.	Las muestras están rotuladas identificando fecha, crudo, tipo de muestra, sitio de la muestra, operario que la toma, y la hora, análisis practicados y observaciones. No se evidencia que las muestra no han sido alteradas, pues Las muestras no tienen un mecanismo de cierre seguro que asegure su integridad. RECOMENDACION - Se recomienda disponer de un mecanismo de cierre seguro para las muestras mantenidas en retención que garantice su integridad.
		2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	Se verifico la liquidación del K-92 del día 21 de la entrega a cargue en carrotaques. Se observa que la liquidación se realiza de acuerdo al procedimiento de liquidación descrito en el MMH capítulo 12. Se observa un registro o tickete de la transferencia realizada a en los cargues de carrotaques en la eventualidad de reclamaciones, FORMATO DE LIQUIDACION DE CRUDOS, código FIS-F-060.
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	La Estación Tisquirama cuenta con pequeño laboratorio, para la calidad de sus crudos. El Laboratorio tiene sistema de extracción de vapores, no cuenta con campana de extracción, ducha lava ojos, no hay sistema de aire acondicionado. Hay facilidades para desplazamiento y ergonómicos para la realización de los respectivos análisis. RECOMENDACION - Se recomienda dotar al laboratorio con las condiciones mínimas de HSE
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	Se evidencia una carpeta MEDICION DE HIDROCARBUROS MANUALES E INSTRUCTIVOS DE MEDICION. BATERIA TISQUIRAMA/SAN ROQUEP, con procedimientos en medio físico. Se evidencia el procedimiento GTB-00-I-265 para determinación de contenido de agua por el método de centrifugación; el procedimiento GTB-00-I-261 para la determinación de gravedad API los cuales están de acuerdo a las normas aplicables para análisis de calidad de hidrocarburos. Se encontró que el análisis de contenido de agua en operación de transferencia de custodia, realizado por centrifuga, lo recomendado es disponer de equipos de Karl Fischer. Se evidencian una carpeta MEDICION DE HIDROCARBUROS REGISTROS DE LABORATORIOS DE CRUDOS. BATERIA TISQUIRAMA/SAN ROQUE, en la que aparecen los registros la análisis de gravedad API, no identificado, y un formato GRM-GRM-F-015 para reportes de resultados en transferencia de custodia, pero que no están diligenciados. Se indico que los reportes se dejan en medio magnético en el reporte diario de producción y queda una impresión física donde se observan los resultados de las calidades de las muestras tomadas en los tanques que hacen el despacho como gravedad API, bsw por centrifuga y contenido de sal. RECOMENDACION - Se recomienda diligenciar los registros primarios de los resultados de análisis en laboratorio en los formatos correspondientes. - Se recomienda considerar la disponibilidad de un equipo Karl Fischer para análisis de contenido de agua en transferencia de custodia.
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	El respaldo de la medición estática en los tanques de almacenamiento es la realizada en los compartimientos de los carrotaques cargados y despachados hacia Estación Ayacucho.

3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	Laboratorio evidencia la participación en pruebas interlaboratorias realizadas en septiembre de 2010 con participación de 5 laboratorios internos de Ecopetrol, recomendando disponer en laboratorio tisquirama con patrones para hidrómetros y termómetros, capacitación del personal involucrado.
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	Termómetro de vidrio serial 1916 con certificado TE-1991-10 de fecha 2010/08/24 expedido por Metrocal. Cinta patrón T-7097 con certificado HI-05-TC-SO-4092GT4 de Honeywell de fecha 09/18/09 Hidrómetro patrón serie 3126, verificado por ICP en fecha 5 noviembre de 2010 certificado 0575-ECP
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	NA los tanques de almacenamiento no cuentan con ninguna instrumentación.
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	Se evidencia un cronograma de verificación, calibración y mantenimiento de equipos involucrados en la medición mantenido en físico en formato CDS-F-002, para cintas, termómetros, hidrómetros. Se evidencian registros de intervenciones a los respectivos equipos.
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	Se evidencia que los equipos de laboratorio, involucrados en los análisis de calidad de crudo Tisquirama, están calibrados y cuentan con rutinas de mantenimiento y calibración de los mismos para el año 2011, la cual se esta cumpliendo. Hidrómetro 19-31, serie 324028, calibrado en 2010/07/07 por la SIC según certificado numero 19956. Salino metro serie 01300912 calibrado en fecha noviembre 15 de 2010.
4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	Se realizan balances a cero todos los días, para obtener la producción del día. La meta para los balances de Planta son de 0,30% . Estos balances quedan incluidos diariamente en el reporte diario en la hoja de Excel "Nuevo Reporte" del archivo de reporte nombrado con el día operativo. Para los balances de conciliación con Estación Ayacucho deben estar dentro del 0,20%. Estos balances se mantienen en formato físico en la carpeta MEDICION DE HIDROCARBUROS. SEGUIMIENTO Y GESTION A LOS SISTEMAS DE MEDICION. MBATERIA TISQUIRAMA/SAN ROQUE. Se observan diferencias por encima de 0,34% durante el mes de enero.; diciembre con una diferencia de 0,46%; noviembre con 0,44%.
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	El sistema de control de inventarios existe con la medición estática en los tanques de almacenamiento con el objeto de poder conocer la producción del día, siendo medidos a las 24 horas.
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	Se han evidenciado diferencia en los despachos pero la medición oficial contractual de venta es la medición de Ayacucho en calidad y cantidad, a lo cual se acoge Tisquirama. Se evidencio como una acción de mejora no llenar carrotaques para permitir expansión del liquido en los compartimientos Se ajusto el formato de liquidación de carrotaques, incluyendo corrección por CTL lo cual fue corregido y Ayacucho tomaba la temperatura de la muestra para corrección de CTL. Se hizo corrección para julio.
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	Se tiene un procedimiento de conciliación con Estación Ayacucho, "INSTRUCTIVO PARA EL MANEJO DE RECLAMOS Y CONCILIACION EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDOS", el cual es el documento base para dirimir las diferencias en conciliaciones en cuanto a calidad y cantidad entre las partes.
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de pérdidas identificadas . RECOMENDACION - Se recomienda considerar siempre el calculo de las pérdidas identificadas en la realización de los balances volumétricos. - Se recomienda considerar en los balances volumétricos las diferencias (pérdidas por transporte) entre lo entregado por el Campo y lo recibido en Estación Ayacucho.

5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	Se muestra el compromiso de la dirección
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPEPETROL)	Los formatos e instructivos de medición se tienen documentados y hacen parte del sistema de gestión de calidad de ECP. En el Laboratorio se evidenció que no diligencian los registros de calidad mantenidos como registros primarios sino que son mantenidos como registros secundarios en el reporte de producción. RECOMENDACION - Se recomienda diligenciar los registros de calidad durante el análisis de los crudos transferidos
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Se evidencia copia de auditoria realizada en 2009/06/25 con IGSM de 62,5%. Se indicaba que las cintas y termómetros no estaban verificadas y con certificados (resuelto); la muestra no era homogénea (resuelto, se tiene homogeneizador para el crudo con 2 minutos y 400 rpm); muestras sin contratapa (resuelto); muestras no garantizaban que no fueran alteradas (no resuelto); la liquidación de cantidades no se hacia de acuerdo a la norma (resuelto); no había acciones inmediatas en función de los balances (no resuelto); no había acuerdo de conciliación (resuelto); laboratorio no estaba dotado (no resuelto); equipos de laboratorio no calibrados (resuelto); no hacen pruebas interlaboratorios (resuelto)
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	Se tienen los planes de acción para una vigencia anual, se tienen el de vigencia y 2011. Sobre seguimiento se evidencian informes de la compañía inspectora al líder de medición de las no conformidades que se han ido cerrando. de 15 no conformidades en diciembre estaban cerradas 10 y dos estaban en 80 y 90%. Se evidenciaron acciones de seguimiento.
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de la mismas. Revisar los históricos de divulgación.	Se evidencian procedimientos operativos y laboratorios y el MMH en medio físico en una carpeta MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS. MANUALES E INSTRUCTIVOS DE MEDICION. BATERIA TISQUIRAMA/SAN ROQUE. Se evidencia un cronograma de charlas de capacitación cortas para todo el año 2011 a realizarse por cuenta de inspectores de SGS. Se evidencian un ultimo histórico de divulgación de capítulo 3.1 del MMH en fecha 01/05/2011 para 2 funcionarios; divulgación de capítulos 7 y 8 del MMH en fecha 15/01/2011, mantenidos en formato ECP-DTT-F-021.
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	Se verifica con el operador su conocimiento y aplicación de actividades en medición durante medición de tanque de almacenamiento K-92 y liquidación de cantidades del mismo durante la entrega a carro tanques el día de la inspección.
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Se evidencia registro de capacitación sobre auditorias en medición realizada en 16/05/2010 en Barrancabermeja en El Centro, para 17 personas (1 funcionario de tisquirama) con duración de 24 horas. Una pasantía con el ICP para 11 funcionarios (3 de tisquirama), realizada en fechas de mayo de 2010 en Piedecuesta. Capacitación en Medición de Hidrocarburos (Diplomado) para 2 funcionarios de tisquirama durante 9, a 11 de diciembre de 2010, realizado en UIS Barrancabermeja.

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple

(valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Estación Tisquirama:

Tabla 6. Resultado IGSM Estación Tisquirama

MEDICIÓN ESTÁTICA					
ÍTEM	LISTA DE VERIFICACIÓN		PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	PESO POR PRUEBA	PESO POR ÍTEM
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	✓	1.1 Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	4%	18%
		✓	1.2 Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	1%	
		✓	1.3 Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	1%	
		✓	1.4 Verificar que que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	3%	
		✓	1.5 Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	1%	
		✓	1.6 Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	1%	
		✓	1.7 Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	2%	
		✓	1.8 Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	1%	
		✓	1.9 Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	3%	
		✓	1.10 Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	1%	

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	4%	17%
		2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	3%	
		2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	2%	
		2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retencion se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando .	1%	
		2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS , donde aplique y no han sido alterados.	0%	
		2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	5%	
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	0%	
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	0%	
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	2%	
3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	3%	16%
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	2%	
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	3%	
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	3%	
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	5%	

4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	9%	21%
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	4%	
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	4%	
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	4%	
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	0%	
5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los índices de gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	1%	6%
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPETROL)	0%	
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	1%	
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	2%	
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de la mismas. Revisar los históricos de divulgación.	2%	
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	4%	8%
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	4%	
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO				86%	

Fuente: Ecopetrol SOM

La Estación Tisquirama saca un cumplimiento del **86%** de IGSM.

En la inspección se detectaron 5 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas no conformidades se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 2.5, 2.7, 2.8, 4.5 y 5.2, esto ocasiono una disminución de 14 puntos en el IGSM.

6.3 IGSM ESTACIÓN SAN ROQUE

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la Estación San Roque en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Estática y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Estática:

Tabla 7. Lista Verificación Medición Estática Estación San Roque

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN		OPORTUNIDAD DE MEJORA/RECOMENDACIÓN	
	ASPECTO	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)		
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1	Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	La metodología que se utilizó para este trabajo, consistió en un muestreo aleatorio y puntual en los sitios visitados, complementado con inspecciones físicas, entrevistas y análisis de información. Nuestros comentarios, por lo tanto, cubren únicamente los temas vistos en los sistemas de medición.
		1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	La batería San Roque cuenta con un tanque de almacenamiento y fiscalización. La calibración del tanque se encuentra vigente, realizadas en 09/07/2008 por la compañía SGS. Las tablas aparecen firmadas por el ministerio de Minas y están autorizadas por el Minminas en actividades de aforo de tanques.
		1.3	Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	Se tienen un formato para registrar las verificaciones de las alturas de referencia de los tanques, en formato CDS-F-007 del sistema de gestión de calidad de ECP. Se evidencia un carpeta en medio físico de verificaciones de los alturas con históricos del 2010 realizadas mensualmente, y para los meses de enero y febrero de 2011 observándose diferencias de 2 milímetros como máximo.
		1.4	Verificar que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	Se observo que el K-86 tiene escotilla levantadas a 80-90 cm del techo del tanque para realizar una medida correctamente como se recomienda en MMH Capítulo 3, y se observa claramente demarcados el punto de medición con una pestaña en la cual se posiciona la cinta durante la medición.
		1.5	Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	Se evidencian que la tabla de aforo del tanque K-86 incluyen los parámetros de incertidumbre, factor de cobertura y nivel de confiabilidad, de acuerdo a la GTC-51 # 7.
		1.6	Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	Se evidencia que la tabla de aforo utilizada está calculada o recalculada a las condiciones operacionales de temperaturas, gravedad Api del producto almacenado.
		1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	Se encuentra que el tanque K-86 de almacenamiento de San Roque tiene su tablilla informativa como se recomienda en el MMH Capítulo 2, con la información solicitada en el MMH capítulo 2
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	Se encontró registros de verificación para la cinta en uso tag 0979, en formato OGC-F-06-01 del sistema de gestión de SGS quienes hacen la verificación, por comparación con un patrón tag T-7097, no estando firmadas ninguno de los registros. Este patrón con certificado HI-05-TC-SO-4092GT4 de Honeywell de fecha 09/18/09.
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	Se evidencian registros de inspección visual de la cinta realizadas a diario en formato CDS-F-008 del sistema de gestión de calidad de Ecpontrol.
		1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	Se hace medición de agua libre en los tanques de fiscalización encontrándose que las temas están en su respectivo envase y en buen estado.
			Se evidencia termómetro electrónico en buen estado, serial 7-7860, con certificado de calibración MET-2010T-1699 del ICP de fecha 2010-11-08. Se evidencian registros de verificación mensual del termómetro digital actualmente en uso en formato LAB-F-038 del SGC de ECP, las cuales no aparecen firmadas por el funcionario encargado de la verificación.	
			Se evidencian registros de verificación diaria del TP-7 por comparación con un termómetro ASTM 50F realizadas diariamente a temperatura ambiente. con registros hasta el 21 de febrero de 2011. La documentación se mantiene en una carpeta MEDICION DE HIDROCARBUROS EQUIPOS E INSTRUMENTOS. BATERIA	
			Se encontró un muestreador tipo flotador para tomas de muestras puntuales en los tanques de almacenamiento para formar una muestra compuesta. Se cumple con la normatividad de muestreadores para la toma de muestras en los tanques de almacenamiento.	

2 PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	Se verifico con el operador Edinson Mora el cumplimiento de los procedimientos de medición a fondo, medición de temperaturas y muestreo en los tanques de almacenamiento durante la medición de inicio para despacho de carrotanques hacia Estación Ayacucho, estando de acuerdo a las normas API MPMS y el MMH
	2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	Se evidencia que el procedimiento de muestreo puntual para hacer una muestra compuesta cumple el procedimiento de ECP de acuerdo al MMH y las normas API MPMS Capítulo 8, garantizando la toma de una muestra representativa.
	2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	NA. No hay telemetría en los tanques de almacenamiento.
	2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando.	Se almacenan muestras en un recinto dentro del laboratorio en Estación Tisquirama almacenadas en recipientes cilíndricos y rectangulares, los cuales cuentan con tapa y contratapa, y son retenidas por periodo de 4 días. No están expuesta al calor ni radiación directa del sol.
	2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS, donde aplique y no han sido alterados.	Las muestras están rotuladas identificando fecha, crudo, tipo de muestra, sitio de la muestra, operario que la toma, y la hora, análisis practicados y observaciones. No se evidencia que las muestra no han sido alteradas, pues Las muestras no tienen un mecanismo de cierre seguro que asegure su integridad. RECOMENDACION - Se recomienda disponer de un mecanismo de cierre seguro para las muestras mantenidas en retención que garantice su integridad.
	2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	Se verifico la liquidación del K-86 del día 22 de la entrega a cargue en carrotanques. Se observa que la liquidación se realiza de acuerdo al procedimiento de liquidación descrito en el MMH capítulo 12. Se observa un registro o tickete de la transferencia realizada a en los cargues de carrotanques en la eventualidad de reclamaciones, FORMATO DE LIQUIDACION DE CRUDOS, código FIS-F-060.
	2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	La Bateria San Roque no cuenta con laboratorio sino que sus muestras son analizadas en el laboratorio de Estación Tisquirama, el cual tiene sistema de extracción de vapores, no cuenta con campana de extracción, ducha lava ojos, no hay sistema de aire acondicionado ni equipo de monitoreo de humedad relativa y temperatura en el recinto. Hay facilidades para desplazamiento y ergonómicos para la realización de los respectivos análisis. RECOMENDACION - Se recomienda dotar al laboratorio de Tisquirama con las condiciones mínimas de HSE
	2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	Se evidencia una carpeta MEDICION DE HIDROCARBUROS MANUALES E INSTRUCTIVOS DE MEDICION. BATERIA TISQUIRAMA/SAN ROQUEP, con procedimientos en medio físico. Se evidencia el procedimiento GTB-00-I-265 para determinación de contenido de agua por el método de centrifugación; el procedimiento GTB-00-I-261 para la determinación de gravedad API los cuales están de acuerdo a las normas aplicables para análisis de calidad de hidrocarburos. Se encontró que el análisis de contenido de agua en operación de transferencia de custodia, es realizado por centrifuga, contrario a las recomendaciones de disponer de equipos de Karl Fischer. Se evidencian una carpeta MEDICION DE HIDROCARBUROS REGISTROS DE LABORATORIOS DE CRUDOS. BATERIA TISQUIRAMA/SAN ROQUE, en la que aparecen los registros la análisis de gravedad API, no identificado, y un formato GRM-GRM-F-015 para reportes de resultados de analisis en transferencia de custodia, pero que no están diligenciados. Se indico que los reportes se dejan en medio magnético en el reporte diario de producción y queda una impresión física donde se observan los resultados de las calidades de las muestras tomadas en los tanques que hacen el despacho como gravedad API, bsw por centrifuga y contenido de sal. RECOMENDACION - Se recomienda diligenciar los registros primarios de los resultados de análisis en laboratorio en los formatos correspondientes.
	2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	El respaldo de la medición estática en los tanques de almacenamiento es la realizada con la medición del crudo en los compartimientos de los carrotanques cargados y despachados hacia Estación Ayacucho.

3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	Laboratorio evidencia la participación en pruebas interlaboratorias realizadas en septiembre de 2010 con participación de 5 laboratorios internos de Ecopetrol, recomendando disponer en laboratorio tisquirama con patrones para hidrómetros y termómetros, capacitación del personal involucrado.
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	Termómetro de vidrio serial 1916 con certificado TE-1991-10 de fecha 2010/08/24 expedido por Metrocal. Cinta patrón T-7097 con certificado HI-05-TC-SO-4092GT4 de Honeywell de fecha 09/18/09 Hidrómetro patrón serie 3126, verificado por ICP en fecha 5 noviembre de 2010 certificado 0575-ECP
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	NA los tanques de almacenamiento no cuentan con ninguna instrumentación.
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	Se evidencia un cronograma de verificación, calibración y mantenimiento de equipos involucrados en la medición, mantenido en físico en formato CDS-F-002, para cintas, termómetros, hidrometros. Se evidencian registros de intervenciones a los respectivos equipos.
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	Se evidencia que los equipos de laboratorio, involucrados en los análisis de calidad de crudo San Roque, están calibrados y cuentan con rutinas de mantenimiento y calibración de los mismos para el año 2011, la cual se esta cumpliendo. Hidrómetro 19-31, serie 324028, calibrado en 2010/07/07 por la SIC según certificado numero 19956. Salino metro serie 01300912 calibrado en fecha noviembre 15 de 2010.
4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	Se realizan balances a cero todos los días, para obtener la producción del día. La meta para los balances de Planta son de 0,30%. Estos balances quedan incluidos diariamente en el reporte diario en la hoja de Excel "Nuevo Reporte" del archivo de reporte nombrado con el día operativo. Para los balances de conciliación con Estación Ayacucho deben estar dentro del 0,20%. Estos balances se mantienen en formato físico en la carpeta MEDICION DE HIDROCARBUROS. SEGUIMIENTO Y GESTION A LOS SISTEMAS DE MEDICION. MBATERIA TISQUIRAMA/SAN ROQUE. Se observan diferencias por encima de 0,30% durante el mes de enero.; diciembre con una diferencia de 0,35%; noviembre con 0,40%.
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	El sistema de control de inventarios existe con la medición estática en los tanques de almacenamiento con el objeto de poder conocer la producción del día, siendo medidos a las 24 horas.
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	Se han evidenciado diferencia en los despachos pero la medición oficial contractual de venta es la medición de Ayacucho en calidad y cantidad, a lo cual se acoge San Roque. Se evidencio como una acción de mejora no llenar carrotanques para permitir expansión del liquido en los compartimientos Se ajusto el formato de liquidación de carrotanques, incluyendo corrección por CTL lo cual fue corregido y Ayacucho tomaba la temperatura de la muestra para corrección de CTL. Se hizo corrección para julio.
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	Se tiene un procedimiento de conciliación con Estación Ayacucho, "INSTRUCTIVO PARA EL MANEJO DE RECLAMOS Y CONCILIACION EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDOS", el cual es el documento base para dirimir las diferencias en conciliaciones en cuanto a calidad y cantidad entre las partes.
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de perdidas en dichos balances. Pero se observa en los balances de línea de los meses de diciembre y noviembre una diferencia de 101 y 103 barriles con Estación Ayacucho lo que no se esta considerando como perdidas pues en los balances de cuadros 4 no se toma en cuenta. En los balances de Planta igualmente no se estiman las perdidas, pues estos balances son para el calculo de producción. Se evidencio un documento de estudio para perdidas por evaporación de crudo almacenado en Tisquirama, en enero de 2011 con un estimado calculado de 133,7 bls anuales, o 11,1 barriles mensuales. El estudio demuestra que pintando los tanques de blanco existe un ahorro de 20%. RECOMENDACION - Se recomienda considerar siempre el calculo de las perdidas identificadas en la realización de los balances volumétricos. - Se recomienda considerar en los balances volumétricos las diferencias (pérdidas por transporte) entre lo entregado por el Campo y lo recibido en Estación Ayacucho.

5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	Hay un líder de medición para Estación Tisquirama, nombrado por la dirección. Se lleva un TBG incluir los equipos de medición en el sistema de administración y mantenimiento (no resuelto, pues no hay acceso a Ellipse), cierre de hallazgos de auditorías anteriores (no resuelto), aforos (cumplido, se aforo el K-92), asegurar el plan de mejoras con base en pruebas interlaboratorios (resuelto).
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPETROL)	Los formatos e instructivos de medición se tienen documentados y hacen parte del sistema de gestión de calidad de ECP. En el Laboratorio se evidencio que no diligencian los registros de calidad mantenidos como registros primarios sino que son mantenidos como registros secundarios en el reporte de producción. RECOMENDACION - Se recomienda diligenciar los registros de calidad durante el análisis de los crudos transferidos
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Se evidencia copia de auditoria realizada en 2009/06/25 con IGSM de 62,5%. Se indicaba que las cintas y termómetros no estaban verificadas y con certificados (resuelto); la muestra no era homogénea (resuelto, se tiene homogeneizador para el crudo con 2 minutos y 400 rpm); muestras sin contratapa (resuelto); muestras no garantizaban que no fueran alteradas (no resuelto); la liquidación de cantidades no se hacia de acuerdo a la norma (resuelto); no había acciones inmediatas en función de los balances (no resuelto); no había acuerdo de conciliación (resuelto); laboratorio no estaba dotado (no resuelto); equipos de laboratorio no calibrados (resuelto); no hacen pruebas interlaboratorios (resuelto)
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	Se tienen los planes de acción para una vigencia anual, Sobre seguimiento se evidencian informes de la compañía inspectora al líder de medición de las no conformidades que se han ido cerrando, de 15 no conformidades en diciembre estaban cerradas 10 y dos estaban en 80 y 90%. Se evidenciaron acciones de seguimiento.
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de la mismas. Revisar los históricos de divulgación.	Se evidencian procedimientos operativos y laboratorios y el MMH en medio físico en una carpeta MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS. MANUALES E INSTRUCTIVOS DE MEDICION. BATERIA TISQUIRAMA/SAN ROQUE. Se evidencia un cronograma de charlas de capacitación cortas para todo el año 2011 a realizarse por cuenta de inspectores de SGS. Se evidencian un ultimo histórico de divulgación de capítulo 3.1 del MMH en fecha 01/05/2011 para 2 funcionarios; divulgación de capítulos 7 y 8 del MMH en fecha 15/01/2011, mantenidos en formato ECP-DTT-F-021.
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	Se verifica con el operador su conocimiento y aplicación de actividades en medición durante medición de tanque de almacenamiento K-92 y liquidación de cantidades del mismo durante la entrega a carrotanques el día de la inspección.
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Se evidencia registro de capacitación sobre auditorías en medición realizada en 16/05/2010 en Barrancabermeja en El Centro, para 17 personas (1 funcionario de tisquirama) con duración de 24 horas. Una pasantía con el ICP para 11 funcionarios (3 de tisquirama), realizada en fechas de mayo de 2010 en Piedecuesta. Capacitación en Medición de Hidrocarburos (Diplomado) para 2 funcionarios de tisquirama durante 9, a 11 de diciembre de 2010, realizado en UIS Barrancabermeja.

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple

(valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Estación San Roque:

Tabla 8. Resultado IGSM Estación San Roque

MEDICIÓN ESTÁTICA					
ÍTEM	LISTA DE VERIFICACIÓN		PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	PESO POR PRUEBA	PESO POR ÍTEM
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1	Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	4%	18%
		1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	1%	
		1.3	Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	1%	
		1.4	Verificar que que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	3%	
		1.5	Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	1%	
		1.6	Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	1%	
		1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	2%	
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	1%	
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	3%	
		1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	1%	

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	4%	17%
		2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	3%	
		2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetria no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	2%	
		2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando .	1%	
		2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS , donde aplique y no han sido alterados.	0%	
		2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	5%	
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	0%	
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	0%	
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	2%	
3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	3%	16%
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	2%	
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	3%	
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	3%	
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	5%	

4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	9%	21%
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	4%	
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	4%	
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	4%	
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	0%	
5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los índices de gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	1%	6%
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPEPETROL)	0%	
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	1%	
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	2%	
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de la mismas. Revisar los históricos de divulgación.	2%	
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	4%	8%
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	4%	
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO					86%

Fuente: Ecopetrol SOM

La Estación San Roque saca un cumplimiento del **86%** de IGSM.

En la inspección se detectaron 5 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas no conformidades se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 2.5, 2.7, 2.8, 4.5 y 5.2, esto ocasiono una disminución de 14 puntos en el IGSM.

6.4 IGSM DESHIDRATADORA LISAMA

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la Deshidratadora Lisama en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Dinamica y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Dinamica:

Tabla 9. Lista Verificación Medición Dinamica Deshidratadora Lisama

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN		OPORTUNIDAD DE MEJORA/RECOMENDACIÓN
	ASPECTO	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	La metodología que se utilizó para este trabajo, consistió en un muestreo aleatorio y puntual en los sitios visitados, complementado con inspecciones físicas, entrevistas y análisis de información. Nuestros comentarios, por lo tanto, cubren únicamente los temas vistos en los sistemas de medición.
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1 Verificar que los equipos e instrumentación asociada al Sistema de Medición Dinámica, cumplen con los parámetros de instalación y operación.	Se observa registro de calibración del probador compacto Daniel calibrado en fecha 2010/12/04, con certificado PRO-CE-M-0542-10, realizado por Proasem con volumen certificado aguas abajo de 0,715645 y aguas arriba de 0,71050545 bls. Se evidencian certificados de calibración para transmisor de presión del probador, tag PT-01 de fecha 14/01/2011, transmisor de temperatura del probador, tag TT-01 de fecha 14/01/2011, transmisor de presión del medidor tag PIT-101 de la misma fecha, transmisor de temperatura del medidor tag TIT-101 de igual fecha realizados por MARELEC. Se evidencian copias de los certificados para la trazabilidad de los equipos calibrados, mantenidos en la carpeta MEDICION DINAMICA ELC
		1.2 Verificar que los reportes de corridas de calibración cumplan con las normas y se encuentren dentro de los rangos de control preestablecidos.	Se evidencian reportes de corridas de calibración para el medidor FQT-1011, de 8 pulgadas. Evidencian la información relativa al medidor, al probador y datos del fluido con gravedad API de 24,6 aprox, usando el método de los datos promedios para el calculo del factor del medidor. Todas están por debajo de repetibilidad de 0,05%, acorde a la norma y dentro de los rangos de control.
		1.3 Verificar la existencia de las cartas de control de los medidores de flujo.	Se encontró carta de control para el medidor FQT-1011, serial 525694, las cuales fueron preparadas en fecha diciembre 27 de 2010., observándose un total de 25 corridas, estando dentro de 1,9 desviaciones estándar los parámetros normales de operación.
		1.4 Verificar el procedimiento y acta para la oficialización e implementación de los Meter Factor. Evidenciar la existencia de archivos de actas de oficialización de factores (anteriores y vigentes). Se encuentran debidamente documentadas.	Se encontró procedimiento GRM-GRM-P-002 PROCEDIMIENTO PARA LA OFICIALIZACION E IMPLEMENTACION DEL FACTOR DEL MEDIDOR, indicando que la oficialización se hará trimestralmente. Se observa actas de oficialización de factores de los medidores, con la ultima de fecha 27 de diciembre de 2010. para el medidor FQT-1011, observadas con una frecuencia trimestral y se encuentran documentadas en medio físico y firmadas por el líder de medición, supervisor de la Planta Deshidratadora, representante del Minminas y la firma inspectora.
		1.5 Se evidencia la existencia y registro de los factores de desempeño de los tomamuestras automáticos, que se encuentren dentro de los límites de control. Verificar si se han tomado acciones correctivas cuando ellos estén por fuera de los límites de aceptación.	Se evidencia registros de desempeño del tomamuestras llevados en formato codificado GRM-GRM-F-010, para muestras de crudo HCT. Se observan buen desempeño en condiciones normales de operación, pero se observan caso de estar fuera de control cuando se para el bombeo. En los registros GRM-GRM-F-010 para 2011 ya no se evidencian factores de desempeño por fuera del rango de 0,9 a 1,1, pues se implemento una acción correctiva de no hacer el calculo con el volumen programado sino con el volumen realmente despachado o medido en el tanque de almacenamiento.
		1.6 Verificar que la configuración en el computador de flujo cumpla los requerimientos dados en la Norma para la liquidación de volúmenes.	Se observa configuración del computador de flujo OMNI 6000, con una ultima impresión de fecha 01/25/11, realizada para la entrada de los nuevos brazos de medición que aun no entran en funcionamiento. Se evidenció en la configuración del computador de flujo que el criterio de repetibilidad establecido para el probador es de 0.03 %, la desviación máxima entre la temperatura del probador y la de los medidores es 3 °F. Los niveles de discriminación de los factores de corrección en los reportes de prueba cumplen con las normas API MPMS Capitulo 12.2.3 "Reportes de prueba" y los niveles de discriminación de volúmenes en los tickets cumplen con la tabla 8 niveles de discriminación de volumen del CAPÍTULO 12 CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO del MMH. Se cumple con la norma API MPMS capítulo 21.2 numeral 10.2.1
		1.7 Verificar que exista control físico (sellos de control) sobre los instrumentos en campo y la caja de conexionado de señales de campo (transmisores de temperatura y presión, pulsos, preamplificadores, etc.) para el computador de flujo y para la puerta de acceso al gabinete donde se encuentra el computador de flujo, ya sea en campo o en la sala de operaciones.	Se evidencian sellos instalados en medidor DP (sello 310554), transmisor de pulsos (sello 310399), transmisor de temperatura (310498), transmisor de presión (310988). Se evidencia acta de instalación de sellos, a los 21 días de enero de 2011, para realizar calibraciones a los equipos indicados.

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.6	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS, donde aplique y no han sido alterados.	Las muestras no están expuestas al calor, luz directa. Están rotuladas identificando fecha, crudo, tipo de muestra, sitio de la muestra, operario que la toma, y la hora. No se evidencia que las muestras no han sido alteradas, pues Las muestras no tienen un mecanismo de cierre seguro que asegure su integridad. Se observe una muestra solamente con la contrata y sin tapa. RECOMENDACION - Se recomienda disponer de un mecanismo de cierre seguro para las muestras mantenidas en retención que garantice su integridad.
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción).	Laboratorio tiene sistema de extracción de vapores, cuenta con campana de extracción en los equipos Karl Fischer se observa facilidades de desplazamiento de los analistas.
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	Procedimientos se encuentran en el P8 donde esta el sistema de gestión de calidad. Igualmente se tienen en medio físico para contenido de sal, gravedad API, contenido de agua por Karl Fischer. Se evidencian registros de los análisis realizados en el laboratorio los cuales se tienen asegurado y son mantenidos un año.
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	Se indicó que en bodega de materiales equipos hidrómetros, en laboratorio hay 2 Karl Fischer, dos salinómetro, de los cuales se tiene uno como respaldo. La medición dinámica es respaldada por la medición en los tanques de almacenamiento.
3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Las condiciones aseguramiento metrológico de los equipos de laboratorio cumplen con los procedimientos descritos en el MMH Capítulo 8 y el API MPMS. Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	Se realizan análisis de API, BSW y sal. Se evidencia cronograma observando verificación diaria del equipo Karl Fischer marca titrino tag KF-004, con realización del título, la última fecha de calibración fue el 26 de mayo del 2010 realizada por Polco. Hidrómetro serial 5981 realizan verificaciones por comparación con patrón serial 324028 con última verificación de 27-01-11 y una frecuencia mensual y el patrón calibrado en 2010-07-07 por SIC. Salinómetro con calibración anual y última fecha de agosto 19 de 2010. Homogenizador ultra turra tag UT-018, con pruebas de desempeño o validación del equipo ara crudo LCT con 3 min y 6000 rpm pero no indica la fecha de realización. Mantenimiento octubre 10 de 2010. Balanza Meter Toledo tag BA-020 con verificaciones diarias en formato GRM-GRM-F-027
		3.2	Verificar que los patrones cuenten con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	Hidrómetro patrón serial 324028, calibrado en 2010-07-07 por SIC. Termómetro ASTM 12 F 1861, calibrado ICP fecha 2010/05/14 certificado MET-2010T-0770 Pesas patrón calibradas por Vansolix en fecha 2007-11-23
		3.3	Verificar que estén definidas las frecuencias de calibración de los instrumentos y equipos involucrados en la medición dinámica. Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición dinámica.	Se evidencia que se tienen definidas las frecuencias de calibración de la instrumentación y equipos asociados en la medición dinámica, y se cumplen las rutinas de mantenimiento, verificación y calibración contenidas en el MMH, capítulo 1. La documentación se tiene en medio físico y en medio magnético.
		3.4	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	En 2010 realizaron pruebas interlaboratorios pero no hay documentación en laboratorio de la realización de las mismas.

4	BALANES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	Se tiene una meta de 0,25% en los balances de línea LCI y Refinería. Los balances son realizados a diario y durante el mes de enero se observan una diferencia acumulada de 13 barriles, para un 0,001%. No se observa un seguimiento a los baches despachados de crudo HCT hasta su llegada a Refinería. Para los balances de Planta se tiene establecida una meta de 0,2%. Se realizan balances de Planta Deshidratadora Lizama llevados en formato físico FIS-F-087 e igualmente se mantienen copias magnéticas, pero no se encuentran firmados, pues se dijo que los administra estadística. RECOMENDACIONES - Se recomienda realizar seguimiento a los baches totales despachados hacia Refinería.
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	Se tiene una medición de telemetría en los tanques de Deshidratadora Lizama. El ajuste y mantenimiento lo realiza Confipetrol. La comparación de medición de cinta y telemetría se realiza cada medición realizada en los tanques, y generan el evento para realizar el ajuste.
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	Una acción inmediata ha sido gestionar una línea propia de despacho hacia Refinería, en cuanto a las diferencias en la línea. Se establecieron controles entre entregas de Lisama y Planta deshidratadora y controlar las válvulas implicadas en las líneas de entrega. En la práctica de medición se entreno al personal en medición y toma de muestras en las entregas.
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	Se tiene un procedimiento de conciliación con GRB, el cual se esta actualizando "INSTRUCTIVO PARA EL MANEJO DE RECLAMOS Y CONCILIACION EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUSO", pero se dice que se esta trabajando en realizarle ajuste dado que hay algunas temas por actualizar o adecuar. En el instructivo no se evidencia un mecanismo de control operativo sobre el Oleoducto.
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de pérdidas en dichos balances. Pero en los balances de línea de Planta hacia tanque 109 llevan solamente la relación de las diferencias presentadas en las mediciones. En la línea LCI hacia Refinería por cada despacho hay un ticket del tanque 109 y el ticket de medición dinámica, estadística es quien lleva las diferencias. RECOMENDACION - Se sugiere implementar la buena práctica de documentar el cálculo de todas las pérdidas identificadas en la realización de los balances volumétricos en la Planta Deshidratadora Lisama
5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los índices de gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	hay compromiso de la alta administración
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPEPETROL)	Los formatos y instructivos de medición se tienen documentados y parte del sistema de gestión de calidad. Laboratorio tiene asegurada los registros de calidad dentro de un sistema de gestión de calidad
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Se hacen auditorías internas pero solamente para el sistema de medición estática de la Planta Deshidratadora Lisama, con IGSM de 86% de enero, y 98, de febrero de 2011. No se evidencia la realización de auditorías externas.
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	Se tienen los planes de acción para una vigencia anual, se tienen el de vigencia 2009 y 2010, incluyendo instalación de telemetría en tanques, se hizo ingeniería para medición dinámica para entrega a refinería y no ha habido aval para hacerlo; se hizo capacitación en el 2010; se instalo sistema de control para detectar fallas de medidas de los tanques; No se hizo el patín de medición; el nuevo oleoducto tienen estudio de factibilidad por línea de 8". RECOMENDACION - Se recomienda gestionar el aval para la instalación del sistema de medición dinámica para crudo HCT.
		5.5	Verificar disponibilidad de las normas de medición de cantidad y calidad actualizadas y la divulgación de la mismas. Revisar los históricos de divulgación.	La existencia de Normas se tiene en el P8 de normas del MMH y en la red de ECP se tienen normas API, mantenidos en disco L. En el P8 las actualizaciones y nueva normatividad es anunciada con comunicaciones electrónicas. Adicionalmente el MMH se encuentra en el IRIS. Se evidencia un cronograma de charlas de capacitación cortas para todo el año 2011 a realizarse por cuenta de inspectores de SGS. Se evidencian un ultimo histórico de divulgación de normas de divulgación del capítulo 3 del MMH realizado en febrero 10 y 11 de 2011 para 2 funcionarios.

6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	Se verifica con el operador Ariel Rosero su conocimiento y aplicación de actividades en medición durante liquidación del bache de entrega y medición y liquidación de tanque 109 de despacho.
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Se evidencia copias de certificados de asistencia a cursos de Medición de Hidrocarburos, dictado en Piedecuesta en fecha julio 14-16 de 2010, para n funcionario de la Planta. Alirío con curso de Determinación e crudos y derivados, en 15-17 de mayo de 2010 por SGS. Introducción al Transporte de Hidrocarburos dictado Universidad corporativa en diciembre de 2010, para seis funcionarios.

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple (valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Deshidratadora Lisama:

Tabla 10. Resultado IGSM Deshidratadora Lisama

		MEDICIÓN DINÁMICA			
		LISTA DE VERIFICACIÓN	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	PESO POR PRUEBA	PESO POR ÍTEM
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1	Verificar que los equipos e instrumentación asociada al Sistema de Medición Dinámica, cumplen con los parámetros de instalación y operación.	3%	18%
		1.2	Verificar que los reportes de corridas de calibración cumplan con las normas y se encuentren dentro de los rangos de control preestablecidos.	2%	
		1.3	Verificar la existencia de las cartas de control de los medidores de flujo.	3%	
		1.4	Verificar el procedimiento y acta para la oficialización e implementación de los Meter Factor. Evidenciar la existencia de archivos de actas de oficialización de factores (anteriores y vigentes). Se encuentran debidamente documentadas.	4%	
		1.5	Se evidencia la existencia y registro de los factores de desempeño de los tomamuestras automáticos , que se encuentren dentro de los límites de control. Verificar si se han tomado acciones correctivas cuando ellos estén por fuera de los límites de aceptación.	2%	
		1.6	Verificar que la configuración en el computador de flujo cumpla los requerimientos dados en la Norma para la liquidacion de volúmenes.	2%	
		1.7	Verificar que exista control físico (sellos de control) sobre los instrumentos en campo y la caja de conexionado de señales de campo (transmisores de temperatura y presión, pulsos, preamplificadores, etc.) para el computador de flujo y para la puerta de acceso al gabinete donde se encuentra el computador de flujo, ya sea en campo o en la sala de operaciones.	2%	

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Evidenciar que los de tiquetes de medición y los reportes de corridas de calibración y verificación de medidores, cumplan las condiciones dadas según el MMH , procedimientos corporativos y Normas API MPMS.	6%	23%
		2.2	Verificar que la aplicación de los procedimientos de muestreo automático y que el diseño del sistema cumplan con la Norma API MPMS Capítulo 8.2	4%	
		2.3	Evidenciar con el personal encargado de la operación, administración y configuración del computador de flujo si existe un procedimiento de control de acceso al mismo de acuerdo con los niveles de seguridad definidos y establecidos en el API MPMS Capítulo 21.2, Sistemas de Medición Electrónica de Líquidos.	3%	
		2.4	Verificar que exista un responsable y/o responsables de la administración, e intervención de la configuración del computador de flujo. Verificar que exista un back up actualizado y asegurado que se encuentre en copia dura y/o digital.	2%	
		2.5	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retención se use el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, esté alterando la integridad de la muestra.	1%	
		2.6	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS , donde aplique y no han sido alterados.	0%	
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción).	2%	
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	3%	
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	2%	
3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Las condiciones aseguramiento metrológico de los equipos de laboratorio cumplen con los procedimientos descritos en el MMH Capítulo 8 y el API MPMS .Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	4%	15%
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	3%	
		3.3	Verificar que estén definidas las frecuencias de calibración de los instrumentos y equipos involucrados en la medición dinámica.Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición dinámica.	5%	
		3.4	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	3%	

4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	9%	21%
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	4%	
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	4%	
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	4%	
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	0%	
5	GESTIÓN Y NORMATIVA CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los índices de gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	1%	8%
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPELROL)	4%	
		5.3	Evidenciar copia de la última auditoría, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	1%	
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	0%	
		5.5	Verificar disponibilidad de las normas de medición de cantidad y calidad actualizadas y la divulgación de las mismas. Revisar los históricos de divulgación.	2%	
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	4%	8%
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	4%	
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO					93%

Fuente: Ecopetrol SOM

La Deshidratadora Lisama saca un cumplimiento del **93%** de IGSM.

En la inspección se detectaron 3 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas no conformidades se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 2.6, 4.5 y 5.4, esto ocasiono una disminución de 7 puntos en el IGSM.

6.5 IGSM DESHIDRATADORA GALAN

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la Deshidratadora Galán en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Estática y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Estática:

Tabla 11. Lista Verificación Medición Estática Deshidratadora Galán

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN		OPORTUNIDAD DE MEJORA/RECOMENDACIÓN
	ASPECTO	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1 Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	La metodología que se utilizó para este trabajo, consistió en un muestreo aleatorio y puntual en los sitios visitados, complementado con inspecciones físicas, entrevistas y análisis de información. Nuestros comentarios, por lo tanto, cubren únicamente los temas vistos en los sistemas de medición. La calibración de los tanques se encuentra vigente, solamente con la excepción de los 05 y 06 que fueron aforados por no tener el presupuesto de incertidumbre, pero aun no son entregadas las nuevas tablas de aforo. Las tablas aparecen firmadas por el ministerio de Minas. Se observa que el K-01 fue aforado para un cabezal de líquido de 30 API y actualmente almacena crudo de 21 API.
		1.2 Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	Se tienen un formato para registrar las verificaciones de las alturas de referencia de los tanques, en formato CDS-F-007 del sistema de gestión de calidad de ECP. Se evidencia un carpeta en medio físico de verificaciones de los alturas con históricos del 2010 realizadas mensualmente. En esos históricos se observan diferencias apreciables para el K-03 y K-05. Se evidencia un acta de fecha de 27 de febrero de 2010 (ver anexo 3) en la que se establecen nuevas alturas de referencia para los tanques, y el 30 de enero de 2011 se evidencia otra acta en donde se establecen nuevas alturas de referencia, indicando que fueron establecidas con una cinta de trabajo y realizadas por los mismos funcionarios de la compañía de inspección. RECOMENDACION - Se recomienda solicitar el establecimiento oficial de las alturas de referencia por una firma acreditada para esta actividad. - Se recomienda no hacer oficializaciones de alturas de referencia usando para ello cintas de medición en uso.
		1.3 Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	Se observo que los tanques K-04 y K-01 tienen escotillas levantadas a 80-90 cm del techo del tanque para realizar una medida correctamente como se recomienda en MMH Capítulo 3. Los tanques K-05 y K-06 tienen escotillas a 30 cm de altura sobre el techo, e igualmente no tienen claramente demarcados los puntos de medición y no evidencian una pestaña sino se toma el borde interno de la boquilla. RECOMENDACION - Se recomienda levantar las escotillas de los tanques K-04 y K-05 a una suficiente altura que permita una lectura de medición con baja incertidumbre.
		1.4 Verificar que que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	Se evidencian que las tablas de aforo de la Planta Galán incluyen los parámetros de incertidumbre, factor de cobertura y nivel de confiabilidad en todas las tablas de aforo, de acuerdo a la GTC-51 # 7. Los tanques K-05 y K-06 no incluyen la incertidumbre, pero se indica que esos tanques fueron aforados en diciembre de 2010 y se esta a la espera de las nuevas
		1.5 Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	Se evidencia que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales pero se evidencia que el K-01 esta calculado para un API de 30 y actualmente almacena un API de 21. RECOMENDACION - Se recomienda solicitar a la firma aforadora IMCO un recalcule de la tabla de aforo a loas condiciones actuales de almacenamiento de API 21.
		1.6 Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	Se encuentra que los tanques de almacenamiento de Galán tienen su tablilla informativa como se recomienda en el MMH Capítulo 2.

1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	Se encontró registros de verificación para la cinta en uso tag 9, en formato OGC-F-06-01 del sistema de gestión de SGS, por comparación con un patrón tag T-7097, no estando firmadas ninguno de los registros. Este patrón con certificado HI-05-TC-SO-4092GT4 de Honeywell de fecha 09/18/09 RECOMENDACION - Se recomienda firmar los registros de verificación de cintas que acrediten la autenticidad de los resultados.
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	Se hace medición de agua libre en los tanques de fiscalización estando vigente las cremas
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	Se evidencia termómetro electrónico en buen estado, serial 7-4605, con certificado de calibración MET-2010T-1723 del ICP de fecha 2010-11-10. Se evidencian registros de verificación del termómetro digital actualmente en uso en formato CDS-F-010 del sgc de ECP.
		1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	Se encontró un muestreador tipo flotador para tomas de muestras puntuales en los tanques de almacenamiento para formar una muestra compuesta. Se cumple con la normatividad de muestreadores para la toma de muestras en los tanques de almacenamiento.
		2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1
2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.			Se evidencia que el procedimiento de muestreo puntual para hacer una muestra compuesta cumple el procedimiento de ECP de acuerdo al MMH y las normas API MPMS Capítulo 8, garantizando la toma de una muestra representativa.
2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.			Los tanques de fiscalización cuentan con sistemas de MTS, con excepción del K-01. Se evidencian registros comparativos de telemetría y medición manual con variaciones hasta de 166 mm, en formato CDS-F-009. La empresa Confiopetrol realiza los respectivos ajustes, de los que quedan registros físico en formato GMM-UI-F-003
2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando .			Se almacenan muestras en un recinto dentro del laboratorio El Centro, almacenadas en recipientes cilíndricos y rectangulares, retenidas por periodo de 1 mes.
2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS , donde aplique y no han sido alterados.			Las muestras no están expuestas al calor, luz directa. Están rotuladas identificando fecha, crudo, tipo de muestra, sitio de la muestra, operario que la toma, y la hora. No se evidencia que las muestra no han sido alteradas, pues Las muestras no tienen un mecanismo de cierre seguro que asegure su integridad. Se observa una muestra solamente con la contrata y sin tapa. RECOMENDACION - Se recomienda disponer de un mecanismo de cierre seguro para las muestras mantenidas en retención que garantice su integridad.
2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.			Se verifico la liquidación del K-06 del día 15 de la entrega a Refinería. Se observa que el operador liquida los volúmenes GOV y el supervisor hace una corrección de ese volumen con mediciones a la 2 pm a partir de los GOV calculados y las condiciones de temperatura a esa hora y no las del final del despacho para obtener un volumen neto, el cual es reportado como despacho a Refinería. No se cumple el procedimiento de liquidación descrito en el MMH capítulo 12. No se observa que quede un registro o ticket de la transferencia realizada a Refinería. RECOMENDACION: - Se recomienda actualizar la liquidación de los tanques de almacenamiento acorde al MMH capítulo 12. - Se recomienda dejar un registro de las liquidaciones de los tanques involucrados en las transferencias hacia Refinería
2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)			La Planta Deshidratadora Galán no cuenta con laboratorio propio, sino que la calidad de sus crudos es realizada en el Laboratorio el Centro, el cual hace sus análisis de calidad. El Laboratorio tiene sistema de extracción de vapores, cuenta con campana de extracción en los equipos Karl Fischer se observa facilidades locativas de desplazamiento y ergonómicos para la realización de los respectivos análisis.
2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.			Procedimientos se encuentran en el P8 donde esta el sistema de gestión de calidad. Igualmente se tienen en medio físico para contenido de sal, gravedad API, contenido de agua por Karl Fischer. Se evidencian registros de los análisis los cuales se tienen asegurado y son mantenido un año.
2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.			Se indico que en bodega de materiales equipos hidrómetros, en laboratorio hay 2 Karl Fischer, dos salinometro. La medición estática en la Planta Deshidratadora es respaldada por la medición de telemetría en los tanques de almacenamiento.

3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	Laboratorio evidencia la participación en pruebas interlaboratorias realizadas en 2010
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	Termómetro TP-7 patrón serial 7-4604 con certificado MET-2010T-0694 de fecha 2010/05/14 expedido por IICP. Cinta patrón T-7097 con certificado HI-05-TC-SO-4092GT4 de Honeywell de fecha 09/18/09
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	Instrumentación asociada es la de telemetría de MTS en los tanques de almacenamiento. La calibración y ajuste es por cuenta de confipetrol realiza los respectivos ajustes, de los que quedan registros físico en formato GMM-UI-F-003
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	Se evidencia un cronograma de verificación, calibración y mantenimiento de equipos involucrados en la medición mantenido en físico en formato CDS-F-002, para cintas termómetros MTS. Cintas y termómetros evidencia una verificación mensual. Telemetría mensual. Se evidencian registros de las intervenciones a equipos asociados a la medición estática.
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	Se evidencia que los equipos de laboratorio, involucrados en los análisis de calidad de crudo Galán, están calibrados y cuentan con rutinas de mantenimiento y calibración de los mismos.
4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	Se tiene una meta de 0,25% en los balances de línea con Refinería. Los balances son realizados a diario y durante el mes de enero se observan una diferencia acumulada de 120 barriles, para un 0,054%. Se observan balances de planta realizados diariamente, los que siempre dan cero. Para los balances de Planta se tiene establecida una meta de 0,3%. Se realizan balances de Planta Deshidratadora se mantienen copias magnéticas y física RECOMENDACIONES - Se recomienda realizar seguimiento a los baches totales despachados hacia
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	Se tiene una medición de telemetría en los tanques de Deshidratadora Galán, como respaldo de la medición manual con cintas. La comparación de medición de cinta y telemetría se realiza cada medición realizada en los tanques, y generan el evento para realizar el ajuste.
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	No ha habido diferencias apreciables con refinería en cantidad para reclamaciones, solo ha habido por calidad, en cuanto a las diferencias en la línea. Las diferencia de calidad se atienden según el procedimiento de acuerdo. Se evidenció una acta de reuniones de conciliación con Refinería.
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	Se tiene un procedimiento de conciliación con GRB, "INSTRUCTIVO PARA EL MANEJO DE RECLAMOS Y CONCILIACION EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDOS", el cual se encuentra vigente entre las partes.
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de pérdidas en dichos balances. Pero en los balances de línea llevan solamente la relación de las diferencias presentadas en las mediciones, y no se observan las estimaciones de pérdidas. En los balances de Planta igualmente no se estiman las pérdidas. RECOMENDACION - Se sugiere implementar la buena práctica de documentar el cálculo de las pérdidas identificadas en la realización de los balances volumétricos en la Planta Deshidratadora Galan. - Se recomienda considerar en los balances volumétricos las diferencias (pérdidas por transporte) entre lo entregado por la Planta y lo recibido en Casa Bombas 8 de la GRB. - Se sugiere documentar, mediante estudio, una evaluación de pérdidas por evaporación y/o drenajes que puedan ocurrir en la Planta.

5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	Hay un líder de medición para la Deshidratadora, nombrado por la dirección como líder de medición, Se lleva un TBG
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPELROL)	Los formatos y instructivos de medición se tienen documentados y parte del sistema de gestión de calidad de ECP. Laboratorio tiene asegurada los registros de calidad dentro de un sistema de gestión de calidad
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Se evidencia copia de auditoría realizada en noviembre de 2007 con IGSM de 69,2%. Una auditoría interna con IGSM de 92%. Se indicaba que los tanques no tienen claramente demarcadas los puntos de medición (no resuelto), no se calculaba el CTSH (el cual se implemento), no habian acciones correctivas en función de los balances (no resuelto), no se tenia un procedimiento de conciliación (resuelto pues se tiene un procedimiento), no habia auditorias internas (se realizo en 2007), no habia registros de seguimiento a los planes de acción (resuelto), no habia registros de divulgación de normas (resuelto), no se verificaba la cinta mensualmente (resuelto), no habia registros de capacitaciones (resuelto), no habia un cronograma de capacitaciones del personal (resuelto). Se evidencio realización de auditoria en fecha 27/04/2010.
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	Se tienen los planes de acción para una vigencia anual, se tienen el de vigencia 2009 y 2010, se aforaron los tanque K-06 y K-05, se hizo ingeniería para medición dinámica para entrega a refinería; se hizo capacitación en el 2010; pendiente la ingeniería de detalle del nuevo patín; calculo perdidas de evaporación para junio 2011; se instalaron tabillitas informativas; Se evidenciaron acciones de seguimiento.
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de la mismas. Revisar los históricos de divulgación.	La existencia de Normas se tiene en el P8 de normas del MMH y en la red de ECP se tienen normas API, mantenidos en disco L. En el P8 las actualizaciones y nueva normatividad es anunciada con comunicaciones electrónicas. Adicionalmente el MMH se encuentra en el IRIS. Se evidencia un cronograma de charlas de capacitación cortas para todo el año 2011 a realizarse por cuenta de inspectores de SGS. Se evidencian un ultimo histórico de divulgación de normas de divulgación de liquidación de tanques de fecha 19/11/2010; divulgación de capitulo 3 del MMH realizado en 11/02/2011, formato ECP-DTT-F-021.
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	Se verifica con el operador su conocimiento y aplicación de actividades en medición durante liquidación del bache de entrega y medición y liquidación de tanque K-06 de despacho.
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Se evidencia copias de certificados de asistencia a cursos de Medición de Hidrocarburos, dictado en UIS en diciembre de 2008 para un funcionario, Piedecuesta en fecha julio 14-16 de 2010, para 3 funcionarios

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple

(valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Deshidratadora Galán:

Tabla 12. Resultado IGSM Deshidratadora Galán

MEDICIÓN ESTÁTICA					
ÍTEM	LISTA DE VERIFICACIÓN		PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	PESO POR PRUEBA	PESO POR ÍTEM
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1	Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	4%	17%
		1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	1%	
		1.3	Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	0%	
		1.4	Verificar que que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	3%	
		1.5	Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	1%	
		1.6	Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	1%	
		1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	2%	
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	1%	
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	3%	
		1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	1%	

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	4%	17%
		2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	3%	
		2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	2%	
		2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retencion se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando .	1%	
		2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS , donde aplique y no han sido alterados.	0%	
		2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	0%	
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	2%	
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	3%	
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	2%	
3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	3%	16%
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	2%	
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	3%	
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	3%	
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	5%	

4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	9%	21%
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	4%	
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	4%	
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	4%	
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	0%	
5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los índices de gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	1%	10%
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPEPETROL)	4%	
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	1%	
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	2%	
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de la mismas. Revisar los históricos de divulgación.	2%	
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	4%	8%
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	4%	
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO					89%

Fuente: Ecopetrol SOM

La Deshidratadora Galán saca un cumplimiento del **89%** de IGSM.

En la inspección se detectaron 4 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas **NO CONFORMIDADES** se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 1.3, 2.5, 2.6 y 4.5, esto ocasiono una disminución de 11 puntos en el IGSM.

6.6 IGSM ESTACIÓN DE BOMBEO TECA

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la Estación de Bombeo Teca en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Estática y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Estática:

Tabla 13. Lista Verificación Medición Estática Estación de Bombeo Teca

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN		OPORTUNIDAD DE MEJORA/RECOMENDACIÓN	
	ASPECTO	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)		
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1	Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	La metodología que se utilizó para este trabajo, consistió en un muestreo aleatorio y puntual en los sitios visitados, complementado con inspecciones físicas, entrevistas y análisis de información. Nuestros comentarios, por lo tanto, cubren únicamente los temas vistos en los sistemas de medición.
		1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	Se tienen tablas de aforo de los 3 tanques de almacenamiento vigente.
		1.3	Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	Se tiene el formato CDS-F-007 diligenciado donde se evidencia la verificación de las alturas de referencia de cada tanque, la última fecha de verificación de las alturas de referencia fue el día 2 de febrero de 2011
		1.4	Verificar que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	Se encontró que todos los tanques de la Estacion EBOTECA tienen escotillas de medición de acuerdo a las normas API MPMS Capitulo 3.
		1.5	Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	Se evidencian que las tablas de aforo incluyen los parámetros de incertidumbre, factor de cobertura y nivel de confiabilidad
		1.6	Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	Se evidencia que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) conforme al MMH capítulo 2, numeral 5.
			Se evidencia que los tanques tienen su tablilla informativa como se recomienda en el MMH Capítulo 2	

1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	Se encontró que se tiene los registros de verificación de las cintas de medición actualizados para una inspección visual que se realiza diariamente y se registra en el formato CDS-F-008. Adicionalmente se tiene un formato de verificación de cintas de medición cuyo código es OGC-F-06-01 donde se evidencia que la última verificación de la cinta se realizó el día 4 de febrero de 2011, esta verificación es realizada por la compañía de inspección SGS
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	Se tienen cremas reveladoras de agua en óptimo estado.
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	Se tiene el formato LAB-F-038 FORMATO VERIFICACION MENSUAL DE VARIACION DE TERMOMETROS para registrar la verificación del instrumento de medición de temperatura, el cual se encuentra actualizado de acuerdo al programa de verificación. Se tiene un certificado de calibración del termómetro digital con fecha de calibración 05-02 de 2009, lo cual hace que NO se cumpla con la rutina de calibración del termoprober que es cada año RECOMENDACION: Se recomienda cumplir con la rutina de calibración del termoprober que es cada año, debido a que este equipo es fundamental para la determinación de volumen en tanques
		1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	Se dispone de muestreador de botella tomando muestras de nivel. Se hace una compuesta.
2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	Se cumple con los procedimientos de medición a vacío, de acuerdo a las normas API MPMS y el MMH
		2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	Se tiene un sistema de muestreo manual de acuerdo a las normas API MPMS Capítulo 8
		2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	Este numeral NO aplica porque no se tiene sistema de telemetría.
		2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando .	El almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, cuenta con tapa pero NO se le coloca contratapa porque los envases son reutilizados. RECOMENDACION: Se recomienda realizar charlas informativas de verificación del procedimiento de almacenamiento de muestra, resaltando el objetivo principal del procedimiento de almacenamiento de la muestra testigo. Se debe tomar un volumen de muestra suficiente que permita dividir la muestra una para realizar los análisis y otro volumen que sirva para la muestra testigo

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS, donde aplique y no han sido alterados.	Se evidenció que las muestras se almacenan correctamente, están rotuladas eficientemente
		2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	La liquidación se realiza con CTSh en la liquidación en hoja de Excel llevada en operaciones, y el CTL se calcula con algoritmo API de 2004. Esta de acuerdo con el API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	Se tiene un laboratorio con todas las normas de seguridad HSE, se tiene un sistema de extracción, extractores de vapores
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	Se tienen las normas ASTM para los análisis que se realizan en la Estación EBOTECA. Se evidenciaron procedimientos para análisis de Karl Fischer, Gravedad API y Contenido de SAL los cuales concuerdan con las normas ASTM, pero NO se cuentan con los registros de los análisis que se realizan diariamente RECOMENDACION: Se sugiere que se tenga diligenciado el formato donde se registren todos los análisis de laboratorio.
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	No se tiene un procedimiento escrito de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición. RECOMENDACION: Se recomienda implementar un procedimiento por escrito de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición
3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	No se han programados interlaboratorios en la Estación EBOTECA. RECOMENDACION: Se sugiere realizar pruebas de interlaboratorio con las compañías que interactúan con el Campo EBOTECA.
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	Se encontró que todos los equipos patrones del laboratorio tienen su certificado de calibración vigentes. El salinómetro tiene un certificado de Calibración de Noviembre 15 de 2010 y su reporte es el SGS EBOTECA 16112010, El equipo de Karl Fischer tiene una fecha de calibración del 15 de Noviembre de 2010 y su reporte es SGS EBOTECA 21112010, las pesas de las balanzas tiene una fecha de calibración de marzo 19 de 2010 con un número de reporte PVX-040, etc.
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	Este numeral NO aplica porque no se tiene sistema de telemetría.
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	Se evidencia que se tiene un programa de mantenimiento preventivo y correcto registrado en el formato CDS-F-002 PROGRAMA DE VERIFICACION Y/O MANTENIMIENTO DE EQUIPOS E INSTRUMENTACION DE MEDICION, donde aparecen equipos que deben realizarse mantenimiento cada 6 meses, se evidenció que ha estos equipos se le realizó el mantenimiento en diciembre de 2010
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	Se encontró que todos los equipos de laboratorio se encuentran calibrados y cuentan con rutinas de mantenimiento preventivos dato que se encuentra registrado en el formato CDS-F-002 PROGRAMA DE VERIFICACION Y/O MANTENIMIENTO DE EQUIPOS E INSTRUMENTACION DE MEDICION

4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	Se realiza un balance de crudo en la estación diariamente para determinar los recibos, desechos y los inventarios iniciales y finales. Este balance se registra en el formato REPORTE DE OPERACIONES. Después el dato del balance diario es registrado en la herramienta AVOCET.
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	Se evidencian registros de inventarios diarios en el formato REPORTE DIARIO DE MOVIMIENTO DE TANQUES en medio físico y en medio magnético a través de la herramienta AVOCET.
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	Si hay un desbalance entre el volumen despachado vs recibo teca, se tiene una desviación máxima aprobada de 0.35% cuando el balance se sale de la desviación se comienza a conciliar las cifras entre las partes y dividen las diferencias.
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	Se tiene un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad escrito y aprobado, a través del formato ACUERDO DE NIVEL DE SERVICIOS DE BOMBEO DE CRUDO ENTRE EL MÓDULO NARE (MECL) Y ESTACIÓN EBOTECA (ECOPETROL).
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	No se está contabilizando las pérdidas identificables (PI) RECOMENDACIÓN: Se sugiere calcular todas las pérdidas identificables y/o incluirlas en los balances de la estación EBOTECA o justificar si son despreciables.
5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	Se encontró el tablero balanceado de Gestión (TBG) del área de medición, donde se establecieron los objetivos, la actividad a ejecutar, los entregables, los indicadores y las metas que se tenían que lograr.
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPETROL)	Se tienen los documentos y registros de calidad dentro de un sistema de gestión de calidad basado en las normas ISO 9000.
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Auditoría de IGSM de 70% en fecha 08 de Julio 2009, con hallazgos sobre planes de metrología a los equipos de laboratorio, verificación de las alturas de referencias de los tanques, implementar planes de capacitación del personal de operaciones etc, se evidencian acciones sobre los hallazgos encontrados.
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	Se tiene un profesional de medición para la Estación EBOTECA, se tiene elaborado un plan de acción para el año 2011 en el formato PLAN DE ACCIÓN MEDICIÓN Y AUTOMATIZACIÓN.
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de las mismas. Revisar los históricos de divulgación.	Se evidenciaron registros de capacitación en el formato ECP-DTI-F-021.

6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	Se cumple con los procedimientos de medición estática por parte del área operativo, mensualmente la compañía SGS dicta charlas de medición a los operadores
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Se tiene un borrador del plan de desarrollo para el año 2011, pero falta la aprobación porque se está en un proceso de licitación de operación de la planta, por lo que se está esperando que contratista se gana la licitación

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple (valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Estación de Bombeo Teca:

Tabla 14. Resultado IGSM Estación de Bombeo Teca

MEDICIÓN ESTÁTICA					
ÍTEM	LISTA DE VERIFICACIÓN		PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	PESO POR PRUEBA	PESO POR ÍTEM
1	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD	1.1	Verificar si la última calibración del tanque, se encuentra vigente, qué entidad la hizo y si esta entidad está autorizada por el MME para actividades de aforo de tanques.	4%	15%
		1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	1%	
		1.3	Verificar que la escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical se encuentre a una altura del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre y que cuenten con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubique la cinta y se tome la lectura.	1%	
		1.4	Verificar que que las memorias de cálculo del proceso de calibración del tanque contengan el presupuesto de incertidumbre y que la tabla de aforo incluya el valor calculado. (GTC-51 # 7)	3%	
		1.5	Verificar que las tablas de aforo utilizadas están calculadas o recalculadas a las condiciones operacionales vigentes (Temperatura, Gravedad API, altura de referencia) de acuerdo con el MMH capítulo 2, numeral 5.	1%	
		1.6	Verificar que todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, cuenten con una tablilla informativa que contenga la información requerida en el MMH Capítulo 2.	1%	
		1.7	Evidenciar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas con respecto a una cinta patrón de medición. Además debe verificarse el registro de inspección de cintas y comprobar que se encuentra en buen estado, con su respectivo polo a tierra activo.	2%	
		1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	1%	
		1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	0%	
		1.10	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	1%	

2	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o a fondo, con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	4%	17%
		2.2	Verificar si el muestreo se realiza según el procedimiento corporativo y el internacional, que hacen referencia a la obtención de una muestra representativa.	3%	
		2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetria no exceden la tolerancia máxima permitida por API MPMS Capítulo 3.1B.	2%	
		2.4	Verificar que en el almacenamiento de la muestra de retencion se usa el recipiente adecuado, que cuente con tapa y contratapa. Comprobar que ningún factor externo tales como clima, luz y calor, las esté alterando .	0%	
		2.5	El sitio de almacenamiento de muestras, la muestra y su rótulo, cumplen con el MMH y el API MPMS , donde aplique y no han sido alterados.	1%	
		2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo al API MPMS Capítulo 12, sección 1 y el MMH Capítulo 12.	5%	
		2.7	Verificar que el laboratorio cumpla con los requerimientos mínimos de HSE (aspectos físicos, químicos, ergonómicos, locativos, sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción)	2%	
		2.8	Verificar que los procedimientos de laboratorio cumplan con las normas aplicables y que los registros de los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	0%	
		2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	0%	
3	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	0%	13%
		3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	2%	
		3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	3%	
		3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que estén conforme a la Tabla 1, Capítulo 1 del MMH y el API MPMS. Que se encuentren debidamente documentadas y revisar los registros de las intervenciones a los equipos e instrumentación asociada a la medición estática.	3%	
		3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	5%	

4	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	9%	21%
		4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	4%	
		4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	4%	
		4.4	Verificar la existencia de un procedimiento de conciliación para diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	4%	
		4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	0%	
5	GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	5.1	Verificar que la alta dirección haga cumplir el ciclo PHVA a los índices de gestión de los Sistemas de Medición de cantidad y calidad de hidrocarburos.	1%	10%
		5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad dentro de un SGC (ISO 9001 para ECOPELROL)	4%	
		5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	1%	
		5.4	Evidenciar la existencia de registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición y la aprobación por parte del líder de los planes de mejoramiento de SM existentes y/o nuevos.	2%	
		5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de la mismas. Revisar los históricos de divulgación.	2%	
6	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	4%	8%
		6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	4%	
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO					84%

Fuente: Ecopetrol SOM

La Estación de Bombeo Teca saca un cumplimiento del **84%** de IGSM.

En la inspección se detectaron 6 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas **NO CONFORMIDADES** se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía

oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 1.9, 2.4, 2.8, 2.9, 3.1 y 4.5 esto ocasiono una disminución de 16 puntos en el IGSM.

6.7 IGSM PLANTA DE GAS PROVINCIA

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la Planta de Gas Provincia en su punto de venta de gas a Refinería, en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Tipo Diferencial (Platina de Orificio) y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Tipo Diferencial (Platina de Orificio):

Tabla 15. Lista Verificación Medición Planta de Gas Provincia

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN		OPORTUNIDAD DE MEJORA/RECOMENDACIÓN
	ASPECTO	PRUEBAS OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	
MEDIDOR TIPO DIFERENCIAL: PLATINA DE ORIFICIO			
CONDICIONES DE OPERACIÓN E INSTALACION			
1	1.1	La presión de operación, la temperatura del fluido, la gravedad específica del gas y el caudal de operación (relación de diámetros β) deben estar dentro de los límites dados por el fabricante y las normas aplicables.	Verificar condiciones operacionales de presión en computador de flujo y compararlas con las especificaciones dadas por el fabricante
	1.2	El sistema de medición debe estar localizado en un lugar de fácil acceso, no sometido a esfuerzos y vibración externa y perpendicular al center-line de la tubería.	Verificación mediante inspección visual. Verificar tipo de porta-platina y su perpendicularidad en el montaje.
			<p>La metodología que se utilizó para este trabajo, consistió en un muestreo aleatorio y puntual en los sitios visitados, complementado con inspecciones físicas, entrevistas y análisis de información. Nuestros comentarios, por lo tanto, cubren únicamente los temas vistos en los sistemas de medición.</p> <p>El medidor inicia operación el 05 de Noviembre del 2011. La gravedad específica del gas configurada en el computador de flujo con periodicidad mensual es de 0.61245 Presión Estática Promedio Operacional: 490 psig Presión Diferencial Promedio Operacional: 43 " H2O Temperatura Promedio Operacional: 68 oF Flujo Volumétrico: Rango 6-8 MMPCSD. El medidor está diseñado para que opere a relaciones de diámetro β máximo de 0.42. Máximo diámetro de orificio: 3.200". A estas condiciones el medidor satisface la máxima capacidad de producción del campo Provincia.</p> <p>El medidor se encuentra instalado en lugar de fácil acceso, no es afectado por agentes externos.</p>

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA PLATINA DE ORIFICIO				
2	2.1	La desviación de la planitud de las caras debe ser \leq al 1% del dam height. La rugosidad de las caras aguas arriba y aguas abajo no debe tener abrasiones que excedan los 50 μ in Ra. La placa de orificio debe estar libre de cualquier suciedad o acumulación de elementos como grasa, aceite, agua u otro material extraño.	inspeccion visual y pruebas en laboratorio y/o Instrumentos de medición aptos que se encuentren en campo.	El porta-platina presenta fuga que no permite la inspección interna de la platina de orificio. Esta condición ha sido reportada al proveedor del equipo quien asume la responsabilidad por garantía del equipo. Recomendación: Tramitar la reparación del porta-platina
	2.2	El borde del agujero aguas arriba de la placa debe estar a escuadra con la placa y bien definido. Los bordes del agujero aguas arriba y aguas abajo deben estar libre de defectos visibles a simple vista.	Inspección visual de la placa de orificio.	La platina de orificio se puede afectar durante la operación del sistema, por ello se exige la inspección de la platina durante la verificación mensual del sistema. La fuga del porta-platina impide la inspección de la platina. Recomendación: Tramitar la reparación del porta-platina
	2.3	Ninguno de los diámetros medidos del agujero de la placa de orificio puede sobrepasar las tolerancias expresadas en la tabla 2.1 del Reporte AGA 3, Parte 2.	Realizar cuatro mediciones del diámetro del orificio y determinar que cumple la circularidad. Tolerancia permitida: 0.0005" por pulgada de diámetro. Para esta caso $d=2.7"$. Tolerancia: 0.00135"	Los diámetros de la platina no son afectados con la operación del medidor. Durante la verificación de Julio con el medidor fuera de servicio se determinó el diámetro del orificio. D1: 3.143" D2: 3.148" D3: 3.147" D4: 3.144" El diámetro del orificio cumple la tolerancia especificada en la norma.
	2.4	La superficie interna del agujero debe estar libre de surcos, abolladuras, abombamientos o cualquier otro defecto que se puede percibir a simple vista. El diámetro debe ser constante, el espesor mínimo "e" debe estar entre 0,035 y 0,1212 pulgadas.	Inspección visual de la placa de orificio. Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con el rango establecido.	El borde cilíndrico del orificio se puede afectar con la operación del medidor. El espesor del cilindro del borde por norma AGA 3 debe ser menor a 0.1525". En campo se mide con los siguientes resultados: e1: 0.130" e2: 0.130" La platina cumple la norma. Recomendación: Tramitar la reparación del porta-platina
	2.5	Los valores mínimos, máximos y recomendados del espesor E de la placa de orificio deben consultarse en la tabla 2.3 del Reporte AGA 3 para temperaturas de operación que no exceda los 65.5°C.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con los valores recomendados. Para un medidor de 8" el espesor debe estar entre 0.115" y 0.319"	El espesor de la platina no es afectado por la operación del medidor. En Julio se midió el espesor con los siguientes resultados: E1: 0.250" E2: 0.250 El espesor E de la platina se encuentra dentro del rango especificado en la Tabla 2.3 del AGA 3 - 2000.
	2.6	Cuando el espesor de la placa supera el espesor del agujero de la placa se debe usar un bisel ubicado aguas abajo de la placa. El ángulo del bisel permisible es $45^\circ \pm 15^\circ$. La superficie del bisel debe estar libre de ralladuras, protuberancias, agujeros, entre otras que se puedan percibir a simple vista. La diferencia entre el espesor de la placa y el espesor de agujero de la placa no debe ser menor a 0,065 in.	Inspección visual de la placa de orificio para determinar la existencia del bisel y su estado. Realizar medición en campo con instrumento, no requiere exactitud la determinación del ángulo del bisel.	E1 - e1 = 0.120" E2 - e2 = 0.120" La diferencia E-e es mayor 0.065 exigido por el AGA 3. El borde del agujero posee bisel. El ángulo del bisel cumple los valores especificados por la norma. (40 grados). La superficie del bisel puede ser afectada por la operación del medidor. Recomendación: Tramitar la reparación del porta-platina

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS TUBOS DE MEDICIÓN Y PORTAPLATINA				
3	3.1	Los tubos de medición no deben tener conexiones diferentes a las designadas para la toma de presión o termopozo, cualquier conexión o soldadura aguas abajo de la brida debe estar a mínimo 2" aguas abajo de la placa de orificio. Cualquier soldadura aguas abajo dentro de 0.5D o 2" de la cara aguas abajo de la placa debe ser pulida y/o mecanizada hasta encontrar la redondez y rugosidad requerida. Los empaques no deben invadir el área de flujo.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna y los observados en campo.	No se tienen conexiones en los tramos rectos que afecten el cumplimiento de la normatividad. No se realiza inspección interna. El medidor fue instalado en Agosto del 2011.
	3.2	La rugosidad del tubo no debe exceder 300 μ m. Cuando la relación de diámetros β es igual o menor a 0,6, la rugosidad del tubo no debe ser menor a 34 μ m para todas las relaciones de diámetro.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados de prueba del fabricante.	Los valores de rugosidad reportados por el fabricante aguas arriba son: 105 - 131 - 39 μ inch. Rugosidad aguas abajo: 65 - 35 μ inch. Cumple la norma AGA 3.
	3.3	Los tubos deben estar limpios y libres de acumulación de líquidos, aceites, grasas, suciedad u otro material extraño.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna.	No se realiza inspección interna. El medidor lleva operando 10 días, se considera que a la fecha su condición interna no ha sido afectada. Esta condición se evalúa con los resultados de las futuras verificaciones.
	3.4	Las diferencias porcentuales del valor absoluto del diámetro interno del tubo medido debe estar dentro de los límites establecidos por la norma.	Se evalúan los datos certificados por el fabricante del sistema de medición.	En el informe de inspección interna se muestran los resultados de circularidad, cumple la desviación exigida por la norma AGA 3.
	3.5	La instalación del rectificador de flujo garantiza un perfil uniforme en la platina de orificio.	Se verifica en campo la instalación del rectificador de flujo o en su reemplazo longitud recta de tubería.	El sistema tiene instalado un rectificador de flujo tipo Zanker lo que garantiza perfil uniforme de velocidad.
	3.6	La longitud del tubo de medición aguas arriba de la platina de orificio debe estar acorde a lo descrito en las tablas 2.7 y 2.8 del Reporte AGA 3. La longitud del tubo de medición aguas abajo de la platina de orificio debe estar acorde a lo descrito en las tablas 2.7 y 2.8 del Reporte AGA 3.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con la tolerancia establecida.	Tramo Recto Aguas arriba: UL2 : 60" UL1 : 227" UL= UL1+UL2 : 287" Cumple para un β de 0.42. Tramo Recto Aguas Abajo: DL: 60" Se verifican en campo la identificación de bridas. El montaje cumple para una relación de diámetros de 0.42, superior al valor operacional de 0.41. Cumple la norma AGA 3.
	3.7	El empaque de la platina que asegura el sello con el portaplatina debe evitar que la platina gire. No se deben presentar fugas en el portaplatina	Revisar el estado del empaque cuando se inspeccione la platina de orificio. Verificar presencia de fugas en el portaplatina en el momento del retiro de la platina de orificio.	El empaque del porta-placa se puede afectar con la operación del sistema. La fuga del portaplatina no permite inspeccionar el empaque. Recomendación: Tramitar la reparación del portaplatina

TOMAS DE PRESIÓN				
4	4.1	La distancia entre la cara de la placa y el centro de la toma de presión, tanto aguas arriba como aguas abajo debe ser una (1") La tolerancia de la localización de las tomas de presión es de $\pm 0,048$ " dada en la figura 2-3 del Reporte AGA 3. Las tomas de presión deben estar radiales al tubo. La línea central del agujero de la toma debe intersectar y formar un ángulo recto con el eje axial del	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con la tolerancia establecida. Para un porta-platina de 8" la tolerancia es de 0.125". Inspección visual en campo determina el cumplimiento de este montaje.	La distancia de las tomas de presión aguas arriba como aguas debajo de la platina de orificio se encuentran a 1" de distancia, verificación en campo. La localización de la toma es radial a la tubería.
4	4.2	El diámetro de los agujeros de las tomas de presión desde el interior del tubo de medición ya lo largo de la longitud taladrada debe ser 0,5" con un máximo diámetro de 0,516" y un mínimo diámetro de 0,484" para tubos con diámetro nominal mayor a 4". El diámetro de las tomas de presión no se deben reducir dentro de una longitud igual a 2,5 veces el diámetro de la toma medidos desde la superficie interna del tubo. Todas las tomas de presión deben tener una tolerancia de $\pm 0,004$ " a lo largo de su extensión. No deben existir reducciones del diámetro de la toma de presión por acumulación de grasas, aceites, acumulación de líquidos y/o partículas contaminantes.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	La toma de presión de alta presenta reducción en diámetro a una distancia menor a 2,5 veces el diámetro de la toma. Se debe cambiar el niple de conexión.
SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL - LÍNEAS MANOMÉTRICAS				
5	5.1	Los límites para la caída de presión a través de la placa no deben exceder los mostrados en la tabla 2.3. y el anexo 2-E del Reporte AGA 3. Si la caída de presión es superior a lo especificado en las tablas, debe existir un respaldo que brinde conformidad a la placa para caídas de presión superiores.	Verificar los registros históricos de caída de presión para encontrar la máxima caída de presión de acuerdo al espesor de la platina, la relación de diámetros β y el diámetro de la tubería.	Los registros máximos de diferencial de presión cumplen los valores especificados en las tablas del AGA 3 para el diámetro de 8" y la relación de diámetros β de 0.50.
	5.2	No se debe utilizar la línea manométrica para usos diferentes a medir la presión diferencial y estática, no debe existir conexión múltiple.	Inspección en campo.	Las líneas manométricas no presentan en campo conexión múltiple. De la toma de alta se saca la señal de presión estática.
	5.3	Las líneas manométricas deben cumplir con lo especificado en la normas API con respecto a: Longitud, diámetro, accesorios, pendiente, conector dieléctrico y no fugas.	Inspección en campo.	Las líneas manométricas no poseen conector dieléctrico para proteger la electrónica del transmisor multivariable. Cambio del niple de la toma aguas arriba. Recomendación: Instalar conector dieléctrico y reformar niple de línea manométrica en toma aguas arriba.

ELEMENTO SECUNDARIO - PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL				
6	6.1	El transmisor / transductor de presión estática y diferencial debe trabajar dentro de los límites expresados por el fabricante.	Verificación en campo de la presión operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo.	Presión Estática: 490 psig. Rango 0-800 psig 61% Presión Diferencial: 43 "H2O. Rango 0-250 "H2O 17% . El rango configurado en campo de los transmisores es correcta. Operan en puntos del rango de buena exactitud.
	6.2	Los transmisores se encuentran instalados en lugar de fácil acceso para su verificación periódica. Reciben vibración por agentes externos.	Verificación en campo.	La localización del transmisor multivariable respecto al porta-platina es correcta, la distancia es la recomendable para que no exista distorsión de las señales. El transmisor se localiza en sitio de fácil acceso para su verificación.
6	6.3	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor y realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable presión estática y diferencial, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis.	El proceso de calibración de los transmisores de presión estática y presión diferencial cumplen las guías fijadas en el MPMS 21.1. Disponen de patrones debidamente calibrados en laboratorios acreditados.
SISTEMA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA				
7	7.1	El elemento sensor debería hacer contacto con el fondo del termopozo, en caso contrario, debería existir un liquido conductor. El error máximo del sistema de medición de temperatura considerando la incertidumbre, debería ser menor al especificado por el fabricante, el contrato o en su defecto, por la reglamentación vigente. El área externa del termopozo localizado dentro del tubo de medición, debería estar libre de elementos extraños (Ej. suciedad). La sección de inmersión del termopozo instalado en la tubería, debe estar entre 1/2 y 3/4 del diámetro del tubo.	Realizar inspección en campo. Verificar resultados de verificación del sensor y transmisor de temperatura.	La longitud del termopozo es de 6.5". La longitud de la RTD es de 5.7". La RTD no penetra al fondo del termopozo tal como lo exige la norma. La localización del termopozo aguas abajo de la platina es la correcta, 49" que corresponden a 6 DN, distancia exigida por AGA 3 entre 28 y 112". La instalación posee facilidad para su retiro en las inspecciones periódicas. Recomendación: Reemplazar la RTD por una de 6.5" de longitud.
ELEMENTO SECUNDARIO - TEMPERATURA				
8	8.1	El transmisor / transductor de temperatura debe trabajar dentro los límites expresados por el fabricante. Debe estar localizado en un lugar de fácil acceso.	Verificación en campo de la temperatura operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo. Verificar en campo su localización.	El sistema no posee transmisor de temperatura. El rango del sensor se encuentra dentro los límites operacionales. La localización del sensor facilita su mantenimiento periódico.
	8.2	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor y realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable temperatura, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis.	El proceso de verificación cumple la norma MPMS 21.1 Presenta error, es ajustado. Presentan certificados de los patrones utilizados.

COMPUTADOR DE FLUJO				
9	9.1	<p>Para medidores diferenciales el computador de flujo debe cumplir los siguientes requisitos de la norma:</p> <ul style="list-style-type: none"> -La mínima frecuencia de muestreo. -Promedio mínimo cada hora de la presión, temperatura y presión diferencial, también densidad relativa, energía, composición -Registro máximo de una hora de las cantidades totales. Fecha y hora de todos los promedios y totales. -Configuración de Diámetro de referencia (Dr) diámetro de la placa (dr), span de transductores de presión, temperatura y presión diferencial. - Archivo electrónico que incluya mínimo: "as found" y "as left" de los sistemas de medición de presión, temperatura y presión diferencial, también densidad, energía, composición y densidad relativa. -Completo resumen de todas las alarmas y condiciones de error que afecten la medición. -Un resumen diario indicando hora-hora las condiciones y medida de flujo. -Almacenamiento cronológico de todos los eventos que deben ser archivados. 	<p>Evaluar la información del computador de flujo y verificar el cumplimiento de la normatividad vigente.</p>	<p>El operador del sistema suministra información del computador de flujo.</p> <p>Los registros facilitan la evaluación y comportamiento del medidor.</p> <p>Los datos configurados para el cálculo de volumen garantizan la exactitud del volumen medido. La ecuación de flujo cumple la norma AGA 3 de 1992.</p>
	9.2	<p>El computador debe ser capaz de realizar un audit trail que compile suficiente información para propósitos de verificación diaria y por hora de la cantidad medida. Configuración de variables fijas y volátiles para determinar el flujo medido. La batería de back up debe existir y encontrarse en buenas condiciones. Seguridad de acceso al sistema y tener puesta a tierra.</p>	<p>Proceder a bajar registros históricos hora-hora y día-día; analizar su variación y la presencia de fallas y datos fuera de rango. Revisar que los datos configurados para el cálculo de flujo estén acordes con lo exigido en la Norma. Verificar la instalación de sellos de seguridad, clase de sello, punto de instalación, manejo y numeración.</p>	<p>El computador de flujo facilita el reporte audit trail.</p> <p>El computador de flujo no posee fuente alterna de potencia.</p> <p>El computador de flujo posee conexión a tierra. Recomendación: Instalar fuente alterna de alimentación de potencia al computador de flujo.</p>
MEDICIÓN DE CANTIDADES DE VOLUMEN, ENERGÍA Y CALIDAD EN PUNTOS DE ENTRADA				
10	10.1	<p>Para determinar la medición de las cantidades de energía y el volumen del gas en puntos de entrada, el productor debe disponer a su costo de todos los equipos para una medición confiable.</p>	<p>Verificar en campo la instalación de los equipos de cromatografía, humedad, dew point de hidrocarburos, H2S y azufre total, evaluar su comportamiento y sus programas de verificación.</p>	<p>gestiona acuerdo de medición con el cliente ya que no se encontro</p>
	10.2	<p>El equipo que determina la energía entregada debe garantizar confiabilidad en sus registros.</p>	<p>Determinar la tecnología utilizada y su comportamiento operacional en el tiempo para garantizar confiabilidad en los registros.</p>	<p>El poder calorífico es calculado por composición del gas y fijado en el computador de flujo.</p>
MEDICIÓN VOLUMÉTRICA				
11	11.1	<p>El volumen de gas natural entregado y tomado del sistema de transporte es el calculado por el transportador a condiciones estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de la medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones AGA.</p>	<p>Verificar en campo la configuración del computador de flujo y los procedimientos de calibración realizados para garantizar la confiabilidad en la medición.</p>	<p>Los equipos secundario y terciario: instrumentación asociada y computador de flujo que integran el sistema de medición poseen tecnología que garantizan la confiabilidad del sistema. La incertidumbre de sus componentes cumplen los requerimientos de un sistema de transferencia de custodia. El elemento primario, porta-platina Daniel instalado garantiza confiabilidad en la medición.</p>

MEDICIÓN OTRAS VARIABLES				
12	12.1	El factor de compresibilidad del gas será determinado utilizando los métodos de caracterización establecidos en el Reporte AGA No. 8 última edición.	Verificar configuración en campo.	El método usado para determinar el factor de compresibilidad cumple los requerimientos exigidos para garantizar exactitud en la medición. Método usado: AGA 8 Detallado
	12.2	Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica (barométrica) del sitio donde esté el medidor, a partir de la mejor información de campo. Se determinará por medio de: barómetro electrónico, información del IDEAM o aplicando la ecuación B.7 propuesta en el Reporte AGA 7 de 2006 Apéndice B.	Verificar configuración en campo.	El método usado para determinar la presión atmosférica cumple los requerimientos exigidos para garantizar exactitud en la medición. Valor configurado: 14.57 psia Método usado: Ecuación AGA 7 Apéndice B
	12.3	El poder calorífico y la densidad relativa del gas entregado en los puntos de entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el transportador mediante mediciones de composición de gas confiables a través de cromatógrafos.	Verificar configuración en campo. Evaluar el comportamiento operacional del cromatógrafo. Análisis de registros históricos de mantenimiento.	Se realiza muestreo semanal. Se acuerda configuración mensual de la composición del gas en el computador de flujo.
PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN PRODUCTOR-TRANSPORTADOR				
13	13.1	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.) está dentro del margen de error de $\pm 1\%$.	Verificar resultados de calibración en campo.	La desviación de la variable presión estática y presión diferencial en el proceso de verificación/calibración se encuentran dentro del margen de error permitido por la norma (máximo error volumen 1%). La desviación de la variable temperatura en el proceso de verificación /calibración se encuentran dentro del margen de error permitido por la norma (máximo error volumen 0.5 o F).
	13.2	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calorífico bruto, está dentro del margen de error de ($\pm 1\%$)	Verificar resultados de calibración en campo.	Para garantizar una incertidumbre en el cálculo de energía y gravedad específica del gas se debe definir una periodicidad de muestreo cromatográfico y su respectiva configuración en el computador de flujo actividad que no esta realizando periódicamente
	13.3	El error combinado de los diferentes equipos involucrados en la medición no debe ser mayor de $\pm 1\%$	Verificar resultados de calibración en campo.	La combinación de errores detectados en los equipos que registran las variables para el cálculo de volumen no superan el 1% total. Error del elemento primario: 0.7% Error transmisor de presión estática: 0.1% Error transmisor de presión diferencial: 0.1% Error Señal de Temperatura: 0.5% Error del elemento terciario: 0.05%.
	13.4	La exactitud del sistema de medición será verificada a intervalos pactados contractualmente entre las partes.	Análisis de acuerdo contractual Productor-Remitente	En la actualidad el gas es entregado a ECOPETROL al Gasoducto Payoa - Barrancabermeja. Se acuerda una periodicidad mensual para la verificación del sistema.

BUENAS PRÁCTICAS METROLÓGICAS			
14	14.1	Con el fin de garantizar las condiciones de similitud con que se maneja un medidor tipo diferencial se debe programar inspecciones internas periódicas, la frecuencia se debe determinar de acuerdo a la calidad del gas que se maneja.	<p>Verificar registros históricos: última fecha de inspección y resultados</p> <p>El equipo de medición fue instalado en Agosto del 2011, de acuerdo a los resultados de las verificaciones periódicas se determina la frecuencia de inspección interna.</p>
CALIDAD Y MUESTREO			
15	15.1	El poder calorífico bruto en base seca del gas natural es mínimo 35,4 MJ/m ³ (950 BTU/pie ³); máximo: 42,8 MJ/m ³ (1.150 BTU/pie ³). Se debe verificar por cromatografía o calorímetro.	<p>Norma ASTM D1826-88 Equipo de Calorimetría.</p> <p>Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía.</p> <p>El poder calorífico es calculado a partir de la composición del gas obtenida mediante muestreo periódico. El valor configurado es de 1068.2 BTU/pie³. El poder calorífico se encuentra dentro del rango exigido por la norma.</p>
	15.2	El contenido de ácido sulfhídrico (H ₂ S) en gas natural como máximo es 6,0 mg/m ³ o 4,3 ppm. Existencia de equipo in-situ	<p>Norma ASTM D4810 Equipo de análisis continuo.</p> <p>No existe compromiso contractual para el cumplimiento del contenido de H₂S.</p>
	15.3	El contenido de azufre total (S) en gas natural como máximo es 23 mg/m ³ o 17,5 ppm. Existencia de equipo in-situ	<p>Norma ASTM D4468. Equipo de análisis continuo.</p> <p>No existe compromiso contractual para el cumplimiento del contenido de Azufre Total.</p>
	15.4	El contenido de Bióxido de carbono en gas natural como máximo es 2 % volumen. Se debe verificar por cromatografía	<p>Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía</p> <p>No existe compromiso contractual para el cumplimiento del contenido de Azufre Total.</p>
	15.5	El contenido de humedad (H ₂ O) en gas natural como máximo es 97 mg/m ³ (6,0 lb/MMPCS). Existencia de equipo in-situ	<p>Norma ASTM D5454 y ASTM D1142.</p> <p>No existe compromiso contractual para el cumplimiento del contenido de Azufre Total.</p>
	15.6	El contenido de inertes (Nitrógeno + Bióxido de carbono) en gas natural como máximo es 5 % volumen. Se debe verificar por cromatografía	<p>Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía</p> <p>No existe compromiso contractual para el cumplimiento del contenido de Azufre Total.</p>
	15.7	El gas se encuentra libre de material sólido como polvo y gomas.	<p>Registro de reclamaciones por parte del transportador o remitentes.</p> <p>No existe compromiso contractual para el cumplimiento del contenido de Azufre Total.</p>
	15.8	El gas se encuentra libre de hidrocarburos líquidos. Dew point 7.2 oC. Existencia de equipo in-situ	<p>Metodología de espejo enfriado</p> <p>No existe compromiso contractual para el cumplimiento del contenido de Azufre Total.</p>
	15.9	El punto de muestreo de los equipos instalados se encuentra localizado en punto que garantiza representatividad.	<p>Verificar en campo la localización del punto de muestreo, la profundidad de la sonda, y la línea de conducción al analizador. Registros de inspección anterior.</p> <p>El sistema de muestreo es directo. La localización del punto de muestreo cumple las exigencias del GPA 2166.</p>
	15.10	Para el muestreo del gas natural se toma como referencia el método internacional 2166-86 expedido por la Gas Processors Association (GPA).	<p>Evaluar cumplimiento de la normativa mediante inspección en campo.</p> <p>Se cumple la normativa de muestreo.</p>
15.11	Para el control de la calidad del gas natural se deben utilizar equipos con tecnología confiable y normatizada.	<p>Verificación en campo.</p> <p>No se disponen de equipos para control de la calidad del gas.</p>	

GESTION Y NORMATIVA CORPORATIVA				
16	16.1	Verificar el compromiso de la alta dirección y/o su representante para con los procedimientos para la determinación de los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de gas.	Se evalúa inicialmente la actividad desarrollada en la determinación del IGSM. Evidenciar registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición.	Existe un compromiso para lograr el aseguramiento metrológico del sistema de medición.
	16.2	Verificar la existencia de los repuestos que exigen los equipos para garantizar una operación confiable.	Análisis de stock de inventarios de repuestos a los componentes del sistema de medición.	Disponen de los repuestos básicos del sistema de medición.
	16.3	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas, procedimientos e instructivos relacionadas con la instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición de gas. Se incluyen las normas AGA, Resoluciones CREG, Decretos de Metrología y estándares de calidad.	Verificar si existe divulgación de las normas. Revisar los históricos de divulgación.	Presentan en campo el archivo de normas y estándares al igual que los procedimientos.
CAPACITACION Y COMPETENCIA				
17	17.1	Verificar la competencia e idoneidad del personal que realiza las actividades de calibración/verificación y seguimiento operacional del sistema de medición. Se incluye el personal asignado, como el supervisor de las actividades, los registros de capacitación y planes a futuro.	Verificar los documentos que certifiquen el nivel de conocimiento y la competencia del personal encargado de los Sistemas de Medición. Verificar registros históricos de la participación del personal en programas de desarrollo en medición de calidad y cantidad de GN.	El personal de campo no posee el conocimiento para garantizar un manejo seguro y confiable del sistema. Recomendación: Se requiere estructurar un programa de capacitación para el personal encargado de la operación del sistema de medición.

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple (valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Planta de Gas Provincia:

Tabla 16. Resultado IGSM Consolidado Planta de Gas Provincia

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS TUBOS DE MEDICIÓN Y PORTAPLATINA						
3	3.1	Los tubos de medición no deben tener conexiones diferentes a las designadas para la toma de presión o termopozo, cualquier conexión o soldadura aguas abajo de la brida debe estar a mínimo 2" aguas abajo de la placa de orificio. Cualquier soldadura aguas abajo dentro de 0.5D o 2" de la cara aguas abajo de la placa debe ser pulida y/o mecanizada hasta encontrar la redondez y rugosidad requerida. Los empaques no deben invadir el área de flujo.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1	2.0%	8.0%
	3.2	La rugosidad del tubo no debe exceder 300 µin Ra cuando la relación de diámetros β es igual o menor a 0,6. La rugosidad del tubo no debe ser menor a 34 µin para todas las relaciones de diámetro.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.1.1.	2.0%	
	3.3	Los tubos deben estar limpios y libres de acumulación de líquidos, aceites, grasas, suciedad u otro material extraño.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.1.3.	1.0%	
	3.4	Las diferencias porcentuales del valor absoluto del diámetro interno del tubo medido debe estar dentro de los límites establecidos por la norma.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.3.1.1. y 2.5.1.3.1.2.	1.0%	
	3.5	No deben existir cambios abruptos en la superficie de los tubos de medición (restricciones, protuberancias, cordones de soldadura) excepto los acondicionadores de flujo.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.3.3.	1.0%	
	3.6	La longitud del tubo de medición aguas arriba de la platina de orificio debe estar acorde a lo descrito en las tablas 2.7 y 2.8 del Reporte AGA 3. La longitud del tubo de medición aguas abajo de la platina de orificio debe estar acorde a lo descrito en las tablas 2.7. y 2.8. del Reporte AGA 3.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con la tolerancia establecida.	AGA 3 2.6.3.2	1.0%	
	3.7	El empaque de la platina que asegura el sello con el portaplatina debe evitar que la platina gire. No se deben presentar fugas en el portaplatina	Revisar el estado del empaque cuando se inspeccione la platina de orificio. Verificar presencia de fugas en el porta-platina en el momento del retiro de la platina de orificio.	AGA 3 2.5.3	0.0%	
TOMAS DE PRESIÓN						
4	4.1	La distancia entre la cara de la placa y el centro de la toma de presión, tanto aguas arriba como aguas abajo debe ser una (1") La tolerancia de la localización de las tomas de presión es de ±0,048" dada en la figura 2-3 del Reporte AGA 3. Las tomas de presión deben estar radiales al tubo. La línea central del agujero de la toma debe intersectar y formar un ángulo recto con el eje axial del tubo.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con la tolerancia establecida. Para un portaplatina de 8" la tolerancia es de 0.125". Inspección visual en campo determina el cumplimiento de este montaje.	AGA 3 2.5.4.1 Y 2.5.4.2	3.0%	3.0%
	4.2	El diámetro de los agujeros de las tomas de presión desde el interior del tubo de medición y a lo largo de la longitud taladrada debe ser 0,5" con un máximo diámetro de 0,516" y un mínimo diámetro de 0,484" para tubos con diámetro nominal mayor a 4". El diámetro de las tomas de presión no se deben reducir dentro de una longitud igual a 2,5 veces el diámetro de la toma medidos desde la superficie interna del tubo. Todas las tomas de presión deben tener una tolerancia de ±0,004" a lo largo de su extensión. No deben existir reducciones del diámetro de la toma de presión por acumulación de grasas, aceites, acumulación de líquidos y/o partículas contaminantes.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.4.3	0.0%	

SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL - LÍNEAS MANOMÉTRICAS						
5	5.1	Los límites para la caída de presión a través de la placa no deben exceder los mostrados en la tabla 2.3. y el anexo 2-E del Reporte AGA 3. Si la caída de presión es superior a lo especificado en las tablas, debe existir un respaldo que brinde conformidad a la placa para caídas de presión superiores.	Verificar los registros históricos de caída de presión para encontrar la máxima caída de presión de acuerdo al espesor de la platina, la relación de diámetros β y el diámetro de la tubería.	AGA 3 2.4.5	2.0%	4.0%
	5.2	No se debe utilizar la línea manométrica para usos diferentes a medir la presión diferencial y estática, no debe existir conexión múltiple.	Inspección en campo.	AGA 3 2.5.4.1	2.0%	
	5.3	Las líneas manométricas deben cumplir con lo especificado en las normas API con respecto a: Longitud, diámetro, accesorios, pendiente, conector dieléctrico y no fugas.	Inspección en campo.	API MPMS 21.1 1.7.2	0.0%	
ELEMENTO SECUNDARIO - PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL						
6	6.1	El transmisor / transductor de presión estática y diferencial debe trabajar dentro de los límites expresados por el fabricante.	Verificación en campo de la presión operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo.	API MPMS 21.1 1.7.1	2.0%	6.0%
	6.2	Los transmisores se encuentran instalados en lugar de fácil acceso para su verificación periódica. Reciben vibración por agentes externos.	Verificación en campo.	API MPMS 21.1 1.7.1	2.0%	
	6.3	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor y realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable presión estática y diferencial, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis.	API MPMS 21.1 1.8.3	2.0%	
SISTEMA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA						
7	7.1	El elemento sensor debería hacer contacto con el fondo del termopozo, en caso contrario, debería existir un líquido conductor. El error máximo del sistema de medición de temperatura considerando la incertidumbre, debería ser menor al especificado por el fabricante, el contrato o en su defecto, por la reglamentación vigente. El área externa del termopozo localizado dentro del tubo de medición, debería estar libre de elementos extraños (Ej. suciedad). La sección de inmersión del termopozo instalado en la tubería, debe estar entre 1/2 y 3/4 del diámetro del tubo.	Realizar inspección en campo. Verificar resultados de verificación del sensor y transmisor de temperatura.	API RP 551 - 5.2.1	0.0%	0.0%
ELEMENTO SECUNDARIO - TEMPERATURA						
8	8.1	El transmisor / transductor de temperatura debe trabajar dentro de los límites expresados por el fabricante. Debe estar localizado en un lugar de fácil acceso.	Verificación en campo de la temperatura operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo. Verificar en campo su localización.	API MPMS 21.1 1.7.1	2.0%	4.0%
	8.2	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor y realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable temperatura, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis.	API MPMS 21.1 1.8.3	2.0%	

COMPUTADOR DE FLUJO						
9	9.1	<p>Para medidores diferenciales el computador de flujo debe cumplir los siguientes requisitos de la norma:</p> <ul style="list-style-type: none"> -La mínima frecuencia de muestreo. -Promedio mínimo cada hora de la presión, temperatura y presión diferencial, también densidad relativa, energía, composición -Registro máximo de una hora de las cantidades totales. Fecha y hora de todos los promedios y totales. -Configuración de Diámetro de referencia (Dr) diámetro de la placa (dr), span de transductores de presión, temperatura y presión diferencial. - Archivo electrónico que incluya mínimo: "as found" y "as left" de los sistemas de medición de presión, temperatura y presión diferencial, también densidad, energía, composición y densidad relativa. -Completo resumen de todas las alarmas y condiciones de error que afecten la medición. -Un resumen diario indicando hora-hora las condiciones y medida de flujo. -Almacenamiento cronológico de todos los eventos que deben ser archivados. 	<p>Evaluar la información del computador de flujo y verificar el cumplimiento de la normatividad vigente.</p>	<p>API MPMS 21.1 1.4.3.1 y 1.5.1.1</p>	3.0%	3.0%
	9.2	<p>El computador debe ser capaz de realizar un audit trail que compile suficiente información para propósitos de verificación diaria y por hora de la cantidad medida. Configuración de variables fijas y volátiles para determinar el flujo medido. La batería de back up debe existir y encontrarse en buenas condiciones. Seguridad de acceso al sistema y tener puesta a tierra.</p>	<p>Proceder a bajar registros históricos hora-hora y día-día; analizar su variación y la presencia de fallas y datos fuera de rango. Revisar que los datos configurados para el cálculo de flujo estén acordes con lo exigido en la Norma. Verificar la instalación de sellos de seguridad, clase de sello, punto de instalación, manejo y numeración.</p>	<p>API MPMS 21.1 1.6.1, y 1.6.4</p>	0.0%	
MEDICIÓN DE CANTIDADES DE VOLUMEN, ENERGÍA Y CALIDAD EN PUNTOS DE ENTRADA						
10	10.1	<p>Para determinar la medición de la cantidad de volumen de gas en punto de entrada, el productor debe disponer a su costo de todos los equipos para una medición confiable.</p>	<p>Verificar en campo la instalación de los equipos de cromatografía, evaluar su comportamiento y sus programas de verificación.</p>	<p>RUT RES. 041 / 2008 5.2.1</p>	0.0%	3.0%
	10.2	<p>El equipo que determina la energía entregada debe garantizar confiabilidad en sus registros.</p>	<p>Determinar la tecnología utilizada y su comportamiento operacional en el tiempo para garantizar confiabilidad en los registros.</p>	<p>RUT RES. 041 / 2008 5.2.2</p>	3.0%	
MEDICIÓN VOLUMÉTRICA						
11	11.1	<p>El volumen de gas natural entregado y tomado del sistema de transporte es el calculado por el transportador a condiciones estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de la medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones AGA.</p>	<p>Verificar en campo la configuración del computador de flujo y los procedimientos de calibración realizados para garantizar la confiabilidad en la medición.</p>	<p>RUT RES. 041 / 2008 5.3</p>	6.0%	6.0%

MEDICIÓN OTRAS VARIABLES						
12	12.1	La supercompresibilidad del gas será determinada por el transportador utilizando la metodología establecida por la AGA (American Gas Association) en el "Manual for Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas"; última edición.	Verificar configuración en campo.	RUT RES. 041 / 2008 5.4.3.	2.0%	6.0%
	12.2	Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica del sitio donde esté el medidor. Se determinará a partir de: barómetro electrónico, información del IDEAM o aplicando la ecuación del AGA 7 del 2006 Apéndice B.	Verificar configuración en campo.	RUT RES. 041 / 2008 5.4.2.	2.0%	
	12.3	El poder calorífico y la densidad relativa del gas entregado en los puntos de entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el transportador mediante mediciones de composición de gas confiables a través de cromatógrafos.	Verificar configuración en campo. Evaluar el comportamiento operacional del cromatógrafo. Análisis de registros históricos de mantenimiento.	RUT RES. 041 / 2008 5.4.4. / 5.4.5.	2.0%	
PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN PRODUCTOR-TRANSPORTADOR						
13	13.1	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.) esta dentro del margen de error de $\pm 1\%$.	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	2.0%	4.0%
	13.2	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calorífico bruto, esta dentro del margen de error de ($\pm 1\%$)	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	0.0%	
	13.3	El error combinado de los diferentes equipos involucrados en la medición no debe ser mayor de $\pm 1\%$	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	1.0%	
	13.4	La exactitud del sistema de medición será verificada por el transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes.	Análisis de acuerdo contractual Productor-Transportador	RUT RES. 041 / 2008 5.5.3.2	1.0%	
BUENAS PRÁCTICAS METROLÓGICAS						
14	14.1	Con el fin de garantizar las condiciones de similitud con que se maneja un medidor tipo diferencial se debe programar inspecciones internas periódicas, la frecuencia se debe determinar de acuerdo a la calidad del gas que se maneja.	Verificar registros históricos: última fecha de inspección y resultados	B.P.M.	1.0%	1.0%

CALIDAD Y MUESTREO						
15	15.1	El poder calorífico bruto en base seca del gas natural es mínimo 35,4 MJ/m ³ (950 BTU/pie ³); máximo: 42,8 MJ/m ³ (1.150 BTU/pie ³). Se debe verificar por cromatografía o calorímetro.	Norma ASTM D1826-88 Equipo de Calorimetría. Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía.	RUT	1.5%	15.5%
	15.2	El contenido de ácido sulfhídrico (H ₂ S) en gas natural como máximo es 6,0 mg/m ³ o 4,3 ppm. Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D4810 Equipo de análisis continuo.	RUT	1.5%	
	15.3	El contenido de azufre total (S) en gas natural como máximo es 23 mg/m ³ o 17,5 ppm. Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D4468. Equipo de análisis continuo.	RUT	1.5%	
	15.4	El contenido de Bióxido de carbono en gas natural como máximo es 2 % volumen. Se debe verificar por cromatografía	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	RUT	1.5%	
	15.5	El contenido de humedad (H ₂ O) en gas natural como máximo es 97 mg/m ³ (6,0 lb/MMPCS). Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D5454 y ASTM D1142.	RUT	1.5%	
	15.6	El contenido de inertes (Nitrógeno + Bióxido de carbono) en gas natural como máximo es 5 % volumen. Se debe verificar por cromatografía	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	RUT	1.5%	
	15.7	El gas se encuentra libre de material sólido como polvo y gomas.	Registro de reclamaciones por parte del transportador o remitentes.	RUT	1.0%	
	15.8	El gas se encuentra libre de hidrocarburos líquidos. Dew point 7.2 oC. Existencia de equipo in-situ	Metodología de espejo enfriado	RUT	1.0%	
	15.9	El punto de muestreo de los equipos instalados se encuentra localizado en punto que garantiza representatividad.	Verificar en campo la localización del punto de muestreo, la profundidad de la sonda, y la línea de conducción al analizador. Registros de inspección anterior.	GPA 2166	1.5%	
	15.10	Para el muestreo del gas natural se toma como referencia el método internacional 2166-86 expedido por la Gas Processors Association (GPA).	Evaluar cumplimiento de la normativa mediante inspección en campo.	GPA 2166	1.5%	
	15.11	Para el control de la calidad del gas natural se deben utilizar equipos con tecnología confiable y normatizada.	Verificación en campo.	RUT	1.5%	

GESTION Y NORMATIVA CORPORATIVA						
16	16.1	Verificar el compromiso de la alta dirección y/o su representante para con los procedimientos para la determinación de los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de gas.	Se evalúa inicialmente la actividad desarrollada en la determinación del IGSM. Evidenciar registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición.	SGC	1.0%	3.0%
	16.2	Verificar la existencia de los repuestos que exigen los equipos para garantizar una operación confiable.	Análisis de stock de inventarios de repuestos a los componentes del sistema de medición.	SGC	1.0%	
	16.3	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas, procedimientos e instructivos relacionadas con la instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición de gas. Se incluyen las normas AGA, Resoluciones CREG, Decretos de Metrología y estándares de calidad.	Verificar si existe divulgación de las normas. Revisar los históricos de divulgación.	SGC	1.0%	
CAPACITACION Y COMPETENCIA						
17	17.1	Verificar la competencia e idoneidad del personal que realiza las actividades de calibración/verificación y seguimiento operacional del sistema de medición. Se incluye el personal asignado, como el supervisor de las actividades, los registros de capacitación y planes a futuro.	Verificar los documentos que certifiquen el nivel de conocimiento y la competencia del personal encargado de los Sistemas de Medición. Verificar registros históricos de la participación del personal en programas de desarrollo en medición de calidad y cantidad de GN.	SGC	0.0%	0.0%
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO					73.0%	

Fuente: Ecopetrol SOM

La Planta de Gas provincia saca un cumplimiento del **73%** de IGSM.

En la inspección se detectaron 12 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas no conformidades se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 2.1, 2.2, 2.4, 2.6, 3.7, 4.2, 5.3, 7.1, 9.2, 10.1, 13.2 y 17.1 esto ocasiono una disminución de 27 puntos en el IGSM.

6.8 IGSM PLANTA DE GAS EL CENTRO

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la Planta de Gas el Centro en su punto de venta de gas a Refinería, en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Tipo Ultrasónica y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Tipo Ultrasónica:

Tabla 17. Lista Verificación Medición Planta de Gas El Centro

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN		OPORTUNIDAD DE MEJORA/RECOMENDACIÓN	
	ASPECTO	PRUEBAS OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)		
MEDIDOR ULTRASÓNICO				
CONDICIONES DE OPERACIÓN				
1	1.1	El medidor como mínimo, deberá operar con cualquier mezcla de gas natural del "rango normal" especificado en el Reporte AGA 8. Esto incluye densidad relativa entre 0,554 (metano puro) y 0,87	Verificar la calidad del gas a medir, analizar registros históricos.	La gravedad específica del gas es de 0.6053, según registro configurado en el computador de flujo. Se mantiene desde la entrada en servicio del medidor en Agosto del 2011. Se encuentra dentro del rango normal especificado en el AGA 8. Recomendación: Actualizar mensualmente la composición del gas.
	1.2	La presión de operación del medidor no debe exceder la presión máxima admisible del medidor.	Verificar las condiciones operacionales de presión registradas en el computador de flujo y compararlas con las especificaciones del medidor ultrasónico.	Presión máxima operacional: 520 psig Presión Mínima operacional: 480 psia Período Evaluado: Nov 05 a Dic 04 del 2011 Datos tomados de los registros del computador de flujo. La condición de presión cumple el rango especificado por el fabricante. ANSI 300. Presión máxima 750 psig
	1.3	La temperatura del fluido deberá estar dentro de las especificaciones dadas por el fabricante.	Verificar las condiciones operacionales de temperatura registradas en el computador de flujo y compararlas con las especificaciones del medidor ultrasónico.	Temperatura máxima operacional: 88 o F Temperatura Mínima operacional: 172.0 oF Período Evaluado: Nov 05 a Dic 04 del 2011. Datos tomados de los registros del computador de flujo. El sistema opera dentro del rango especificado por el fabricante. -4 oF a 212 oF.
	1.4	El caudal de operación deberá estar dentro del alcance especificado por el fabricante.	Verificar las condiciones operacionales de flujo volumétrico registrados en el computador de flujo y compararlas con las especificaciones del medidor ultrasónico.	Flujo volumétrico máximo operacional: 11800 Mpcsd Flujo volumétrico mínimo operacional: 9800 Mpcsd Período Evaluado: Nov 05 a Dic 04 del 2011. Datos tomados del computador de flujo. El sistema opera dentro del rango especificado por el fabricante. Para una presión de operación de 500 psig el flujo mínimo es de 1.93 MMpcsd y el flujo máximo es de 70.07 MMpcsd. El medidor opera en el rango de 14 % al 16%.
	1.5	El perfil de flujo asimétrico que entra al mismo, puede afectar la exactitud del medidor.	Verificar la instalación para garantizar perfil de velocidad uniforme. Confrontar registros históricos de auto-diagnóstico disponible en el medidor ultrasónico	El arreglo de tubería aguas arriba del medidor verificado en campo garantiza un perfil uniforme de flujo a la entrada del medidor.
	1.6	El ruido acústico en el mismo rango de frecuencia del medidor interfiere la detección de los pulsos y la medición del tiempo de tránsito.	Verificar la instalación para garantizar la no presencia de ruido acústico. Confrontar registros históricos de auto-diagnóstico disponible en el medidor ultrasónico	El sistema no tiene instalados equipos que inducen ruido interno al fluido. En el auto-diagnóstico se confirma la incidencia en la correcta operación del sistema ultrasónico.

REQUISITOS DEL MEDIDOR				
2	2.1	El diámetro interno del medidor será constante dentro del 0,5% del diámetro interno promedio para la sección de medición.	Medición en campo y/o laboratorio de calibración de las condiciones internas del spool ultrasónico.	Se verificaron los diámetros internos medidos en fábrica en los documentos de despacho del medidor. Cumple la normativa de máxima desviación del 0.5%.
	2.2	Al menos una toma de presión será provista en el cuerpo del medidor para medición de la presión estática. La presión estática para efectos de corrección de volumen será medida en este punto.	Verificación en campo de la existencia y uso de la toma de presión estática.	La toma de presión está localizada en el cuerpo del medidor y es usada de manera correcta. Diámetro toma de presión: 1/2". La localización en el cuerpo del spool no permite la acumulación de sólidos que afecten la señal de presión.
	2.3	La placa de identificación y marcas deben ser hechas de materiales que no se deterioren o pierdan intensidad cuando el medidor es colocado a la intemperie.	Inspección de campo y comparación con datos del fabricante y los configurados en la SPU.	La placa de identificación del elemento primario se encuentra legible, permite verificar la información del spool configurada en la SPU como en el computador de flujo.
	2.4	Los transductores deben estar marcados con un número de serie permanente.	Inspección en campo. Comparar con datos del catálogo del fabricante.	La información en cuerpo del medidor de los transductores se encuentra legible. La geometría de los transductores consignada en la placa es legible.
2.5	2.5	Será posible reemplazar la SPU o cualquier módulo en campo sin afectar significativamente el desempeño del medidor (dentro de los límites dados por el numeral 5.1. de AGA 9)	Verificar en catálogos del fabricante las condiciones de reemplazo de los transductores.	En los catálogos del fabricante se confirma el reemplazo de la SPU sin afectar la confiabilidad del medidor, se debe hacer por el proveedor del equipo.
	2.6	Chaqueta de los cables, plásticos y otras partes expuestas deben ser resistentes a luz ultravioleta, calor, aceites y grasas.	Inspección en campo. Verificar especificaciones del fabricante.	Los cables de alimentación y las partes expuestas a agentes externos se encuentran protegidas para garantizar su integridad.
	2.7	Se deben reemplazar o reubicar transductores, cables, partes electrónicas sin cambios significativos en el desempeño del medidor. El fabricante deberá proveer suficiente información para demostrar que los cambios no son influyentes.	Verificar en catálogos del fabricante.	En los catálogos del fabricante se confirma la posibilidad de reemplazo de los transductores sin perder la confiabilidad del medidor. Se debe verificar con el proveedor del equipo el no cambio en la geometría de la localización interna.
REQUISITOS DE DESEMPEÑO				
3	3.1	Repetibilidad: $\pm 0,2\%$ ($0,1 Q_{max} \leq Q_i \leq Q_{max}$) $\pm 0,4\%$ ($Q_{min} \leq Q_i \leq 0,1 Q_{max}$) Resolución del medidor debe ser: 0,001 m/s Intervalo de muestreo ≤ 1 segundo Lectura a cero flujo $< 0,020$ ft/s (6 mm/s) para cada trayectoria. Máximo error: $\pm 0,7\%$ de $0,1 Q_{max} \leq Q_i \leq Q_{max}$ $\pm 1,4\%$ de $Q_{min} \leq Q_i \leq 0,1 Q_{max}$ Máximo error pico a pico: $\pm 0,7\%$ de $0,1 Q_{max} \leq Q_i \leq Q_{max}$ $\pm 1,4\%$ de $Q_{min} \leq Q_i \leq 0,1 Q_{max}$	Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la norma. Evaluar configuración de la SPU.	La información contenida en los certificados suministrados por el fabricante son analizados y comparados con los exigidos por la norma AGA 9 a saber: <p style="text-align: right;">Repetibilidad: 0.2% en un rango de velocidad entre 5 - 100 pies/seg.</p> Cumple. Intervalo de Muestreo: 1.0 seg. Cumple Lectura de cero flujo: $< 0,020$ ft/s. Si Cumple. Máximo error especificado por el fabricante 0,1 $Q_{max} \leq Q_i \leq Q_{max}$: 0.3% con calibración en Fábrica con Flujo. Cumple

REQUISITOS DE PRUEBA PARA EL PAQUETE DE MEDICIÓN Y EL MEDIDOR				
4	4.1	Certificado de mediciones dimensionales del medidor, expedido por el fabricante.	Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la norma.	Se dispone de información del fabricante donde se verifica las dimensiones internas del medidor y su correcta configuración en la SPU.
	4.2	Si la SOS medida es comparada con un valor teórico, el valor calculado deberá ser empleado en la ecuación de estado dada por el Reporte AGA 10. "Speed of sound in natural gas and other related hydrocarbon gases"	Analizar reportes de auto-diagnóstico y AGA 10.	Durante la inspección no se realiza el autodiagnóstico operacional del medidor, el personal no se encuentra capacitado. Recomendación: El autodiagnóstico del medidor ultrasónico es la herramienta para evaluar el comportamiento operacional del medidor por lo que es urgente capacitar al personal y programar la actividad mensualmente.
	4.3	Es un requisito que todos los paquetes de medición para transferencia de custodia, sean calibrados en un banco de calibración o con un sistema de calibración trazable a patrones reconocidos internacionalmente. (El paquete de medición esta compuesto por: medidor, tubos de medición, termopozo, sondas de muestreo y acondicionador de flujo)	Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la norma.	Se dispone de certificados de calibración flujo volumétrico en laboratorio acreditado (CEESI). Fecha de calibración: 03 Septiembre del 2010
	4.4	Los factores de ajuste de calibración deberán ser aplicados para eliminar cualquier desvío del error indicado por el medidor.	Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la norma.	Los factores de ajuste resultado de la calibración en fábrica configurados en la SPU para disminuir los errores en las lecturas de flujo son: 1.0084 para 1720255 pcsd 1.0057 para 1196671.3 pcsd 1.0071 para 876360.0 pcsd 1.0075 para 514672.8 pcsd 1.0085 para 262490.4 pcsd 1.0107 para 86553.6 pcsd
CONDICIONES DE INSTALACIÓN				
5	5.1	Para asegurar que el sistema instalado cumple con los requisitos de desempeño requerido, el fabricante debe especificar una de las siguientes recomendaciones: 1. La mínima longitud de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor, con o sin acondicionador de flujo, bajo la cual no se genera un error en la medición mayor a 0,3% debido a efectos de instalación. 2. El máximo disturbio de flujo permisible (ángulo de swirl, asimetría del perfil de velocidades, intensidad de turbulencia, etc.) en la brida aguas arriba del medidor o en alguna distancia axial especificada aguas arriba del medidor, bajo la cual no se genera un error en la medición mayor al 0,3% por efectos de	Determinar en campo localización usando equipos calibrados.	Longitud recta aguas arriba: Medidor a Rectificador de flujo: 60" Norma: 60" . Cumple Rectificador de flujo a accesorio: 60" Norma: 60". Cumple Longitud recta aguas abajo: Tramo recto: 34" Norma: 30". Cumple Arreglo de tubería aguas arriba no afecta el perfil de velocidad. Los valores de rugosidad interna se encuentran en los certificados de fábrica. Cumple los valores de norma.
	5.2	El medidor y los tubos adyacentes deben tener el mismo diámetro nominal, dentro del 1% y deben ser cuidadosamente alineados.	Determinar en campo localización usando equipos calibrados. Verificar documentos del fabricante.	Diámetro tubería aguas arriba: 6.065" Diámetro tubería aguas abajo: 6.065" Diámetro tubería pool ultrasónico: 6.0644" No se presentan diferencias superiores al 1% entre los diámetros del sistema. Datos obtenidos del certificado de fábrica.

	5.3	El medidor no debe ser instalado en lugares donde los niveles de frecuencia puedan alcanzar la frecuencia natural del medidor.	Realizar inspección en campo.	El medidor se encuentra instalado en un sitio donde no existe interferencia por frecuencia que afecte la exactitud del sistema.
	5.4	El termopozo debe estar entre 2D y 5D aguas abajo del medidor.	Realizar inspección en campo.	El termopozo se encuentra localizado aguas abajo del medidor a una distancia de 24". Norma: 12" - 30". Cumple.
5	5.5	Se recomienda la instalación de un acondicionador de flujo para disminuir severos disturbios del perfil de flujo aguas arriba del medidor.	Verificar documentos de montaje y/o realizar inspección en campo	El sistema posee rectificador de flujo. El tipo es profiler y su instalación cumple con la norma.
	5.6	La acumulación de depósitos debido a mezcla de suciedades, condensados y/o aceite lubricante debe ser evitado.	Realizar inspección en campo. Periodicidad de acuerdo a la calidad del gas a medir	La calidad del gas no afecta la condición interna del spool por depósitos de condensados y/o sólidos.
	5.7	Las líneas manométricas deben cumplir con lo dispuesto en el API MPMS Capítulo 21.1, numeral 1.7.2 en cuanto respecta a: diámetro interno uniforme, pendiente de una pulgada por pie hacia el elemento primario, válvulas de bloqueo tipo full port, longitud mínima, ausencia de fugas, condiciones de pulsación eliminadas.	Inspección campo.	Las líneas manométricas no poseen conector dieléctrico. Cumplen las restantes exigencias de la norma de construcción. Recomendación: Instalar conector dieléctrico para proteger el transmisor.
	5.8	El elemento sensor debe hacer contacto con el fondo del termopozo, en caso contrario, debe existir un líquido conductor. La sección de inmersión del termopozo instalado en la tubería, debe estar entre 1/2 y 3/4 del diámetro del tubo. El área externa del termopozo localizado dentro del tubo de medición, debe estar libre de elementos extraños (Ej. suciedad)	Realizar inspección en campo. Hacer medición de longitudes.	El termopozo tiene una longitud de 7". La RTD penetra hasta el fondo del termopozo. Su posición al interior de la tubería es correcta. Cumple la norma de 1/3 a 2/3 del diámetro de área de flujo. Durante la inspección se verifica la no presencia de sólidos que afecte la señal de temperatura.
ELEMENTO SECUNDARIO - PRESIÓN ESTÁTICA Y TEMPERATURA				
6	6.1	Los transmisores / transductores de presión y temperatura deben trabajar dentro los límites expresados por el fabricante. El rango del transmisor configurado en campo se encuentra dentro del rango operacional del sistema.	Verificación en campo de la temperatura y presión operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo.	La exactitud del transmisor multivariable Fisher MVS 205 de presión estática es de 0.1%, cumple la exactitud exigida para un sistema de transferencia de custodia. (máximo 0.1%). El rango especificado en campo para el transmisor es de 0-800 psig cumple los valores operacionales de presión. Los valores operacionales de presión registran entre el 60% y el 62% del rango del transmisor, encontrándose en el rango de mayor exactitud. (20 al 80%). No se presentan valores por fuera del rango del transmisor. El sistema no posee transmisor de temperatura, la señal de la RTD va directa en ohmios al computador de flujo. El rango de la RTD esta dentro del rango operacional. Máxima desviación permitida en la RTD es de 0.5 ° F.
	6.2	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor. La calibración de los sistema de medición de presión y temperatura debe realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis. Existencia de formatos, archivo de actas de calibración, procedimientos escritos, frecuencia de verificación. Verificar certificados de calibración de los patrones usados en la calibración: fecha, exactitud y trazabilidad.	El proceso de calibración cumple las guías fijadas en el MPMS 21.1. No se presentan errores que justifiquen los ajustes. Verifican la instrumentación asociada con frecuencia mensual. los patrones poseen certificados expedidos por CS CALIBRATION SERVICE laboratorio no acreditado para pruebas de presión y temperatura. Recomendación: Los patrones deben ser calibrados en laboratorios debidamente acreditados por la SIC.

COMPUTADOR DE FLUJO				
7	7.1	Para medidores lineales: La mínima frecuencia de muestreo para una entrada dinámica debe ser de cinco segundos.	Evaluar la información del computador de flujo y verificar el cumplimiento de la normatividad vigente	La señal de pulsos como presión y temperatura es muestreada cada segundo con promediación lineal.
		Promedio mínimo cada hora de la presión y temperatura. Registro máximo de una hora de las cantidades totales corregidas y no corregidas. Fecha y hora de todos los promedios y totales.		Se verifican los registros de presión y temperatura hora-hora al igual que los volúmenes corregidos y no corregidos. Cumple los requisitos del MPMS 21.1
		Meter factor y/o k-factor, y la calibración del span de los sistemas de medición de presión y temperatura.		El valor configurado del K-Factor en el computador de flujo es de 440.816 pulsos/pie ³ . El configurado en la SPU del medidor ultrasónico es de 440.816 pulsos/pie ³ . Se presenta concordancia.
		Archivo electrónico que incluya mínimo: "as found" y "as left" de los sistemas de medición de presión, temperatura, k-factor y meter factor. Completo resumen de todas las alarmas y condiciones de error que afecten la medición.		Se dispone de información de registro de los valores de calibración así como alarmas que consignan fallas e intervenciones al equipo.
		Almacenamiento cronológico de todos los eventos que deben ser archivados.		Se dispone de información de los eventos que ocurren en el equipo por su intervención.
7.2	El computador debe ser capaz de realizar un audit trail que compile suficiente información para propósitos de verificación diaria y por hora de la cantidad medida.	Proceder a bajar registros históricos hora-hora y día-día y analizar su variación y la presencia de fallas y datos fuera de rango.	El computador almacena información de 90 días.	
7.3	Configuración de variables fijas y volátiles para determinar el flujo medido.	Revisar que los datos configurados para el cálculo de flujo estén acordes con lo exigido en la norma.	El valor configurado de presión atmosférica cumple los requisitos exigidos por el RUT que determina que debe ser la presión local determinada por el AGA 7 Apéndice B. Presión Atmosférica configurada: 14.57 psia	
7	7.4	La batería back up debe existir y encontrarse en buenas condiciones.	Revisar la existencia y condición de la alimentación de emergencia	El computador de flujo es alimentado con la red de energía de la planta de gas.
		Seguridad de acceso al sistema.	Verificar la instalación de sellos de seguridad, clase de sello, punto de instalación, manejo y numeración.	No se instalan sellos de seguridad. No se requiere su instalación.
		Puesta a tierra.	Verificar la instalación a tierra, estado y localización.	El computador de flujo posee conexión a tierra.
MEDICIÓN DE VOLUMEN Y ENERGIA PUNTOS DE SALIDA				
8	8.1	Para determinar la Medición de las Cantidades de Energía y la Calidad del Gas en Puntos de Salida el remitente debe disponer a su costo de todos los equipos para medir el volumen, la calidad debe ser garantizada por el transportador. El transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y determinar la calidad del gas en los puntos de salida del sistema de transporte.	Verificar en campo la instalación de los equipos de medición y evaluar el procedimiento que garantice la calidad del gas a entregar por parte del transportador.	El punto de medición es considerado punto de entrega de producción al remitente la Refinería. En campo se encuentran instalados los equipos requeridos por la norma para determinar el volumen y energía del gas a saber: Elemento Primario: Medidor ultrasónico 6" Elemento Secundario: Multivariable Fisher MVS 205R Elemento Terciario: Computador de flujo Floboss 107 La composición del gas se ha mantenido fija desde la entrada en operación del medidor en Septiembre pasado. Recomendación: Para garantizar exactitud en la medición es necesario actualizar mensualmente la composición del gas.
MEDICIÓN VOLUMÉTRICA				
9	9.1	El volumen de gas natural entregado es el calculado a condiciones estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de la medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones AGA.	Verificar en campo la configuración del computador de flujo y los procedimientos de calibración realizados para garantizar la confiabilidad en la medición.	El sistema de medición cumple todas las normativas para garantizar la confiabilidad en los registros volumétricos La ecuación de flujo usada corresponde a la fijada para medidores tipo lineal y el procedimiento cumple los requerimientos del MPMS 21.1 Recomendación: Para garantizar exactitud en la medición es necesario actualizar mensualmente la composición del gas.

MEDICIÓN OTRAS VARIABLES				
10	10.1	La supercompresibilidad del gas será determinada por el Transportador utilizando la metodología establecida por la AGA (American Gas Association) en el "Manual for Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas"; última edición.	Verificar configuración en campo	Se tiene configurado el Método Detallado AGA 8.
	10.2	Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica del sitio donde este el medidor. Se determinará a partir de: barómetro electrónico, información del IDEAM o aplicando la ecuación del AGA 7 del 2006 Apéndice B.	Verificar configuración en campo	Se tiene configurado un valor de presión atmosférica de 14.57 psia
	10.3	El poder calorífico y la densidad relativa del gas entregado será establecido mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos en situ o por muestreo.	Verificar configuración en campo	Los datos de la composición del gas, así como la densidad relativa y el poder calorífico del gas son calculados mediante muestreos pero la información no es configurada en el computador de flujo. Recomendación: Para garantizar exactitud en la medición es necesario actualizar mensualmente la composición del gas.
PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN				
11	11.1	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura) está dentro del margen de error de $\pm 1\%$.	Verificar resultados de calibración en campo.	La desviación de las variables presión estática en el proceso de verificación/calibración se encuentran dentro del margen de error permitido por el fabricante del transmisor. La desviación de las variables temperatura en el proceso de verificación /calibración se encuentran dentro del margen de error permitido por la norma (máximo error 0.5 o F).
	11.2	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la densidad relativa y el poder calorífico bruto, está dentro del margen de error de ($\pm 1\%$)	Verificar resultados de calibración en campo.	La composición del gas, su densidad relativa y el poder calorífico se fijan mensualmente. Condición que no se cumple pues los valores se encuentran sin cambio desde la puesta en servicio del sistema de medición. Recomendación: Para garantizar exactitud en la medición es necesario actualizar mensualmente la composición del gas.
	11.3	El error combinado de los diferentes equipos involucrados en la medición no debe ser mayor de $\pm 1\%$	Verificar resultados de calibración en campo.	La combinación de errores detectados en los equipos que registran las variables para el cálculo de volumen no superan el 1% total. Error del elemento primario: 0.3% (calibrado con flujo en fábrica). Error transmisor de presión: 0.1% Error Señal de Temperatura: 0.5% Error del elemento terciario: 0.05%.
	11.4	La exactitud del sistema de medición será verificada por el transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes.	Verificar resultados de calibración en campo.	La verificación del sistema de medición se realiza mensualmente

BUENAS PRÁCTICAS METROLÓGICAS				
12	12.1	Si el medidor y la electrónica asociada están expuestos a la luz solar directa, se recomienda instalar protección.	Realizar inspección en campo.	El medidor dispone de techo para minimizar la afectación de la temperatura ambiental
	12.2	Operar el medidor a velocidades tan bajas como 2 ft/seg, puede incurrir en incertidumbre en la medición por gradientes térmicos a través de la tubería.	Verificar condiciones operacionales con registros históricos	No se presentan valores de velocidad cercanos a la condición límite especificada por el fabricante.
	12.3	El sistema debe contener una función "watch-dog-timer" para asegurar la restauración automática de la SPU en caso de un evento de falla.	Verificar configuración SPU	En los catálogos del fabricante se especifica la configuración del "watch dog reset" en el medidor ultrasónico.
	12.4	Una función de cutt-off debe estar provista para marcar flujo cero por debajo de un valor mínimo.	Verificar configuración SPU	En la configuración se dispone un cutt-off de 0.25 pies/seg.
	12.5	La tecnología MARK III optimiza la incertidumbre del sistema de medición ultrasónico respecto al sistema MARK II.	Realizar inspección en campo.	El sistema de medición posee tecnología MARK III.
	12.6	El grado de protección y cableado del SPU debería cumplir con los requisitos de seguridad Clase 1 División 2, grupo D, área peligrosa como mínimo.	Realizar inspección en campo.	El sistema cumple los requisitos de seguridad.
	12.7	El operador debe disponer de los parámetros de referencia: - Niveles de ganancia automática de las trayectorias - Tiempo de tránsito de las trayectorias - Velocidad de flujo axial a través del medidor - Velocidad de flujo para cada trayectoria acústica - Velocidad del sonido a lo largo de cada trayectoria - Promedio de la velocidad del sonido - Velocidad del intervalo de muestreo - Intervalo de tiempo promedio - Porcentaje de pulsos aceptados por cada trayectoria - Estado y medición de los indicadores de calidad - Indicadores de falla y alarmas	Verificar cobertura de registros de auto-diagnóstico.(Software de mantenimiento)	El sistema facilita la evaluación del comportamiento del medidor mediante uso de un software de auto-diagnóstico. El personal asignado no posee la capacitación para desarrollar esta actividad. Recomendación: Para garantizar la confiabilidad del sistema ultrasónico es necesario verificar el comportamiento operacional mediante el software dispuesto para ese fin, para lo cual se debe capacitar al personal a fin de realizar el autodiagnóstico e interpretar sus resultados.
	12.8	Los códigos de la SPU, así como las constantes de cálculo y parámetros de programación, deben ser almacenados en una memoria no volátil.	Verificar configuración SPU	El sistema facilita la evaluación de los registros configurados en la SPU para determinar el cumplimiento de las guías trazadas por el fabricante. No se presentan desviaciones de configuración de la SPU respecto a lo ordenado por el fabricante, la SPU realiza el envío de pulsos corregidos de acuerdo a los valores de ajuste. La geometría del spool se encuentra correctamente configurada.

12	12.9	La SPU debe ser configurable local o remotamente.	Verificar configuración SPU	La SPU se encuentra configurada localmente
	12.10	El software debería ser capaz de mostrar y almacenar las siguientes mediciones: - Caudal a condiciones de línea - Velocidad promedio - Velocidad del sonido promedio - Velocidad del sonido a lo largo de cada trayectoria - Calidad de la señal acústica de cada transductor	Verificar configuración SPU	Mediante la comunicación de la SPU con un portátil y mediante el uso del CUI - DELUXE es posible obtener un diagnóstico completo de la operación del medidor ultrasónico. Esta actividad no se realiza pues el personal asignado a verificar el sistema de medición no posee el conocimiento de la actividad. Recomendación: Capacitar al personal en el uso del software de autodiagnóstico CUI-DELUXE para garantizar la confiabilidad del medidor.
	12.11	Debe ser posible visualizar e imprimir la configuración de los parámetros de medición de flujo usados por la SPU.	Verificar configuración SPU	La configuración de la SPU es confrontada con la indicada en fábrica y los datos de placa del medidor.
	12.12	El operador debería disponer de una línea base con información correspondiente a: - Tiempo de tránsito de las trayectorias (si es disponible) - Control de ganancias automáticas de las trayectorias (AGC) - Velocidad del sonido por trayectoria - Velocidad del sonido promedio en el medidor - Velocidad de flujo promedio en el medidor (donde es aplicable) - Volumen no corregido en el medidor (Donde es aplicable) durante la calibración en seco del medidor. - Flujo de calibración - Instalación inicial.	Verificar registros históricos, archivos y documentos de condiciones operacionales del medidor	En los reportes mensuales de verificación del sistema ultrasónico se debe consignar la información histórica del diagnóstico del medidor para establecer una línea de comportamiento. De esta manera se facilita observar cambios que pueden afectar la exactitud del medidor. Recomendación: Una vez se inicie el programa de verificación de comportamiento operacional del medidor ultrasónico se debe consignar los resultados en tablas que facilite observar cambios que puede afectar la exactitud del medidor.
	12.13	Se debe contar con un programa óptimo de inspección visual y mantenimiento (limpieza). El programa debe ser a intervalos de acuerdo a la calidad del gas para garantizar confiabilidad en la medición.	Verificar registros históricos de inspección interna, establecer condiciones y determinar periodicidad.	El medidor fue instalado en septiembre del 2011. . El autodiagnóstico determina el momento que el medidor requiere limpieza interna.
12	12.14	El diagnóstico "performance" por trayectoria debería ser del 100%	Verificar registros históricos, archivos y documentos de condiciones operacionales del medidor	No se dispone d einformación pues no se realiza el autodiagnóstico al medidor ultrasónico Recomendación: Planear la capacitación del personal en medidores ultrasónicos.

CALIDAD Y MUESTREO				
	13.1	El poder calorífico bruto en base seca del gas natural debe estar en el rango de 950 BTU/pie3 y 1150 BTU/pie3	Norma ASTM D1826-88	El poder calorífico es calculado por muestreo para análisis cromatográfico. Valor 1038.55 BTU/pie3. Valor fijo. El poder calorífico se encuentra dentro del rango exigido en el acuerdo entre VPR y VPR FIS-R-001 de Febrero 14 del 2007. (950-1150 BTU/pie3).
	13.2	El contenido de ácido sulfhídrico (H2S) en gas natural como máximo es 6.0 mg/m3 o 4.3 ppm	Norma ASTM D4810 Equipo de análisis continuo.	El acuerdo entre VPR y VPR FIS-R-001 de Febrero 14 del 2007 no incluye especificación de contenido de H2S
	13.3	El contenido de azufre total (S) en gas natural como máximo es 23 mg/m3 o 17.5 ppm	Norma ASTM D4468. Equipo de análisis continuo.	El acuerdo entre VPR y VPR FIS-R-001 de Febrero 14 del 2007 no incluye especificación de contenido de azufre total
	13.4	El contenido de Bióxido de carbono en gas natural como máximo es 2 % Volumen	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	El acuerdo entre VPR y VPR FIS-R-001 de Febrero 14 del 2007 no incluye especificación de Bióxido de carbono
	13.5	El contenido de humedad (H2O) en gas natural como máxima es 97mg/m3 (6.0 lb/MMPCs)?	Norma ASTM D5454 y ASTM D1142 Equipos portátiles o continuos	Se realizan muestreos diarios de humedad. Valores de humedad 10-15 lbs/MMpc. El acuerdo entre VPR y VPR FIS-R-001 de Febrero 14 del 2007 fija un contenido máximo de 6.0 lbs/MMpc. Recomendación: Revisar la condición operacional de la planta de deshidratación con glicol. Evaluar las diferentes variables del proceso tales como temperatura del gas y rata de circulación de glicol.
	13.6	El contenido de inertes (Nitrógeno + Bióxido de carbono) en gas natural como máximo es 5 % Volumen	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	El acuerdo entre VPR y VPR FIS-R-001 de Febrero 14 del 2007 no incluye especificación de contenido de inertes
	13.7	El gas se encuentra libre de material sólido como polvo y gomas.	Inspección visual mediante muestreo.	El acuerdo entre VPR y VPR FIS-R-001 de Febrero 14 del 2007 no incluye especificación de contenido de material sólido.
	13.8	El gas se encuentra libre de hidrocarburos líquidos.	Metodología de espejo enfriado	El acuerdo entre VPR y VPR FIS-R-001 de Febrero 14 del 2007 no incluye especificación de dew point de hidrocarburos.
	13.9	El punto de muestreo se encuentra localizado en punto que garantiza representatividad.	Verificar en campo la localización del punto de muestreo, la profundidad de la sonda, y la línea de conducción al analizador.	Se dispone de puntos de muestreo aguas abajo del medidor.
	13.10	Para el muestreo del gas natural se toma como referencia el método internacional 2166-86 expedido por la Gas Processors Association (GPA)	Evaluar cumplimiento de la normativa mediante inspección en campo.	No se cumple la normativa para el punto de muestreo.
13	13.11	Para el muestreo del gas natural se utilizan analizadores en línea o equipos portátiles.	Verificación en campo.	Se usan equipos de laboratorio y portátiles para humedad.

GESTIÓN Y NORMATIVA CORPORATIVA				
14	14.1	Verificar que la alta dirección y/o el representante haga cumplir el ciclo PHVA a los índices de gestión de los sistemas de medición de gas.	Se evidencian registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición.	El equipo de Metrología presenta de un programa de verificación del sistema pero no disponen de ciertas herramientas para garantizar la confiabilidad del sistema. Recomendación: Disponer de patrones con certificados de calibración acreditados, capacitar al personal en medición ultrasónica.
	14.2	Verificar la existencia de un programa de inspecciones internas y auditorías externas que determinen las no conformidades que afecten la confiabilidad del sistema de medición.	Evidenciar copia de la última auditoría, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	El sistema de medición se encuentra dentro del programa de auditoría periódica, el actual sistema ultrasónico reemplaza el anterior sistema tipo diferencial que presentaba problemas de confiabilidad.
	14.3	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas, procedimientos e instructivos relacionados con la instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición de gas. Se incluyen las normas AGA, Resoluciones CREG, Decretos de Metrología y estándares de calidad.	Verificar si existe divulgación de las normas. Revisar los históricos de divulgación.	El equipo de Metrología posee en archivo las normas y procedimientos relacionados con las actividades que se realizan para garantizar confiabilidad operativa de los sistemas de medición de gas natural.
CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA DEL PERSONAL				
15	15.1	Verificar la competencia e idoneidad del personal que realiza las actividades de calibración/verificación y seguimiento operacional del sistema de medición. Se incluye el personal asignado, como el supervisor de las actividades, los registros de capacitación y planes a futuro.	Verificar los documentos que certifiquen el nivel de conocimiento y la competencia del personal encargado de los Sistemas de Medición. Verificar registros históricos de la participación del personal en programas de desarrollo en medición de calidad y cantidad de GN.	El personal asignado a la verificación del sistema de medición ultrasónico no conoce en detalle los procedimientos para determinar el comportamiento operacional del medidor. Recomendación: Estructurar programas de formación en medición ultrasónica al personal asignado al seguimiento de la medición del gas.

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple (valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Planta de Gas el Centro:

Tabla 18. Resultado IGSM Consolidado Planta de Gas el Centro

ÍTEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN			PESO POR PRUEBA	PESO POR ÍTEM	
	ASPECTO	PRUEBAS OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR	RESOLUCIÓN NORMA			
MEDIDOR ULTRASÓNICO						
CONDICIONES DE OPERACIÓN						
1	1.1	El medidor como mínimo, deberá operar con cualquier mezcla de gas natural del "rango normal" especificado en el Reporte AGA 8. Esto incluye densidad relativa entre 0,554 (metano puro) y 0,87	Verificar la calidad del gas a medir, analizar registros históricos.	AGA 9 3.1.	2.0%	12.0%
	1.2	La presión de operación del medidor no debe exceder la presión máxima admisible del medidor.	Verificar las condiciones operacionales de presión registradas en el computador de flujo y compararlas con las especificaciones del medidor ultrasónico.	AGA 9 3.2.	2.0%	
	1.3	La temperatura del fluido deberá estar dentro de las especificaciones dadas por el fabricante y/o el RUT.	Verificar las condiciones operacionales de temperatura registradas en el computador de flujo y compararlas con las especificaciones del medidor ultrasónico.	AGA 9 3.3.	2.0%	
	1.4	El caudal de operación deberá estar dentro del alcance especificado por el fabricante.	Verificar las condiciones operacionales de flujo volumétrico registrados en el computador de flujo y compararlas con las especificaciones del medidor ultrasónico.	AGA 9 3.4.	2.0%	
	1.5	El perfil de flujo asimétrico afecta la exactitud del medidor.	Verificar la instalación para garantizar perfil de velocidad uniforme. Confrontar registros históricos de auto-diagnóstico disponible en el medidor ultrasónico	AGA 9 3.5.	2.0%	
	1.6	El ruido acústico en el mismo rango de frecuencia del medidor interfiere la detección de los pulsos.	Verificar la instalación para garantizar la no presencia de ruido acústico. Confrontar registros históricos de auto-diagnóstico disponible en el medidor ultrasónico	AGA 9 3.6.	2.0%	

REQUISITOS DEL MEDIDOR						
2	2.1	El diámetro interno del medidor en la sección medida será de diámetro constante dentro del 0,5% del diámetro interno promedio para la sección medida.	Medición en campo y/o laboratorio de calibración de las condiciones internas del spool ultrasónico.	AGA 9 4.3.3.	2.0%	7.0%
	2.2	Al menos una toma de presión será provista en el cuerpo del medidor para medición de la presión estática. La presión estática para efectos de corrección de volumen será medida en este punto.	Verificación en campo de la existencia y uso de la toma de presión estática.	AGA 9 4.3.5.	1.5%	
	2.3	La placa de identificación y marcas deben ser hechas de materiales que no se deterioren o pierdan intensidad cuando el medidor es colocado a la intemperie.	Inspección de campo y comparación con datos del fabricante y los configurados en la SPU.	AGA 9 4.3.7.	0.5%	
	2.4	Los transductores deben estar marcados con un número de serie permanente.	Inspección en campo. Comparar con datos del catálogo del fabricante.	AGA 9 4.4.4.	0.5%	
	2.5	Será posible reemplazar la SPU o cualquier módulo en campo sin afectar significativamente el desempeño del medidor (dentro de los límites dados por el numeral 5.1. de AGA 9)	Verificar en catálogos del fabricante las condiciones de reemplazo de los transductores.	AGA 9 4.5.1.	1.0%	
	2.6	Chaqueta de los cables, plásticos y otras partes expuestas deben ser resistentes a luz ultravioleta, calor, aceites y grasas.	Inspección en campo. Verificar especificaciones del fabricante.	AGA 9 4.5.3.	0.5%	
	2.7	Se deben reemplazar o reubicar transductores, cables, partes electrónicas sin cambios significativos en el desempeño del medidor. El fabricante deberá proveer suficiente información para demostrar que los cambios no son influyentes.	Verificar en catálogos del fabricante.	AGA 9 4.5.4.	1.0%	

REQUISITOS DE DESEMPEÑO						
3	3.1	Repetibilidad: $\pm 0,2\%$ ($0,1 Q_{max} \leq Q_i \leq Q_{max}$) $\pm 0,4\%$ ($Q_{min} \leq Q_i \leq 0,1 Q_{max}$) Resolución del medidor debe ser: 0,001 m/s Intervalo de muestreo ≤ 1 segundo Lectura a cero flujo $< 0,020$ ft/s (6 mm/s) para cada trayectoria. Desviación de la velocidad del sonido $\pm 0,3\%$ o de acuerdo con el fabricante. Máxima diferencia en los valores de velocidad del sonido entre las trayectorias (1,5 ft/s : 0,5 m/s) Máximo error: $\pm 0,7\%$ de $0,1 Q_{max} \leq Q_i \leq Q_{max}$ $\pm 1,4\%$ de $Q_{min} \leq Q_i \leq 0,1 Q_{max}$ Máximo error pico a pico: $\pm 0,7\%$ de $0,1 Q_{max} \leq Q_i \leq Q_{max}$ $\pm 1,4\%$ de $Q_{min} \leq Q_i \leq 0,1 Q_{max}$	Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la norma. Evaluar configuración de la SPU. Analizar reportes de auto-diagnóstico y AGA 10. Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la Norma.	AGA 9 5.1.	3.0%	3.0%
		REQUISITOS DE PRUEBA PARA EL PAQUETE DE MEDICIÓN Y EL MEDIDOR				
4	4.1	Certificado de mediciones dimensionales del medidor, expedido por el fabricante.	Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la norma.	AGA 9 6.2	2.0%	7.0%
	4.2	Si la SOS medida es comparada con un valor teórico, el valor calculado deberá ser empleado en la ecuación de estado dada por el Reporte AGA 10. "Speed of sound in natural gas and other related hydrocarbon gases"	Analizar reportes de auto-diagnóstico y AGA 10.	AGA 9 6.2.	0.0%	
	4.3	Es un requisito que todos los paquetes de medición para transferencia de custodia, sean calibrados en un banco de calibración o con un sistema de calibración trazable a patrones reconocidos internacionalmente. (El paquete de medición esta compuesto por: medidor, tubos de medición, termopozo, sondas de muestreo y acondicionador de flujo)	Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la norma.	AGA 9 6.4	3.0%	
	4.4	Los factores de ajuste de calibración deberán ser aplicados para eliminar cualquier desvío del error indicado por el medidor.	Evaluar información suministrada por el fabricante y exigida por la norma.	AGA 9 6.4.3.	2.0%	

CONDICIONES DE INSTALACIÓN						
5	5.1	Para asegurar que el sistema instalado cumple con los requisitos de desempeño requerido, el fabricante debe especificar una de las siguientes recomendaciones: 1. La mínima longitud de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor, con o sin acondicionador de flujo, bajo la cual no se genera un error en la medición mayor a 0,3% debido a efectos de instalación. 2. El máximo disturbio de flujo permisible (ángulo de swirl, asimetría del perfil de velocidades, intensidad de turbulencia, etc.) en la brida aguas arriba del medidor o en alguna distancia axial especificada aguas arriba del medidor, bajo la cual no se genera un error en la medición mayor al 0,3% por efectos de instalación.	Determinar en campo localización usando equipos calibrados.	AGA 9 7.2.2.	3.0%	11%
	5.2	El medidor y los tubos adyacentes deben tener el mismo diámetro nominal, dentro del 1% y deben ser cuidadosamente alineados.	Determinar en campo localización usando equipos calibrados. Verificar documentos del fabricante.	AGA 9 7.2.3.	2.0%	
	5.3	El medidor no debe ser instalado en lugares donde los niveles de frecuencia puedan alcanzar la frecuencia natural del medidor.	Realizar inspección en campo.	AGA 9 7.1.2.	1.0%	
	5.4	El termopozo debe estar entre 2D y 5D aguas abajo del medidor.	Realizar inspección en campo.	AGA 9 7.2.5.	1.0%	
	5.5	Se recomienda la instalación de un acondicionador de flujo para disminuir severos disturbios del perfil de flujo aguas arriba del medidor.	Verificar documentos de montaje y/o realizar inspección en campo	AGA 9 7.2.6.	1.0%	
	5.6	La acumulación de depósitos debido a mezcla de suciedades, condensados y/o aceite lubricante debe ser evitado.	Realizar inspección en campo, Verificación diagnóstico, informes de inspección anteriores o estudios a ultrasonido.	AGA 9 7.2.7.	1.0%	
	5.7	Las líneas manométricas deben cumplir con lo dispuesto en el API MPMS Capítulo 21.1, numeral 1.7.2 en cuenta respecta a: diámetro interno uniforme, pendiente de un pie por pulgada hacia el elemento primario, válvulas de bloqueo tipo full port, longitud mínima, ausencia de fugas, condiciones de pulsación eliminadas.	Inspección campo.	API MPMS 21.1 1.7.2	0.0%	
	5.8	El elemento sensor debe hacer contacto con el fondo del termopozo, en caso contrario, debe existir un líquido conductor. La sección de inmersión del termopozo instalado en la tubería, debe estar entre 1/2 y 3/4 del diámetro del tubo. El área externa del termopozo localizado dentro del tubo de medición, debe estar libre de elementos extraños (Ej. suciedad)	Realizar inspección en campo. Hacer medición de longitudes.	API RP 551 - 5.2.1	2.0%	

ELEMENTO SECUNDARIO - PRESIÓN ESTÁTICA Y TEMPERATURA						
6	6.1	Los transmisores / transductores de presión y temperatura deben trabajar dentro los límites expresados por el fabricante. El rango del transmisor configurado en campo se encuentra dentro del rango operacional del sistema.	Verificación de las variables presión y temperatura en placa, catálogos y datos de campo.	API 21.1. 1.7.1	1.5%	1.5%
	6.2	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor. La calibración de los sistema de medición de presión y temperatura debe realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis. Existencia de formatos, archivo de actas de calibración, procedimientos escritos, frecuencia de verificación. Verificar certificados de calibración de los patrones usados en la calibración: fecha, exactitud y trazabilidad.	API 21.1. 1.8.3.	0.0%	
COMPUTADOR DE FLUJO						
7	7.1	Para medidores lineales: La mínima frecuencia de muestreo para una entrada dinámica debe ser de cinco segundos.	Evaluar la información del computador de flujo y verificar el cumplimiento de la normatividad vigente	API 21.1. 1.4.3.1	1.5%	11.0%
		Promedio mínimo cada hora de la presión y temperatura. Registro máximo de una hora de las cantidades totales corregidas y no corregidas. Fecha y hora de todos los promedios y totales.		API 21.1. 1.5.2.1.1.	1.0%	
		Meter factor y/o k-factor, y la calibración del span de los sistemas de medición de presión y temperatura.		API 21.1. 1.5.2.1.2.	1.0%	
		Archivo electrónico que incluya mínimo: "as found" y "as left" de los sistemas de medición de presión, temperatura, k-factor y meter factor. Completo resumen de todas las alarmas y condiciones de error que afecten la medición.		API 21.1. 1.5.2.1.4.	1.5%	
		Almacenamiento cronológico de todos los eventos que deben ser archivados.		API 21.1. 1.5.2.1.4.	1.0%	
	7.2	El computador debe ser capaz de realizar un audit trail que compile suficiente información para propósitos de verificación diaria y por hora de la cantidad medida.	Proceder a bajar registros históricos hora-hora y día-día y analizar su variación y la presencia de fallas y datos fuera de rango.	API 21.1. 1.6.1	1.5%	
	7.3	Configuración de variables fijas y volátiles para determinar el flujo medido.	Revisar que los datos configurados para el calculo de flujo estén acordes con lo exigido en la norma.	API 21.1. 1.6.4	1.0%	
	7.4	La batería back up debe existir y encontrarse en buenas condiciones.	Revisar la existencia y condición de la alimentación de emergencia	API 21.1. 1.9.6.1	0.5%	
		Seguridad de acceso al sistema.	Verificar la instalación de sellos de seguridad, clase de sello, punto de instalación, manejo y numeración.	API 21.1. 1.9.2.1	1.5%	
		Puesta a tierra.	Verificar la instalación a tierra, estado y localización.	NTC 2050 Art 725-6	0.5%	

MEDICIÓN DE VOLUMEN Y ENERGIA PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA						
8	8.1	Para determinar la medición de las cantidades de energía se debe disponer de todos los equipos para medir el volumen y la calidad.	Verificar en campo la instalación de los equipos que garanticen confiabilidad de los resultados de medición.	RUT RES. 041 / 2008 5.2.1	4.0%	4.0%
MEDICIÓN VOLUMÉTRICA						
9	9.1	El volumen de gas natural entregado es el calculado a condiciones estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de la medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones AGA.	Verificar en campo la configuración del computador de flujo y los procedimientos de calibración realizados para garantizar la confiabilidad en la medición. Verificar en documentos acuerdo entre productor y transportador de oficialización del uso del sistema de medición	RES. 071 / 1999 5.3	0.0%	0.0%
MEDICIÓN OTRAS VARIABLES						
10	10.1	La supercompresibilidad del gas será determinada por el Transportador utilizando la metodología establecida por la AGA (American Gas Association) en el "Manual for Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas"; última edición.	Verificar configuración en campo	RUT RES. 041 / 2008 5.4.3.	1.0%	2.0%
	10.2	Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica del sitio donde este el medidor. Se determinará a partir de: barómetro electrónico, información del IDEAM o aplicando la ecuación del AGA 7 del 2006 Apéndice B.	Verificar configuración en campo	RUT RES. 041 / 2008 5.4.2.	1.0%	
	10.3	El poder calorífico y la densidad relativa del gas entregado en los puntos de entrada y salida del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el Transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos in situ o por muestreo.	Verificar configuración en campo	RUT RES. 041 / 2008 5.4.4. / 5.4.5.	0.0%	
PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN						
11	11.1	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura) está dentro del margen de error de $\pm 1\%$.	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	2.0%	4.5%
	11.2	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la densidad relativa y el poder calorífico bruto, está dentro del margen de error de ($\pm 1\%$)	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	0.5%	
11	11.3	El error combinado de los diferentes equipos involucrados en la medición no debe ser mayor de $\pm 1\%$	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	1.0%	
	11.4	La exactitud del sistema de medición será verificada por el transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes.	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 041 / 2008 5.5.3.2	1.0%	

BUENAS PRÁCTICAS METROLÓGICAS					
12	12.1	Si el medidor y la electrónica asociada están expuestos a la luz solar directa, se recomienda instalar protección.	Realizar inspección en campo.	AGA 9 3.3.	0.5%
	12.2	Operar el medidor a velocidades tan bajas como 2 ft/seg, puede incurrir en incertidumbre en la medición por gradientes térmicos a través de la tubería.	Verificar condiciones operacionales con registros históricos	AGA 9 3.4.	0.5%
	12.3	El sistema debe contener una función "wacht-dog-timer" para asegurar la restauración automática de la SPU en caso de un evento de falla.	Verificar configuración SPU	AGA 9 4.5.1.	0.5%
	12.4	Una función de cutt-off debe estar provista para marcar flujo cero por debajo de un valor mínimo.	Verificar configuración SPU	AGA 9 4.5.2.	1.0%
	12.5	La tecnología MARK III optimiza la incertidumbre del sistema de medición ultrasonico respecto al sistema MARK II.	Realizar inspección en campo.	AGA 9 4.5.2.	0.5%
	12.6	El grado de protección y cableado del SPU debe cumplir con los requisitos de seguridad Clase 1 División 2, grupo D, área peligrosa como mínimo.	Realizar inspección en campo.	AGA 9 4.5.3.	0.5%
	12.7	El operador debe disponer de los parámetros de referencia: - Niveles de ganancia automática de las trayectorias - Tiempo de tránsito de las trayectorias - Velocidad de flujo axial a través del medidor - Velocidad de flujo para cada trayectoria acústica - Valores de Swirl - Velocidad del sonido a lo largo de cada	Verificar cobertura de registros de auto-diagnóstico.(Software de mantenimiento)	AGA 9 4.5.4.	0.0%
	12.8	Los códigos de la SPU, así como las constantes de cálculo y parámetros de programación, deben ser almacenados en una memoria no volátil.	Verificar configuración SPU	AGA 9 4.6.1.	0.5%
	12.9	La SPU debe ser configurable local o remotamente.	Verificar configuración SPU	AGA 9 4.6.1.	0.5%
	12.10	El software debería ser capaz de mostrar y almacenar las siguientes mediciones: - Caudal a condiciones de línea - Velocidad promedio - Velocidad del sonido promedio - Velocidad del sonido a lo largo de cada trayectoria - Calidad de la señal acústica de cada	Verificar configuración SPU	AGA 9 4.6.2.	1.0%
	12.11	Debe ser posible visualizar e imprimir la configuración de los parámetros de medición de flujo usados por la SPU.	Verificar configuración SPU	AGA 9 4.6.3.	0.5%
	12.12	16.12 El operador debería disponer de una línea base con información correspondiente a: - Tiempo de tránsito de las trayectorias (si es disponible) - Control de ganancias automáticas de las trayectorias (AGC) - Velocidad del sonido por trayectoria - Velocidad del sonido promedio en el medidor - Velocidad de flujo promedio en el medidor (donde es aplicable)	Verificar registros históricos, archivos y documentos de condiciones operacionales del medidor	AGA 9 4.6.3.	0.0%
	12.13	Se debe contar con un programa óptimo de inspección visual y mantenimiento (limpieza). El programa debe ser a intervalos de acuerdo a la calidad del gas para garantizar confiabilidad en la medición.	Verificar registros históricos de inspección interna, establecer condiciones y determinar periodicidad de ser necesario.	B.P.M.	1.0%
	12.14	El diagnóstico "performance" por trayectoria debería ser del $\geq 99\%$	Verificar registros históricos, archivos y documentos de condiciones operacionales del medidor	AGA 9 6.3	0.0%

7.0%

CALIDAD Y MUESTREO						
13	13.1	El poder calorífico bruto en base seca del gas natural es mínimo 35.4 MJ/m ³ (950 BTU/pie ³); máximo: 42.8 MJ/m ³ (1150 BTU/pie ³)	Norma ASTM D1826-88 Equipo de Calorimetría continuo	RUT	1.5%	14.0%
	13.2	El contenido de ácido sulfhídrico (H ₂ S) en gas natural como máximo es 6.0 mg/m ³ o 4.3 ppm	Norma ASTM D4810 Equipo de análisis continuo.	RUT	1.5%	
	13.3	El contenido de azufre total (S) en gas natural como máximo es 23 mg/m ³ o 17.5 ppm	Norma ASTM D4468. Equipo de análisis continuo.	RUT	1.5%	
	13.4	El contenido de Bióxido de carbono en gas natural como máximo es 2 % Volumen	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	RUT	1.5%	
	13.5	El contenido de humedad (H ₂ O) en gas natural como máxima es 97mg/m ³ (6.0 lb/MMPCS)?	Norma ASTM D5454 y ASTM D1142 Equipos portátiles o continuos	RUT	0.0%	
	13.6	El contenido de inertes (Nitrógeno + Bióxido de carbono) en gas natural como máximo es 5 % Volumen	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	RUT	1.5%	
	13.7	El gas se encuentra libre de material sólido como polvo y gomas.	Reporte de registros de reclamación de consumidores.	RUT	1.0%	
	13.8	El gas se encuentra libre de hidrocarburos líquidos.	Metodología de espejo enfriado	RUT	1.0%	
	13.9	El punto de muestreo se encuentra localizado en punto que garantiza representatividad.	Verificar en campo la localización del punto de muestreo, la profundidad de la sonda, y la línea de conducción al analizador.	GPA 2166	1.5%	
	13.10	Para el muestreo del gas natural se toma como referencia el método internacional 2166-86 expedido por la Gas Processors Association (GPA)	Evaluar cumplimiento de la normativa mediante inspección en campo.	GPA 2166	1.5%	
	13.11	Verificación del comportamiento operacional de equipos analizadores existentes de calidad de gas.	Programa de verificación periódica de los equipos de calidad y evaluación de procedimientos.	RUT	1.5%	
GESTIÓN Y NORMATIVA CORPORATIVA						
14	14.1	Verificar que la alta dirección y/o el representante hagan cumplir el ciclo PHVA a los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de gas.	Se evidencian registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición.	SGC	1.0%	3.0%
	14.2	Verificar la existencia de un programa de inspecciones internas y auditorías externas que determinen las no conformidades que afecten la confiabilidad del sistema de medición.	Evidenciar copia de la última auditoría, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	SGC	1.0%	
	14.3	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas, procedimientos e instructivos relacionadas con la instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición de gas. Se incluyen las normas AGA, Resoluciones CREG, Decretos de Metrología y estándares de calidad.	Verificar si existe divulgación de las normas. Revisar los históricos de divulgación.	SGC	1.0%	

CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA DEL PERSONAL						
15	15.1	Verificar la competencia e idoneidad del personal que realiza las actividades de calibración/verificación y seguimiento operacional del sistema de medición. Se incluye el personal asignado, como el supervisor de las actividades, los registros de capacitación y planes a futuro.	Verificar los documentos que certifiquen el nivel de conocimiento y la competencia del personal encargado de los Sistemas de Medición. Verificar registros históricos de la participación del personal en programas de desarrollo en medición de calidad y cantidad de GN.	SGC	0.0%	0.0%
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO						87.0%

Fuente: Ecopetrol SOM

La Planta de Gas el Centro saca un cumplimiento del **87%** de IGSM.

En la inspección se detectaron 10 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas no conformidades se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 4.2, 5.7, 6.2, 9.1, 10.3, 12.7, 12.12, 12.14, 13.5, 15.1 esto ocasiono una disminución de 13 puntos en el IGSM.

6.9 IGSM PLANTA COMPRESORA DE GAS LLANITO

Los resultados siguientes fueron los obtenidos en la inspección realizada a la Compresora de Gas Llanito en su punto de venta de gas a Refinería, en base a la aplicación y revisión de la lista de verificación de Medición Tipo Diferencial (Platina de Orificio) y el cumplimiento o no de sus diversos criterios de evaluación.

Resultados Cumplimiento Lista de Verificación Medición Tipo Diferencial (Platina de Orificio):

Tabla 19. Lista Verificación Medición Planta Compresora Llanito

ITEM No.	LISTA DE VERIFICACIÓN			OPORTUNIDAD DE MEJOR/RECOMENDACIÓN	
	ASPECTO	PRUEBAS OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	RESOLUCIÓN NORMA		
MEDIDOR TIPO DIFERENCIAL: PLATINA DE ORIFICIO					
CONDICIONES DE OPERACIÓN E INSTALACION					
1	1.1	La presión de operación, la temperatura del fluido, la gravedad específica del gas y el caudal de operación (relación de diámetros β) deben estar dentro de los límites dados por el fabricante y las normas aplicables.	Verificar condiciones operacionales de presión en computador de flujo y compararlas con las especificaciones dadas por el fabricante	AGA 3.2	La gravedad específica del gas es de 0.6819. Dato configurado en el computador de flujo. Es calculada a partir de la composición del gas, análisis cromatográfico mensual. Presión Estática Máxima operacional: 408 psig Presión Estática Mínima operacional: 376 psig Presión Diferencial Máxima operacional: 83 "H ₂ O Presión Diferencial Mínima operacional: 18 "H ₂ O Presión Diferencial Promedio operacional: 60 "H ₂ O
	1.2	El sistema de medición debe estar localizado en un lugar de fácil acceso, no sometido a esfuerzos y vibración externa y perpendicular al center-line de la tubería.	Verificación mediante inspección visual. Verificar tipo de porta-platina y su perpendicularidad en el montaje.	AGA 3.2 2.6.2.1 y 2.6.2.2	Los elementos primario y secundario del sistema de medición se encuentran correctamente localizados, no son afectados por los equipos de compresión instalados aguas arriba. De fácil acceso para las actividades de verificación. El porta-platina es nuevo, instalado en Enero del 2011. El nuevo transmisor multivariable se encuentra en bodega al igual que el nuevo computador de flujo.
ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA PLATINA DE ORIFICIO					
2	2.1	La desviación de la planitud de las caras debe ser \leq al 1% del dam height. La rugosidad de las caras aguas arriba y aguas abajo no debe tener abrasiones que excedan los 50 μ m Ra. La placa de orificio debe estar libre de cualquier suciedad o acumulación de elementos como grasa, aceite, agua u otro material extraño.	inspeccion visual y pruebas en laboratorio y/o Instrumentos de medición aptos que se encuentren en campo.	AGA 3.2 2.4.1	En campo se verifica la planitud de la platina y se concluye que cumple la norma AGA 3. La platina no posee ralladuras que excedan la rugosidad especificada en la norma. La platina se encuentra con depósitos de hollín en especial en la cara aguas abajo, su remoción fue difícil por lo que se debe inspeccionar con mayor frecuencia. Recomendación: Evaluar origen de los sólidos, tomar acción para disminuir el ensorte y realizar inspección de la platina con mayor frecuencia para verificar resultados.
	2.2	El borde del agujero aguas arriba de la placa debe estar a escuadra con la placa y bien definido. Los bordes del agujero aguas arriba y aguas abajo deben estar libre de defectos visibles a simple vista.	Inspección visual de la placa de orificio.	AGA 3.2 2.4.2	La platina de orificio se encuentra bien instalada, bisel agua abajo. El borde del agujero cumple las especificaciones del AGA 3.
	2.3	Ninguno de los diámetros medidos del agujero de la placa de orificio puede sobrepasar las tolerancias expresadas en la tabla 2.1 del Reporte AGA 3, Parte 2.	Realizar cuatro mediciones del diámetro del orificio y determinar que cumple la circularidad. Tolerancia permitida: 0.0005" por pulgada de diámetro. Para esta caso d=2.7". Tolerancia: 0.00135"	AGA 3.2 2.4.3	D1: 1.469" D2: 1.468" D3: 1.468" D4: 1.469" El diámetro del orificio cumple la tolerancia especificada en la norma.

2	2.4	La superficie interna del agujero debe estar libre de surcos, abolladuras, abombamientos o cualquier otro defecto que se puede percibir a simple vista. El diámetro debe ser constante, el espesor mínimo "e" debe estar entre 0,035 y 0,1212 pulgadas.	Inspección visual de la placa de orificio. Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con el rango establecido.	AGA 3.2 2.4.4	e1: 0.051" e2: 0.052" La superficie interna del borde no presenta defectos por mal manejo de la platina. El espesor se encuentra del rango especificado por la norma AGA 3.
	2.5	Los valores mínimos, máximos y recomendados del espesor E de la placa de orificio deben consultarse en la tabla 2.3 del Reporte AGA 3 para temperaturas de operación que no exceda los 65.5°C.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con los valores recomendados. Para un medidor de 8" el espesor debe estar entre 0.115" y 0.319"	AGA 3.2 2.4.5	E1: 0.125" E2: 0.1248" El espesor de la platina de orificio cumple la tolerancia especificada en la norma.
	2.6	Cuando el espesor de la placa supera el espesor del agujero de la placa se debe usar un bisel ubicado aguas abajo de la placa. El ángulo del bisel permisible es $45^\circ \pm 15^\circ$. La superficie del bisel debe estar libre de ralladuras, protuberancias, agujeros, entre otras que se puedan percibir a simple vista. La diferencia entre el espesor de la placa y el espesor de agujero de la placa no debe ser menor a 0,065 in.	Inspección visual de la placa de orificio para determinar la existencia del bisel y su estado. Realizar medición en campo con instrumento, no requiere exactitud la determinación del ángulo del bisel.	AGA 3.2 2.4.6	E1-e1=0.074" E2-e2=0.0728" Cumple la normatividad de la diferencia E- e. La platina posee bisel. Su estado es aceptable.

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS TUBOS DE MEDICIÓN Y PORTAPLATINA

3	3.1	Los tubos de medición no deben tener conexiones diferentes a las designadas para la toma de presión o termopozo, cualquier conexión o soldadura aguas abajo de la brida debe estar a mínimo 2" aguas abajo de la placa de orificio. Cualquier soldadura aguas abajo dentro de 0.5D o 2" de la cara aguas abajo de la placa debe ser pulida y/o mecanizada hasta encontrar la redondez y rugosidad requerida. Los empaques no deben invadir el área de flujo.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna y los observados en campo.	AGA 3 2.5.1	No se tienen conexiones en los tramos rectos que afecten el cumplimiento de la normatividad. No se realiza inspección interna. Se verifican documentos de construcción y montaje.
	3.2	La rugosidad del tubo no debe exceder 300 μ in Ra cuando la relación de diámetros β es igual o menor a 0,6. La rugosidad del tubo no debe ser menor a 34 μ in para todas las relaciones de diámetro.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna.	AGA 3 2.5.1.1.1.	Se suministra información de planos de montaje del medidor.
	3.3	Los tubos deben estar limpios y libres de acumulación de líquidos, aceites, grasas, suciedad u otro material extraño.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna.	AGA 3 2.5.1.1.3	El elemento primario se instala en Enero del 2011, suministrado por Daniel, los tubos de medición se encuentran contramarcados.
	3.4	Las diferencias porcentuales del valor absoluto del diámetro interno del tubo medido debe estar dentro de los límites establecidos por la norma.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna.	AGA 3 2.5.1.3.1.1 y 2.5.1.3.1.2	El fabricante realiza pruebas de circularidad, el resultado cumple la desviación exigida por la norma AGA 3.

3	3.5	No deben existir cambios abruptos en la superficie de los tubos de medición (restricciones, protuberancias, cordones de soldadura) excepto los acondicionadores de flujo.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.3.3.	La tubería aguas arriba como agua abajo se encuentran contramarcadas por el fabricante Daniel. Cumple la rugosidad interna exigida por AGA 3.
	3.6	La longitud del tubo de medición aguas arriba de la platina de orificio debe estar acorde a lo descrito en las tablas 2.7 y 2.8 del Reporte AGA 3.,La longitud del tubo de medición aguas abajo de la platina de orificio debe estar acorde a lo descrito en las tablas 2.7. y 2.8. del Reporte AGA 3.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con la tolerancia establecida.	AGA 3.2 2.6.3.2	Tramo Recto Aguas arriba: UL2 (C) : 31" UL1 (C) : 38" UL (A) : 69" (17.25 DN) Tramo aguas arriba Cumple para β de 0.40 El diámetro de platina máximo a usar es de 1.60". Tramo Recto Aguas Abajo: DL (B) : 52" La instalación de los tubos de medición cumplen las longitudes rectas exigidas por la norma AGA 3 de 2000 (1993) para el β instalado.
	3.7	El empaque de la platina que asegura el sello con el portaplatina debe evitar que la platine gire. No se deben presentar fugas en el portaplatina	Revisar el estado del empaque cuando se inspeccione la platina de orificio. Verificar presencia de fugas en el porta-platina en el momento del retiro de la platina de orificio.	AGA 3.2 2.5.3	El empaque se encuentra correctamente instalado. No se presentan fugas en el portaplatina.
TOMAS DE PRESIÓN					
4	4.1	La distancia entre la cara de la placa y el centro de la toma de presión, tanto aguas arriba como aguas abajo debe ser una (1") La tolerancia de la localización de las tomas de presión es de $\pm 0,048"$ dada en la figura 2-3 del Reporte AGA 3. Las tomas de presión deben estar radiales al tubo. La línea central del agujero de la toma debe intersectar y formar un ángulo recto con el eje axial del tubo.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con la tolerancia establecida. Para un portaplatina de 8" la tolerancia es de 0.125". Inspeccion visual en campo determina el cumplimiento de este montaje.	AGA 3 2.5.4.1 Y 2.5.4.2	La distancia de las tomas de presión aguas arriba como aguas debajo de la platina de orificio se encuentran a 1" de distancia, verificación en campo. La localización de la toma es radial a la tubería.
	4.2	El diámetro de los agujeros de las tomas de presión desde el interior del tubo de medición y a lo largo de la longitud taladrada debe ser 0,5" con un máximo diámetro de 0,516" y un mínimo diámetro de 0,484" para tubos con diámetro nominal mayor a 4".El diámetro de las tomas de presión no se deben reducir dentro de una longitud igual a 2,5 veces el diámetro de la toma medidos desde la superficie interna del tubo. Todas las tomas de presión deben tener una tolerancia de $\pm 0,004"$ a lo largo de su extensión.No deben existir reducciones del diámetro de la toma de presión por acumulación de grasas, aceites, acumulación de líquidos y/o partículas contaminantes.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.4.3	La toma de presión no presenta reducción en diámetro a una distancia de 2,5 veces el diámetro de la toma. El diámetro de la toma de presión cumple la dimensión especificada en la norma AGA 3.
SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL - LÍNEAS MANOMÉTRICAS					
5	5.1	Los límites para la caída de presión a través de la placa no deben exceder los mostrados en la tabla 2.3. y el anexo 2-E del Reporte AGA 3. Si la caída de presión es superior a lo especificado en las tablas, debe existir un respaldo que brinde conformidad a la placa para caídas de presión superiores.	Verificar los registros históricos de caída de presión para encontrar la máxima caída de presión de acuerdo al espesor de la platina, la relación de diámetros β y el diámetro de la tubería.	AGA 3.2 2.4.5	Los registros máximos de diferencial de presión de 83 " de H ₂ O, cumplen los valores especificados en las tablas del AGA 3 para el diámetro de 4" y la relación de diámetros β de 0.3651.
	5.2	No se debe utilizar la línea manométrica para usos diferentes a medir la presión diferencial y estática, no debe existir conexión múltiple.	Inspección en campo.	AGA 3.2 2.5.4.1	Las líneas manométricas no presentan en campo conexión múltiple. De la toma de baja se saca la señal de presión estática.
	5.3	Las líneas manométricas deben cumplir con lo especificado en la normas API con respecto a: Longitud,diámetro,accesorios, pendiente, conector dieléctrico y no fugas.	Inspección en campo.	API MPMS 21.1 1.7.2	Las líneas manométricas no cumplen en su totalidad la normativa de construcción. Pendiente la instalación de conector dieléctrico en las líneas manométricas para evitar el paso de corrientes parásitas al transmisor. Recomendación: Instalar conectores dieléctricos en líneas manométricas.

ELEMENTO SECUNDARIO - PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL					
6	6.1	El transmisor / transductor de presión estática y diferencial debe trabajar dentro de los límites expresados por el fabricante.	Verificación en campo de la presión operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo.	API MPMS 21.1 1.7.1	Presión Estática: 408 psig. Rango 0-600 psig 68% Presión Diferencial: 80 "H2O. Rango 0-100 "H2O. 80% . El rango configurado en campo de los transmisores es correcta. Los transmisores operan en el rango de mayor exactitud
	6.2	Los transmisores se encuentran instalados en lugar de fácil acceso para su verificación periódica. Reciben vibración por agentes externos.	Verificación en campo.	API MPMS 21.1 1.7.1	La localización de l transmisor multivariable respecto al porta-platina es correcta, la distancia es la recomendable para que no exista distorsión de las señales. El transmisor se localiza en sitio de fácil acceso para su verificación.
	6.3	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor y realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable presión estática y diferencial, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis.	API MPMS 21.1 1.8.3	El proceso de calibración de la presión estática y diferencial cumple las guías especificadas en el API MPMS 21.1. No se presentan errores que justifiquen ajustes. Se presentan errores por encima del máximo especificado por el fabricante de 0.1%, pero inferiores al 0.25%. Poseen certificados actualizados de calibración de los patrones usados en la verificación.
SISTEMA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA					
7	7.1	El elemento sensor debería hacer contacto con el fondo del termopozo, en caso contrario, debería existir un líquido conductor. El error máximo del sistema de medición de temperatura considerando la incertidumbre, debería ser menor al especificado por el fabricante, el contrato o en su defecto, por la reglamentación vigente. El área externa del termopozo localizado dentro del tubo de medición, debería estar libre de elementos extraños (Ej. suciedad). La sección de inmersión del termopozo instalado en la tubería, debe estar entre 1/2 y 3/4 del diámetro del tubo.	Realizar inspección en campo. Verificar resultados de verificación del sensor y transmisor de temperatura.	API RP 551 - 5.2.1	El termopozo tiene una longitud de 4". Su instalación cumple con la normativa. Durante la inspección no se presenta depósitos La RTD penetra 1.5" al interior del tubo, 37.5% . Cumple la normativa.
ELEMENTO SECUNDARIO - TEMPERATURA					
8	8.1	El transmisor / transductor de temperatura debe trabajar dentro los límites expresados por el fabricante. Debe estar localizado en un lugar de fácil acceso.	Verificación en campo de la temperatura operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo. Verificar en campo su localización.	API MPMS 21.1 1.7.1	La señal de la RTD va al transmisor multivariable, el cual envía señal al computador de flujo. El rango configurado es de 32- 212 o F. Opera en valores máximos de 136 o F. Su instalación facilita su verificación operacional.
	8.2	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor y realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable temperatura, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis.	API MPMS 21.1 1.8.3	El proceso de verificación cumple las guías especificadas en el API MPMS 21.1.

COMPUTADOR DE FLUJO					
9	9.1	<p>Para medidores diferenciales el computador de flujo debe cumplir los siguientes requisitos de la norma:</p> <ul style="list-style-type: none"> -La mínima frecuencia de muestreo. -Promedio mínimo cada hora de la presión, temperatura y presión diferencial, también densidad relativa, energía, composición -Registro máximo de una hora de las cantidades totales. Fecha y hora de todos los promedios y totales. -Configuración de Diámetro de referencia (Dr) diámetro de la placa (dr), span de transductores de presión, temperatura y presión diferencial. - Archivo electrónico que incluya mínimo: "as found" y "as left" de los sistemas de medición de presión, temperatura y presión diferencial, también densidad, energía, composición y densidad relativa. -Completo resumen de todas las alarmas y condiciones de error que afecten la medición. -Un resumen diario indicando hora-hora las condiciones y medida de flujo. -Almacenamiento cronológico de todos los eventos que deben ser archivados. 	<p>Evaluar la información del computador de flujo y verificar el cumplimiento de la normatividad vigente.</p>	<p>API MPMS 21.1 1.4.3.1 y 1.5.1.1</p>	<p>El operador del sistema suministra información del computador de flujo. Los registros facilitan la evaluación y comportamiento del medidor. Los datos configurados para el cálculo de volumen garantizan la exactitud del volumen medido. La ecuación de flujo cumple la norma AGA 3 de 1993. En bodega disponen del nuevo computador de flujo Floboss 107.</p>
	9.2	<p>El computador debe ser capaz de realizar un audit trail que compile suficiente información para propósitos de verificación diaria y por hora de la cantidad medida. Configuración de variables fijas y volátiles para determinar el flujo medido. La batería de back up debe existir y encontrarse en buenas condiciones. Seguridad de acceso al sistema y tener puesta a tierra.</p>	<p>Proceder a bajar registros históricos hora-hora y día-día; analizar su variación y la presencia de fallas y datos fuera de rango. Revisar que los datos configurados para el cálculo de flujo estén acordes con lo exigido en la Norma. Verificar la instalación de sellos de seguridad, clase de sello, punto de instalación, manejo y numeración.</p>	<p>API MPMS 21.1 1.6.1, y 1.6.4</p>	<p>El computador de flujo facilita el reporte audit trail. El computador de flujo posee fuente alterna de potencia. El sistema de emergencia se encuentra en condiciones operativas. Una vez se concluye la intervención al sistema de medición se instalan sellos de seguridad. La instalación de los sellos garantiza la intervención no consultada al sistema. El sistema posee conexión a tierra.</p>
EDICIÓN DE CANTIDADES DE VOLUMEN, ENERGÍA Y CALIDAD EN PUNTOS DE ENTRADA					
10	10.1	<p>Para determinar la medición de las cantidades de energía y el volumen del gas en puntos de entrada, el productor debe disponer a su costo de todos los equipos para una medición confiable.</p>	<p>Verificar en campo la instalación de los equipos de cromatografía, humedad, dew point de hidrocarburos, H₂S y azufre total, evaluar su comportamiento y sus programas de verificación.</p>	<p>RUT RES. 041-2008 5.2.1</p>	<p>existe acuerdo contractual para entrega de gas con una calidad determinada.</p>
10	10.2	<p>El equipo que determina la energía entregada debe garantizar confiabilidad en sus registros.</p>	<p>Determinar la tecnología utilizada y su comportamiento operacional en el tiempo para garantizar confiabilidad en los registros.</p>	<p>RUT RES. 071-1999 5.2.2</p>	<p>El poder calorífico es calculado por composición del gas.</p>
MEDICIÓN VOLUMÉTRICA					
11	11.1	<p>El volumen de gas natural entregado y tomado del sistema de transporte es el calculado por el transportador a condiciones estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de la medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones AGA.</p>	<p>Verificar en campo la configuración del computador de flujo y los procedimientos de calibración realizados para garantizar la confiabilidad en la medición.</p>	<p>RUT RES. 041 / 2008 5.3</p>	<p>La composición del gas debe ser configurada cada dos (2) meses simultáneamente con la nueva frecuencia de verificación del sistema</p>
MEDICIÓN OTRAS VARIABLES					
12	12.1	<p>El factor de compresibilidad del gas será determinado utilizando los métodos de caracterización establecidos en el Reporte AGA No. 8 última edición.</p>	<p>Verificar configuración en campo.</p>	<p>RUT RES. 041-2008 5.4.3</p>	<p>El método usado para determinar el factor de compresibilidad cumple los requerimientos exigidos para garantizar exactitud en la medición. Método usado: AGA 8 Detallado</p>
	12.2	<p>Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica (barométrica) del sitio donde esté el medidor, a partir de la mejor información de campo. Se determinará por medio de: barómetro electrónico, información del IDEAM o aplicando la ecuación B.7 propuesta en el Reporte AGA 7 de 2006</p>	<p>Verificar configuración en campo.</p>	<p>RUT RES. 041-2008 5.4.2</p>	<p>El método usado para determinar la presión atmosférica cumple los requerimientos exigidos para garantizar exactitud en la medición. Método usado: Ecuación AGA 7 Apéndice B</p>
	12.3	<p>El poder calorífico y la densidad relativa del gas entregado en los puntos de entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el transportador mediante mediciones de composición de gas confiables a través de cromatógrafos.</p>	<p>Verificar configuración en campo. Evaluar el comportamiento operacional del cromatógrafo. Análisis de registros históricos de mantenimiento.</p>	<p>RUT RES. 041-2008 5.4.4, 5.4.5</p>	<p>El procedimiento de cálculo es correcto. Ecuación AGA 3 DE 1992.</p>

PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN PRODUCTOR-TRANSPORTADOR					
13	13.1	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.) está dentro del margen de error de $\pm 1\%$.	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071-1999 5.5.1.	La desviación de la variable presión estática en el proceso de verificación/calibración se encuentra dentro del margen de error permitido por la norma (máximo error volumen 1%). Máxima desviación encontrada: 0.22% en 0 psig. La desviación de la variable presión diferencial en el proceso de verificación/calibración se encuentra dentro del margen de error permitido por la norma (máximo error volumen 1%). Máxima desviación encontrada: 0.19% en 75 °H ₂ O.
	13.2	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calorífico bruto, está dentro del margen de error de ($\pm 1\%$)	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071-1999 5.5.1	El sistema de medición no posee equipo de cromatografía. Se realiza análisis mensual y los resultados son configurados en el computador de flujo.
	13.3	El error combinado de los diferentes equipos involucrados en la medición no debe ser mayor de $\pm 1\%$	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071-1999 5.5.1.	La combinación de errores detectados en las los equipos que registran las variables para el cálculo de volumen no superan el 1% total.
	13.4	La exactitud del sistema de medición será verificada por el transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes.	Análisis de acuerdo contractual Productor-Transportador	RUT RES. 041-2008 5.5.3.2	El operador presenta para evaluación los resultados de las verificaciones anteriores. El operador cumple las obligaciones contractuales respecto a las verificaciones periódicas. Existe un acuerdo entre ECOPEPETROL y TGI para ejecutar las verificaciones periódicas.
BUENAS PRÁCTICAS METROLÓGICAS					
14	14.1	Con el fin de garantizar las condiciones de similaridad con que se maneja un medidor tipo diferencial se debe programar inspecciones internas periódicas, la frecuencia se debe determinar de acuerdo a la calidad del gas que se maneja.	Verificar registros históricos: última fecha de inspección y resultados	B.P.M.	El equipo se instaló en Enero del 2011. Posee documentos del fabricante que garantiza el cumplimiento de la normatividad AGA 3. Se recomienda: La verificación de la recalibración adecuada y la inspección de la prueba de orificios se realiza cada tres meses, se debe disminuir la frecuencia en razón al estado en que se encuentre la prueba de orificios.
CALIDAD Y MUESTREO					
15	15.1	El poder calorífico bruto en base seca del gas natural es mínimo 35,4 MJ/m ³ (950 BTU/pie ³); máximo: 42,8 MJ/m ³ (1.150 BTU/pie ³). Se debe verificar por cromatografía o calorímetro.	Norma ASTM D1826-88 Equipo de Calorimetría. Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía.	RUT RES. 071-1999 6.3	El poder calorífico es calculado a partir de la composición del gas. No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.
	15.2	El contenido de ácido sulfhídrico (H ₂ S) en gas natural como máximo es 6,0 mg/m ³ o 4,3 ppm. Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D4810 Equipo de análisis continuo.	RUT RES. 071-1999 6.3	No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.
	15.3	El contenido de azufre total (S) en gas natural como máximo es 23 mg/m ³ o 17,5 ppm. Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D4468. Equipo de análisis continuo.	RUT RES. 071-1999 6.3	No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.
	15.4	El contenido de Bióxido de carbono en gas natural como máximo es 2 % volumen. Se debe verificar por cromatografía	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	RUT RES. 071-1999 6.3	No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.
	15.5	El contenido de humedad (H ₂ O) en gas natural como máximo es 97 mg/m ³ (6,0 lb/MMPCS). Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D5454 y ASTM D1142.	RUT RES. 071-1999 6.3	No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.
	15.6	El contenido de inertes (Nitrógeno + Bióxido de carbono) en gas natural como máximo es 5 % volumen. Se debe verificar por cromatografía	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	RUT RES. 071-1999 6.3	No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.
	15.7	El gas se encuentra libre de material sólido como polvo y gomas.	Registro de reclamaciones por parte del transportador o remitentes.	RUT RES. 071-1999 6.3	No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.
	15.8	El gas se encuentra libre de hidrocarburos líquidos. Dew point 7.2 oC. Existencia de equipo in-situ	Metodología de espejo enfriado	RUT RES. 071-1999 6.3	No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.
	15.9	El punto de muestreo de los equipos instalados se encuentra localizado en punto que garantiza representatividad.	Verificar en campo la localización del punto de muestreo, la profundidad de la sonda, y la línea de conducción al analizador. Registros de inspección anterior.	GPA 2166	La localización del punto de muestreo del gas para análisis cromatográfico esta localizado agus arriba del medidor.
	15.10	Para el muestreo del gas natural se toma como referencia el método internacional 2166-86 expedido por la Gas Processors Association (GPA).	Evaluar cumplimiento de la normativa mediante inspección en campo.	GPA 2166	No se tiene información de las sondas de muestreo.
	15.11	Para el control de la calidad del gas natural se deben utilizar equipos con tecnología confiable y normatizada.	Verificación en campo.	RUT	No existe compromiso contractual para el cumplimiento de la calidad del gas.

GESTION Y NORMATIVA CORPORATIVA					
16	16.1	Verificar el compromiso de la alta dirección y/o su representante para con los procedimientos para la determinación de los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de gas.	Se evalúa inicialmente la actividad desarrollada en la determinación del IGSM. Evidenciar registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición.	SGC	La Superintendencia de Mares ha estado comprometida con el mejoramiento y confiabilidad del sistema de medición. En Enero del 2011 reemplazaron el porta-platina y en los próximos días reemplazan la instrumentación asociada y el computador flujo.
	16.2	Verificar la existencia de los repuestos que exigen los equipos para garantizar una operación confiable.	Análisis de stock de inventarios de repuestos a los componentes del sistema de medición.	SGC	Disponen de un stock de repuestos que garantiza confiabilidad operacional del sistema de medición.
	16.3	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas, procedimientos e instructivos relacionados con la instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición	Verificar si existe divulgación de las normas. Revisar los históricos de divulgación.	SGC	El archivo de las normas y procedimientos relacionados con las actividades que se realizan se encuentran en El Centro.
CAPACITACION Y COMPETENCIA					
17	17.1	Verificar la competencia e idoneidad del personal que realiza las actividades de calibración/verificación y seguimiento operacional del sistema de medición. Se incluye el personal asignado, como el supervisor de las actividades, los registros de capacitación y planes a futuro.	Verificar los documentos que certifiquen el nivel de conocimiento y la competencia del personal encargado de los Sistemas de Medición. Verificar registros históricos de la participación del personal en programas de desarrollo en medición de calidad y cantidad de GN.	SGC	El operador de la Estación Compresora no posee el conocimiento básico para obtener información del sistema de medición. El personal encargado de las actividades de verificación y calibración posee el conocimiento para adelantar el trabajo asignado. No presentan programa de capacitación requerido para la actualización tecnológica. <i>Recomendación:</i> Capacitar al personal de operadores de la Estación Compresora y elaborar y ejecutar un programa de actualización tecnológica para el personal de Metrología.

Fuente: Ecopetrol SOM

A continuación se presenta el resultado final consolidado de IGSM según el cumplimiento o no de los diferentes criterios evaluados según la lista de verificación previa. Es importante aclarar que en la asignación de peso a cada criterio solo hay dos posibilidades, cumple (valor máximo asignado) o no cumple (valor de cero), no hay un punto intermedio que de lugar a un puntaje medio entre el mínimo y máximo valor.

El valor máximo a sacar en la evaluación de IGSM es de 100% de cumplimiento.

Resultado IGSM Consolidado Planta Compresora de Gas Llanito:

Tabla 20. Resultado IGSM Consolidado Planta Compresora Gas Llanito

ÍTEM No.		LISTA DE VERIFICACIÓN			PESO POR PRUEBA	PESO POR ÍTEM
		ASPECTO	PRUEBAS OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	RESOLUCIÓN NORMA		
MEDIDOR TIPO DIFERENCIAL: PLATINA DE ORIFICIO						
CONDICIONES DE OPERACIÓN E INSTALACION						
1	1.1	La presión de operación, la temperatura del fluido, la gravedad específica del gas y el caudal de operación (relación de diámetros β) deben estar dentro de los límites dados por el fabricante y las normas aplicables.	Verificar condiciones operacionales de presión en computador de flujo y compararlas con las especificaciones dadas por el fabricante	AGA 3	1.0%	2.5%
	1.2	El sistema de medición debe estar localizado en un lugar de fácil acceso, no sometido a esfuerzos y vibración externa y perpendicular al center-line de la tubería.	Verificación mediante inspección visual. Verificar tipo de porta-platina y su perpendicularidad en el montaje.	AGA 3 2.6.2.1 y 2.6.2.2	1.5%	
ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA PLATINA DE ORIFICIO						
2	2.1	La desviación de la planitud de las caras debe ser \leq al 1% del dam height. La rugosidad de las caras aguas arriba y aguas abajo no debe tener abrasiones que excedan los 50 μ in Ra. La placa de orificio debe estar libre de cualquier suciedad o acumulación de elementos como grasa, aceite, agua u otro material extraño.	inspeccion visual del estado de la platina. Determinar su planitud visual, presencia de ralladuras en sus caras y acumulación de humedad y sólidos en sus caras.	AGA 3 2.4.1	0.0%	10.0%
	2.2	El borde del agujero aguas arriba de la placa debe ser cuadrado y afilado. Los bordes del agujero aguas arriba y aguas abajo deben estar libre de defectos visibles a simple vista.	Inspección visual de la placa de orificio.	AGA 3 2.4.2	2.0%	
	2.3	Ninguno de los diámetros medidos del agujero de la placa de orificio puede sobrepasar las tolerancias expresadas en la tabla 2.1 del Reporte AGA 3.	Realizar cuatro mediciones del diámetro del orificio y determinar que cumple la circularidad. Tolerancia permitida: 0.0005" por pulgada de diámetro. Para esta caso d=2.7". Tolerancia: 0.00135"	AGA 3 2.4.3	2.0%	
	2.4	La superficie interna del agujero debe estar libre de surcos, abolladuras, abombamientos o cualquier otro defecto que se puede percibir a simple vista. El diámetro debe ser constante, el espesor mínimo "e" debe estar entre 0,035 y 0,1212 pulgadas.	Inspección visual de la placa de orificio, Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con el rango establecido.	AGA 3 2.4.4	2.0%	
2.5	Los valores mínimos, máximos y recomendados del espesor E de la placa de orificio deben consultarse en la tabla 2.3 del Reporte AGA 3 para temperaturas de operación que no exceda los 65.5°C.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con los valores recomendados. Para un medidor de 8" el espesor debe estar entre 0.115" y 0.319"	AGA 3 2.4.5	2.0%		
2.6	Cuando el espesor de la placa "E" supera el espesor del agujero "e" de la placa se debe usar un bisel ubicado aguas abajo de la placa. El ángulo del bisel permisible es $45^\circ \pm 15^\circ$. La superficie del bisel debe estar libre de ralladuras, protuberancias, agujeros, entre otras que se puedan percibir a simple vista. La diferencia entre el espesor de la placa y el espesor de agujero de la placa no debe ser menor a 0,065 in.	Inspección visual de la placa de orificio para determinar la existencia del bisel y su estado. Realizar medición en campo con instrumento, no requiere exactitud la determinación del ángulo del bisel.	AGA 3 2.4.6	2.0%		

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS TUBOS DE MEDICIÓN Y PORTAPLATINA						
3	3.1	Los tubos de medición no deben tener conexiones diferentes a las designadas para la toma de presión o termopozo, cualquier conexión o soldadura aguas abajo de la brida debe estar a mínimo 2" aguas abajo de la placa de orificio. Cualquier soldadura aguas abajo dentro de 0.5D o 2" de la cara aguas abajo de la placa debe ser pulida y/o mecanizada hasta encontrar la redondez y rugosidad requerida. Los empaques no deben invadir el área de flujo.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1	2.0%	9.0%
	3.2	La rugosidad del tubo no debe exceder 300 µin Ra cuando la relación de diámetros β es igual o menor a 0,6, La rugosidad del tubo no debe ser menor a 34 µin para todas las relaciones de diámetro.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.1.1.	2.0%	
	3.3	Los tubos deben estar limpios y libres de acumulación de líquidos, aceites, grasas, suciedad u otro material extraño.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.1.3.	1.0%	
	3.4	Las diferencias porcentuales del valor absoluto del diámetro interno del tubo medido debe estar dentro de los límites establecidos por la norma.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.3.1.1. y 2.5.1.3.1.2.	1.0%	
	3.5	No deben existir cambios abruptos en la superficie de los tubos de medición (restricciones, protuberancias, cordones de soldadura) excepto los acondicionadores de flujo.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.1.3.3.	1.0%	
	3.6	La longitud del tubo de medición aguas arriba de la platina de orificio debe estar acorde a lo descrito en las tablas 2.7 y 2.8 del Reporte AGA 3, La longitud del tubo de medición aguas abajo de la platina de orificio debe estar acorde a lo descrito en las tablas 2.7. y 2.8. del Reporte AGA 3.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con la tolerancia establecida.	AGA 3 2.6.3.2	1.0%	
	3.7	El empaque de la platina que asegura el sello con el portaplatina debe evitar que la platine gire. No se deben presentar fugas en el portaplatina	Revisar el estado del empaque cuando se inspeccione la platina de orificio. Verificar presencia de fugas en el porta-platina en el momento del retiro de la platina de orificio.	AGA 3 2.5.3	1.0%	
TOMAS DE PRESIÓN						
4	4.1	La distancia entre la cara de la placa y el centro de la toma de presión, tanto aguas arriba como aguas abajo debe ser una (1") La tolerancia de la localización de las tomas de presión es de ±0,048" dada en la figura 2-3 del Reporte AGA 3. Las tomas de presión deben estar radiales al tubo. La línea central del agujero de la toma debe intersectar y formar un ángulo recto con el eje axial del tubo.	Realizar medición con instrumento de medición de longitud debidamente calibrado y comparar con la tolerancia establecida. Para un portaplatina de 8" la tolerancia es de 0.125". Inspección visual en campo determina el cumplimiento de este montaje.	AGA 3 2.5.4.1 Y 2.5.4.2	3.0%	6.0%
	4.2	El diámetro de los agujeros de las tomas de presión desde el interior del tubo de medición y a lo largo de la longitud taladrada debe ser 0,5" con un máximo diámetro de 0,516" y un mínimo diámetro de 0,484" para tubos con diámetro nominal mayor a 4". El diámetro de las tomas de presión no se deben reducir dentro de una longitud igual a 2,5 veces el diámetro de la toma medidos desde la superficie interna del tubo. Todas las tomas de presión deben tener una tolerancia de ±0,004" a lo largo de su extensión. No deben existir reducciones del diámetro de la toma de presión por acumulación de grasas, aceites, acumulación de líquidos y/o partículas contaminantes.	Inspección visual del sistema, se toma como dato cierto los resultados evaluados de la última inspección interna .	AGA 3 2.5.4.3	3.0%	

SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL - LÍNEAS MANOMÉTRICAS						
5	5.1	Los límites para la caída de presión a través de la placa no deben exceder los mostrados en la tabla 2.3. y el anexo 2-E del Reporte AGA 3. Si la caída de presión es superior a lo especificado en las tablas, debe existir un respaldo que brinde conformidad a la placa para caídas de presión superiores.	Verificar los registros históricos de caída de presión para encontrar la máxima caída de presión de acuerdo al espesor de la platina, la relación de diámetros β y el diámetro de la tubería.	AGA 3 2.4.5	2.0%	4.0%
	5.2	No se debe utilizar la línea manométrica para usos diferentes a medir la presión diferencial y estática, no debe existir conexión múltiple.	Inspección en campo.	AGA 3 2.5.4.1	2.0%	
	5.3	Las líneas manométricas deben cumplir con lo especificado en las normas API con respecto a: Longitud, diámetro, accesorios, pendiente, conector dieléctrico y no fugas.	Inspección en campo.	API MPMS 21.1 1.7.2	0.0%	
ELEMENTO SECUNDARIO - PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL						
6	6.1	El transmisor / transductor de presión estática y diferencial debe trabajar dentro de los límites expresados por el fabricante.	Verificación en campo de la presión operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo.	API MPMS 21.1 1.7.1	2.0%	6.0%
	6.2	Los transmisores se encuentran instalados en lugar de fácil acceso para su verificación periódica. Reciben vibración por agentes externos.	Verificación en campo.	API MPMS 21.1 1.7.1	2.0%	
	6.3	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor y realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable presión estática y diferencial, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis.	API MPMS 21.1 1.8.3	2.0%	
SISTEMA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA						
7	7.1	El elemento sensor debería hacer contacto con el fondo del termopozo, en caso contrario, debería existir un líquido conductor. El error máximo del sistema de medición de temperatura considerando la incertidumbre, debería ser menor al especificado por el fabricante, el contrato o en su defecto, por la reglamentación vigente. El área externa del termopozo localizado dentro del tubo de medición, debería estar libre de elementos extraños (Ej. suciedad). La sección de inmersión del termopozo instalado en la tubería, debe estar entre 1/2 y 3/4 del diámetro del tubo.	Realizar inspección en campo. Verificar resultados de verificación del sensor y transmisor de temperatura.	API RP 551 - 5.2.1	3.0%	3.0%
ELEMENTO SECUNDARIO - TEMPERATURA						
8	8.1	El transmisor / transductor de temperatura debe trabajar dentro de los límites expresados por el fabricante. Debe estar localizado en un lugar de fácil acceso.	Verificación en campo de la temperatura operacional según datos históricos registrados en el computador de flujo. Verificar en campo su localización.	API MPMS 21.1 1.7.1	2.0%	4.0%
	8.2	El proceso de calibración debe garantizar la evaluación del comportamiento del transmisor y realizarse con patrones que posean certificados de calibración vigentes.	Verificar el proceso de calibración de la variable temperatura, determinar error, linealidad, repetibilidad e histéresis.	API MPMS 21.1 1.8.3	2.0%	

COMPUTADOR DE FLUJO						
9	9.1	Para medidores diferenciales el computador de flujo debe cumplir los siguientes requisitos de la norma: -La mínima frecuencia de muestreo. -Promedio mínimo cada hora de la presión, temperatura y presión diferencial, también densidad relativa, energía, composición -Registro máximo de una hora de las cantidades totales. Fecha y hora de todos los promedios y totales. -Configuración de Diámetro de referencia (Dr)	Evaluar la información del computador de flujo y verificar el cumplimiento de la normatividad vigente.	API MPMS 21.1 1.4.3.1 y 1.5.1.1	3.0%	6.0%
	9.2	El computador debe ser capaz de realizar un audit trail que compile suficiente información para propósitos de verificación diaria y por hora de la cantidad medida. Configuración de variables fijas y volátiles para determinar el flujo medido. La batería de back up debe existir y encontrarse en buenas condiciones. Seguridad de acceso al sistema y tener puesta a tierra.	Proceder a bajar registros históricos hora-hora y día-día; analizar su variación y la presencia de fallas y datos fuera de rango. Revisar que los datos configurados para el cálculo de flujo estén acordes con lo exigido en la Norma. Verificar la instalación de sellos de seguridad, clase de sello, punto de instalación, manejo y numeración.	API MPMS 21.1 1.6.1, y 1.6.4	3.0%	
MEDICIÓN DE CANTIDADES DE VOLUMEN, ENERGÍA Y CALIDAD EN PUNTOS DE ENTRADA						
10	10.1	Para determinar la medición de la cantidad de volumen de gas en punto de entrada, el productor debe disponer a su costo de todos los equipos para una medición confiable.	Verificar en campo la instalación de los equipos de cromatografía, evaluar su comportamiento y sus programas de verificación.	RUT RES. 041 / 2008 5.2.1	3.0%	6.0%
	10.2	El equipo que determina la energía entregada debe garantizar confiabilidad en sus registros.	Determinar la tecnología utilizada y su comportamiento operacional en el tiempo para garantizar confiabilidad en los registros.	RUT RES. 041 / 2008 5.2.2	3.0%	
MEDICIÓN VOLUMÉTRICA						
11	11.1	El volumen de gas natural entregado y tomado del sistema de transporte es el calculado por el transportador a condiciones estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de la medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones AGA.	Verificar en campo la configuración del computador de flujo y los procedimientos de calibración realizados para garantizar la confiabilidad en la medición.	RUT RES. 041 / 2008 5.3	0.0%	0.0%
MEDICIÓN OTRAS VARIABLES						
12	12.1	La supercompresibilidad del gas será determinada por el transportador utilizando la metodología establecida por la AGA (American Gas Association) en el "Manual for Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas"; última edición.	Verificar configuración en campo.	RUT RES. 041 / 2008 5.4.3.	2.0%	6.0%
	12.2	Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica del sitio donde esté el medidor. Se determinará a partir de: barómetro electrónico, información del IDEAM o aplicando la ecuación del AGA 7 del 2006 Apéndice B.	Verificar configuración en campo.	RUT RES. 041 / 2008 5.4.2.	2.0%	
	12.3	El poder calorífico y la densidad relativa del gas entregado en los puntos de entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el transportador mediante mediciones de composición de gas confiables a través de cromatógrafos.	Verificar configuración en campo. Evaluar el comportamiento operacional del cromatógrafo. Análisis de registros históricos de mantenimiento.	RUT RES. 041 / 2008 5.4.4. / 5.4.5.	2.0%	

PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN PRODUCTOR-TRANSPORTADOR						
13	13.1	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.) esta dentro del margen de error de $\pm 1\%$.	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	2.0%	5.0%
	13.2	El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calorífico bruto, esta dentro del margen de error de ($\pm 1\%$)	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	1.0%	
	13.3	El error combinado de los diferentes equipos involucrados en la medición no debe ser mayor de $\pm 1\%$	Verificar resultados de calibración en campo.	RUT RES. 071 / 1999 5.5.1.	1.0%	
	13.4	La exactitud del sistema de medición será verificada por el transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes.	Análisis de acuerdo contractual Productor-Transportador	RUT RES. 041 / 2008 5.5.3.2	1.0%	
BUENAS PRÁCTICAS METROLÓGICAS						
14	14.1	Con el fin de garantizar las condiciones de similitud con que se maneja un medidor tipo diferencial se debe programar inspecciones internas periódicas, la frecuencia se debe determinar de acuerdo a la calidad del gas que se maneja.	Verificar registros históricos: última fecha de inspección y resultados	B.P.M.	0.0%	0.0%
CALIDAD Y MUESTREO						
15	15.1	El poder calorífico bruto en base seca del gas natural es mínimo 35,4 MJ/m ³ (950 BTU/pie ³); máximo: 42,8 MJ/m ³ (1.150 BTU/pie ³). Se debe verificar por cromatografía o calorímetro.	Norma ASTM D1826-88 Equipo de Calorimetría. Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía.	RUT	1.5%	15.5%
	15.2	El contenido de ácido sulfhídrico (H ₂ S) en gas natural como máximo es 6,0 mg/m ³ o 4,3 ppm. Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D4810 Equipo de análisis continuo.	RUT	1.5%	
	15.3	El contenido de azufre total (S) en gas natural como máximo es 23 mg/m ³ o 17,5 ppm. Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D4468. Equipo de análisis continuo.	RUT	1.5%	
	15.4	El contenido de Bióxido de carbono en gas natural como máximo es 2 % volumen. Se debe verificar por cromatografía	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	RUT	1.5%	
	15.5	El contenido de humedad (H ₂ O) en gas natural como máximo es 97 mg/m ³ (6,0 lb/MMPCS). Existencia de equipo in-situ	Norma ASTM D5454 y ASTM D1142.	RUT	1.5%	
	15.6	El contenido de inertes (Nitrógeno + Bióxido de carbono) en gas natural como máximo es 5 % volumen. Se debe verificar por cromatografía	Norma ASTM D1945-03. Equipo de cromatografía	RUT	1.5%	
	15.7	El gas se encuentra libre de material sólido como polvo y gomas.	Registro de reclamaciones por parte del transportador o remitentes.	RUT	1.0%	
	15.8	El gas se encuentra libre de hidrocarburos líquidos. Dew point 7.2 oC. Existencia de equipo in-situ	Metodología de espejo enfriado	RUT	1.0%	
	15.9	El punto de muestreo de los equipos instalados se encuentra localizado en punto que garantiza representatividad.	Verificar en campo la localización del punto de muestreo, la profundidad de la sonda, y la línea de conducción al analizador. Registros de inspección anterior.	GPA 2166	1.5%	
	15.10	Para el muestreo del gas natural se toma como referencia el método internacional 2166-86 expedido por la Gas Processors Asociación (GPA).	Evaluar cumplimiento de la normativa mediante inspección en campo.	GPA 2166	1.5%	
	15.11	Para el control de la calidad del gas natural se deben utilizar equipos con tecnología confiable y normatizada.	Verificación en campo.	RUT	1.5%	

GESTION Y NORMATIVA CORPORATIVA						
16	16.1	Verificar el compromiso de la alta dirección y/o su representante para con los procedimientos para la determinación de los Índices de Gestión de los Sistemas de Medición de gas.	Se evalúa inicialmente la actividad desarrollada en la determinación del IGSM. Evidenciar registros de seguimiento a los planes de acción de los Sistemas de Medición.	SGC	1.0%	3.0%
	16.2	Verificar la existencia de los repuestos que exigen los equipos para garantizar una operación confiable.	Análisis de stock de inventarios de repuestos a los componentes del sistema de medición.	SGC	1.0%	
	16.3	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas, procedimientos e instructivos relacionadas con la instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición de gas. Se incluyen las normas AGA, Resoluciones CREG, Decretos de Metrología y estándares de calidad.	Verificar si existe divulgación de las normas. Revisar los históricos de divulgación.	SGC	1.0%	
CAPACITACION Y COMPETENCIA						
17	17.1	Verificar la competencia e idoneidad del personal que realiza las actividades de calibración/verificación y seguimiento operacional del sistema de medición. Se incluye el personal asignado, como el supervisor de las actividades, los registros de capacitación y planes a futuro.	Verificar los documentos que certifiquen el nivel de conocimiento y la competencia del personal encargado de los Sistemas de Medición. Verificar registros históricos de la participación del personal en programas de desarrollo en medición de calidad y cantidad de GN.	SGC	0.0%	0.0%
TOTAL NIVEL DE CUMPLIMIENTO					86.0%	

Fuente: Ecopetrol SOM

La Planta Compresora de Gas Llanito saca un cumplimiento del **86%** de IGSM.

En la inspección se detectaron 5 no conformidades que ocasionaron que no se alcanzara el 100% de cumplimiento, estas no conformidades se hallaron en base a la revisión de la lista de verificación en la cual se encontró que se tenía oportunidades de mejora en el cumplimiento de los criterios de evaluación 2.1, 5.3, 11.1, 14.1 y 17.1 esto ocasiono una disminución de 14 puntos en el IGSM.

6.10 RESULTADOS CONSOLIDADOS EVALUACIÓN IGSM SOM

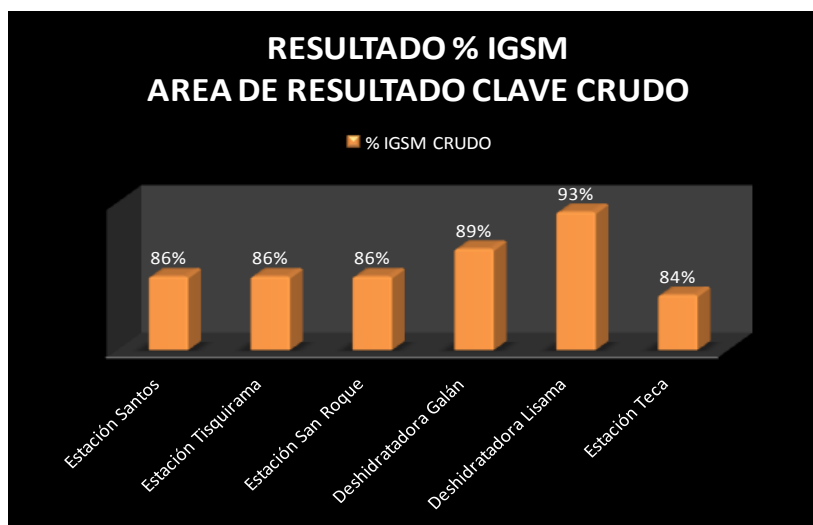
Una vez realizadas las inspecciones de IGSM se obtuvieron los siguientes resultados consolidados para las áreas claves de la SOM:

Tabla 21. Resultado Consolidado IGSM Áreas Crudo SOM

AREA DE RESULTADO CLAVE CRUDO	% IGSM CRUDO
Estación Santos	86%
Estación Tisquirama	86%
Estación San Roque	86%
Deshidratadora Galán	89%
Deshidratadora Lisama	93%
Estación Teca	84%

Fuente: El autor

Figura 8. Resultados % IGSM Áreas de Resultado Clave Crudo



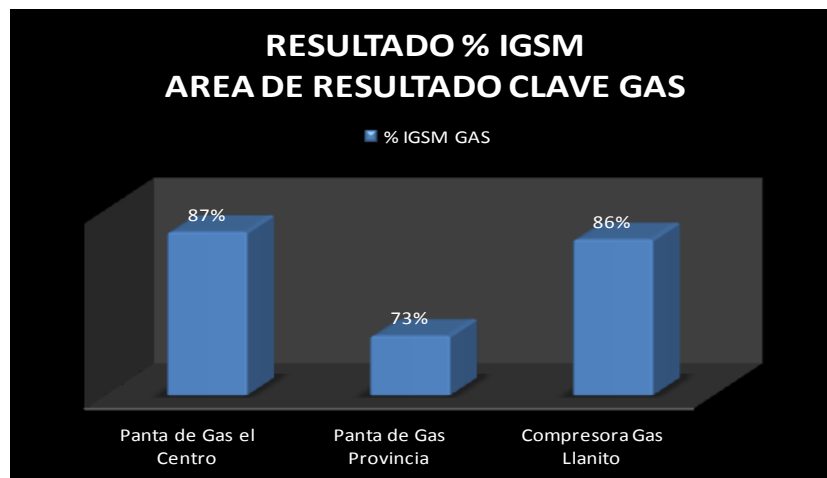
Fuente: El autor

Tabla 22. Resultado Consolidado IGSM Áreas Gas SOM

AREA DE RESULTADO CLAVE GAS	% IGSM GAS
Panta de Gas el Centro	87%
Panta de Gas Provincia	73%
Compresora Gas Llanito	86%

Fuente: El autor

Figura 9. Resultados % IGSM Áreas de Resultado Clave Gas



Fuente: El autor

Tabla 23. Numero de No Conformidades Áreas Crudo SOM

AREA DE RESULTADO CLAVE CRUDO	# DE NO CONFORMIDADES CRUDO
Estación Santos	3
Estación Tisquirama	5
Estación San Roque	5
Deshidratadora Galán	4
Deshidratadora Lisama	3
Estación Teca	6
Total NC Crudo SOM	26

Fuente: El autor

Figura 10. Numero de No Conformidades Crudo



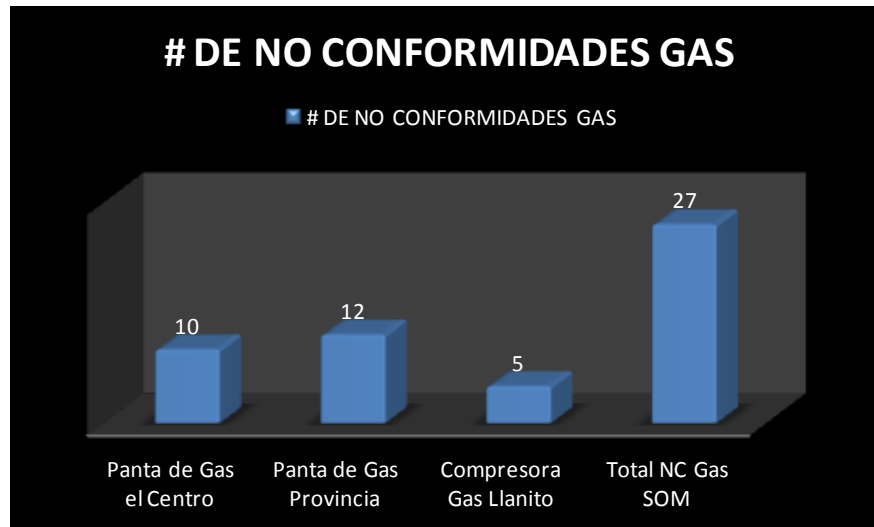
Fuente: El autor

Tabla 24. Numero de No Conformidades Áreas Gas SOM

AREA DE RESULTADO CLAVE GAS	# DE NO CONFORMIDADES GAS
Panta de Gas el Centro	10
Panta de Gas Provincia	12
Compresora Gas Llanito	5
Total NC Gas SOM	27

Fuente: El autor

Figura 11. Numero de No Conformidades Gas



Fuente: El autor

Los resultados obtenidos en la evaluación de IGSM en las 9 ares de resultado claves muestras que no se está cumpliendo o alcanzando las metas establecidas, ya que los resultados están por debajo de la meta de 95% de calificación, por ende se tienen grandes oportunidades de mejora en estos sistemas de medición en la SOM.

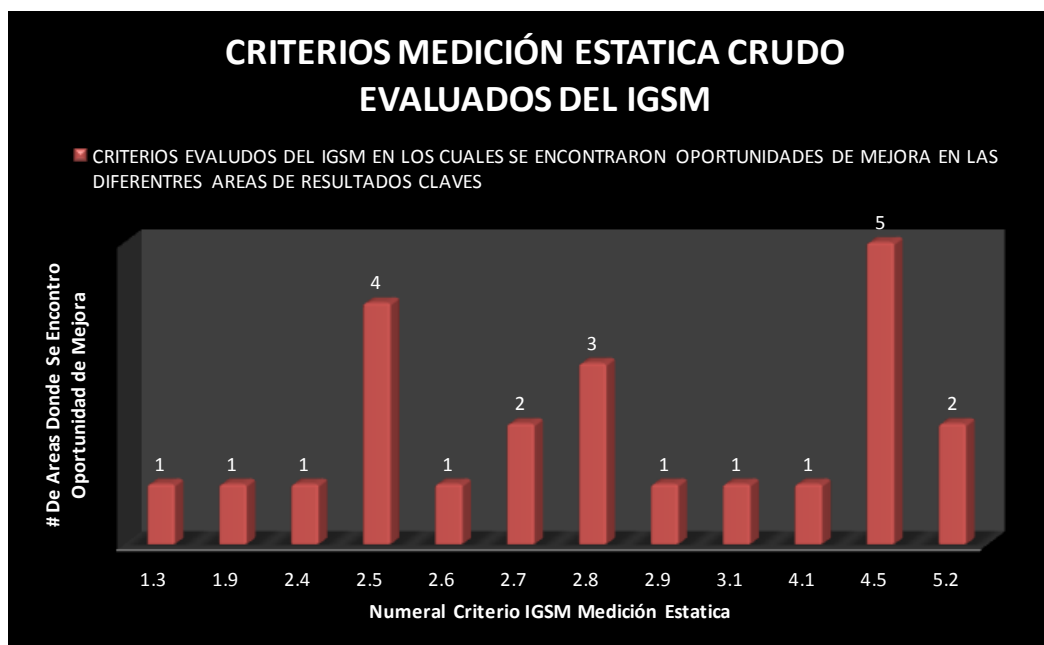
Se detectaron 26 oportunidades de mejora en los sistemas de medición de Crudo y 27 oportunidades de mejora en los sistemas de medición de Gas, para un total de 53 oportunidades de mejoras totales para el aseguramiento de los sistemas de medición.

Tabla 25. Criterios Evaluados Crudo del IGSM Con Oportunidades de Mejora

CRITERIOS EVALUADOS DEL IGSM EN LOS CUALES SE ENCONTRARON OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LAS DIFERENTES AREAS DE RESULTADOS CLAVES DE CRUDO							
Criterios Medición Estatica	Estación Santos	Estación Tisquirama	Estación San Roque	Deshidratadora Galán	Estación Teca	Deshidratadora Lisama	TOTAL
1.3				1			1
1.9					1		1
2.4					1		1
2.5	1	1	1	1			4
2.6				1			1
2.7		1	1				2
2.8		1	1		1		3
2.9					1		1
3.1					1		1
4.1	1						1
4.5	1	1	1	1	1		5
5.2		1	1				2
Criterios Medición Dinamica							0
2.6						1	1
4.5						1	1
5.4						1	1
TOTAL NC POR AREA	3	5	5	4	6	3	26

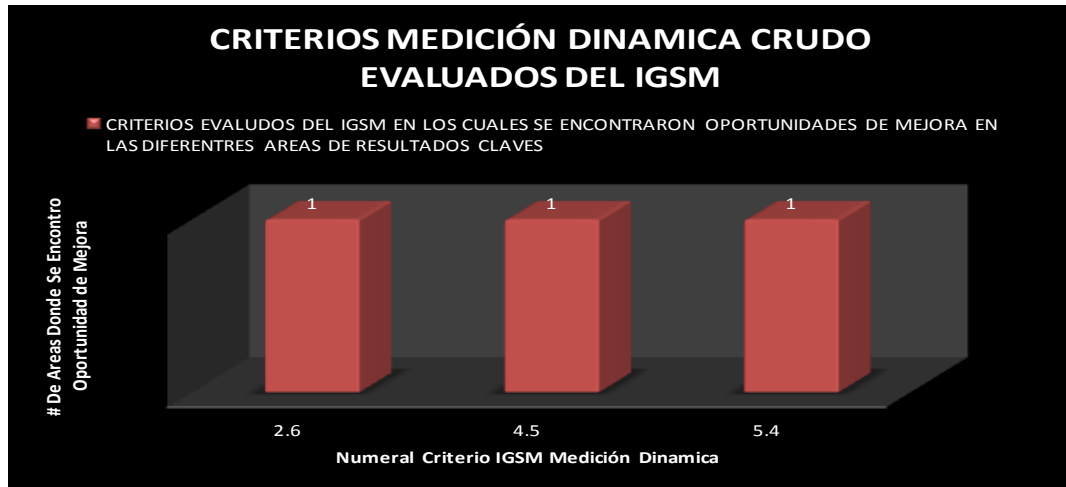
Fuente: El autor

Figura 12. Criterios Medición Estática Crudo Evaluados del IGSM



Fuente: El autor

Figura 13. Criterios Medición Dinamica Crudo Evaluados del IGSM



Fuente: El autor

Los criterios de medición Estática evaluados del IGSM de crudo en los cuales se evidencio oportunidad de mejora fueron los definidos por los numeral 1.3, 1.9, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9, 3.1, 4.1, 4.5 y 5.2 por un total de 12 criterios de medición estática con oportunidades de mejora en la SOM. Los más recurrentes en las áreas fueron los criterios 4.5 (5 veces), 2.5 (4 veces), 2.8 (3 veces), 2.7 (2 veces), 5.2 (2 veces).

Los criterios más recurrentes con oportunidad de mejora en medición Estática están relacionados con:

- 4.5 Control de pérdidas identificadas.
- 2.5 Almacenamiento de muestras.
- 2.8 Procedimientos de laboratorio.
- 2.7 Requerimientos HSEQ de los laboratorios.
- 5.2 Aseguramiento de registros dentro del SGC de ECP.

Los criterios de medición Dinamica evaluados del IGSM de crudo en los cuales se evidencio oportunidad de mejora fueron los definidos por los numeral 2.6, 4.5 y 5.4

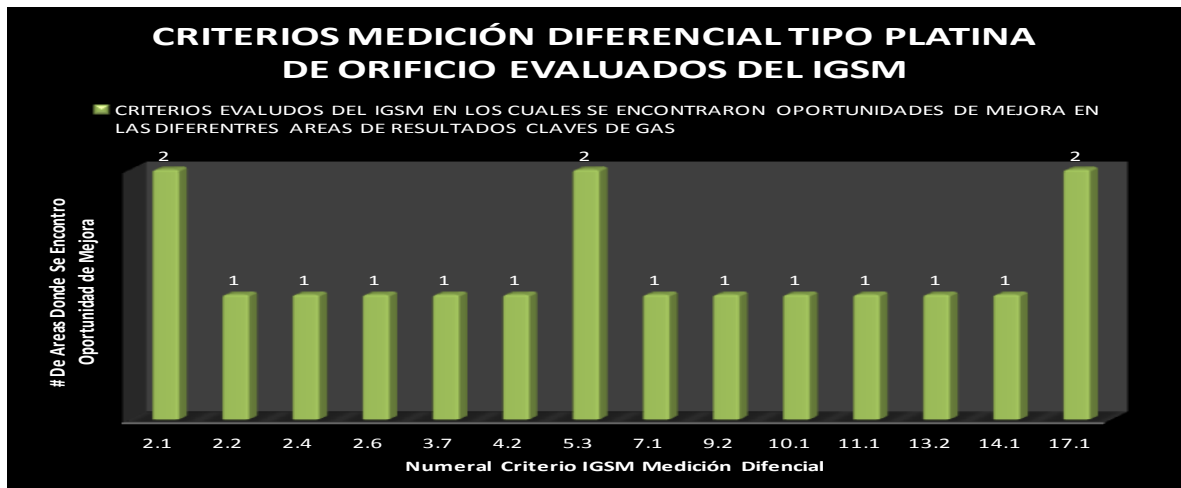
para un total de 3 criterios de medición estática con oportunidades de mejora en la SOM.

Tabla 26. Criterios Evaluados Gas del IGSM Con Oportunidades de Mejora

CRITERIOS EVALUADOS DEL IGSM EN LOS CUALES SE ENCONTRARON OPORTUNIDADES DE MEJORA EN LAS DIFERENTES AREAS DE RESULTADOS CLAVES DE GAS				
Criterios Medición Diferencial	Panta de Gas Provincia	Compresora Gas Llanito	Panta de Gas el Centro	TOTAL
2.1	1	1		2
2.2	1			1
2.4	1			1
2.6	1			1
3.7	1			1
4.2	1			1
5.3	1	1		2
7.1	1			1
9.2	1			1
10.1	1			1
11.1		1		1
13.2	1			1
14.1		1		1
17.1	1	1		2
Criterios Medición Ultrasonica				
4.2			1	1
5.7			1	1
6.2			1	1
9.1			1	1
10.3			1	1
12.7			1	1
12.12			1	1
12.14			1	1
13.5			1	1
15.1			1	1
TOTAL NC POR AREA	12	5	10	27

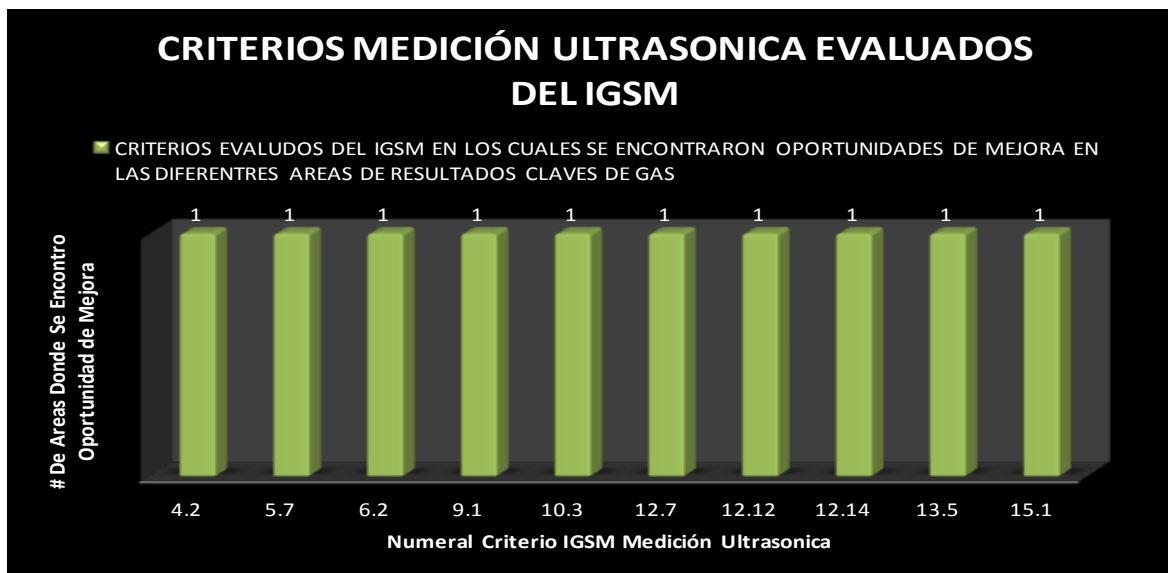
Fuente: El autor

Figura 14. Criterios Medición Diferencial Evaluados del IGSM



Fuente: El autor

Figura 15. Criterios Medición Ultrasonica Evaluados del IGSM



Fuente: El autor

Los criterios de medición diferencial tipo platina de orificio evaluados del IGSM de Gas en los cuales se evidencio oportunidad de mejora fueron los definidos por los numeral 2.1, 2.2, 2.4, 2.6, 3.7, 4.2, 5.3, 7.1, 9.2, 10.1, 11.1, 13.2, 14.1, 17.1 por un total de 14 criterios de medición diferencial con oportunidades de mejora en la SOM. Los más recurrentes en las áreas fueron los criterios 2.1 (2 veces), 5.3 (2 veces), 17.1 (2 veces).

Los criterios más recurrentes en medición diferencial con oportunidad de mejora están relacionados con:

2.1 Inspección visual de las platinas (planitud, Limpieza, ralladuras).

5.3 Líneas manométricas (conectores dieléctricos).

17.1 Competencias del personal.

Los criterios de medición ultrasónica evaluados del IGSM de Gas en los cuales se evidencio oportunidad de mejora fueron los definidos por los numeral 4.2, 5.7, 6.2,

9.1, 10.3, 12.7, 12.12, 12.14, 13.5 y 15.1 para un total de 10 criterios de medición ultrasónica con oportunidades de mejora en la SOM.

7. ROLES Y RESPONSABILIDADES

La superintendencia de operaciones de mares está organizada en tres Jefaturas de Departamento las cuales son Jefatura de Departamento Producción, Jefatura de Departamento Ingeniería y Jefatura de Departamento Mantenimiento. A su vez la Jefatura de Departamento Producción se divide en las Coordinaciones de Producción Lisama, Llanito, Provincia, Teca y Plantas de Gas.

Los departamentos son los encargados de impulsar, coordinar y controlar que todas las actuaciones llevadas a cabo en sus respectivas áreas sigan las directrices establecidas por la dirección con el fin de alcanzar las metas y cumplir los objetivos propuestos por la superintendencia.

Uno de los grandes problemas que se ha podido detectar en campo es la falta de claridad con relación a los roles y responsabilidad respecto al tema de aseguramiento de los sistemas de medición de la SOM, por lo cual nos tomamos al trabajo de definirlos de manera clara para que sirvan para orientar a las personas en su día a día. Para poder sacar estos roles y responsabilidades se tomo como base el marco de funciones principales y razón de ser de cada departamento y a su vez las herramientas y fortalezas con que cuenta cada uno de ellos.

Finalmente se espera tener responsables claros e identificados ante el cumplimiento de las diferentes actividades comprometidas para lograr el aseguramiento de los sistemas de medición.

A continuación se presentaran los roles y responsabilidades frente a medición de la Jefatura de Departamento Producción, Jefatura de Departamento Ingeniería,

Jefatura de Departamento Mantenimiento y Superintendencia de Mares, de igual forma los responsables de los proyectos de inversión y gastos.

7.1 SUPERINTENDENCIA DE MARES

7.1.1 Profesionales de Medición Con el fin de asegurar los Sistemas de Medición y establecer los lineamientos que orienten la gestión de medición de la cantidad y calidad de los hidrocarburos que se fiscalizan, almacenan y/o transfieren a lo largo de la cadena de suministro de Ecopetrol S.A se requiere que la Superintendencia de Operaciones de Mares realice la designación del líder de medición de la SOM y adicionalmente se designen por cada coordinación los líderes o profesionales de medición locales de crudo y gas.

Será responsabilidades de los Líderes y Profesionales de Medición de Hidrocarburos de la Superintendencia de Operaciones de Mares asegurar las siguientes actividades³.

1. Asegurar que los sistemas de medición se encuentren debidamente calibrados, de acuerdo a lo establecido en el Manual de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo con los requerimientos de la Ley.
2. Coordinar y supervisar los análisis de Laboratorio de los Puntos de Transferencia y Custodia.
3. Realizar mínimo 1 vez al año el IGSM en cada punto de transferencia y custodia, cuya meta es del 95%.

• ³ ECOPETROL S.A, Reglamento Para la Gestión de la Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles. Colombia. Octubre 1 del 2010. ECP-VSM-R-001.

4. Supervisar y evaluar la medición de los inventarios de producto en los tanques de proceso de las Estaciones de producción para su fiscalización.
5. Realizar calibración del potencial de las pruebas de los pozos contra tanques.
6. Verificar mensualmente las oficializaciones de los factores de los medidores en los sistemas de medición dinámica en los puntos de transferencia y custodia.
7. Participar en los comités de medición.
8. Coordinar la realización de Auditorías Internas y Externas periódicas.
9. Realizar inspecciones internas y externas y atender auditorías externas de medición, realizando acompañamiento a la implementando los planes de acción resultantes de éstas.
10. Determinar las pérdidas PI (evaporación, encogimiento, etc) y PNI para identificar problemas operativos con el fin de identificar acciones de mejoría que lleven a la optimización de las pérdidas.
11. Asegurar la planeación, ejecución de las rutinas de mantenimiento en los sistemas corporativos CMMS para los equipos y la instrumentación asociada a la medición, de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes, por requerimiento de las normas API que rigen éstos sistemas y por las rutinas establecidas en el MMH.
12. Realizar seguimiento y control a los programas de mantenimiento preventivo de los equipos e instrumentos que, intervienen en los sistemas de medición de cantidad y calidad.

13. Actualizar procedimientos establecidos en campo de acuerdo a las revisiones y actualizaciones de las normas API MPMS, ASTM y el MMH.
14. Verificar la medición estática de volumen de producto líquido y de agua libre contenido en tanques de almacenamiento, así como la de temperatura, vigilando que se realicen bajo las normas de calidad de medición vigentes.
15. Verificar la liquidación de los tanques de almacenamiento, revisando las tablas de aforo, para garantizar que la medida tomada este acorde con las políticas de calidad establecidas.
16. Verificar que las pruebas de laboratorio para la determinación de los parámetros de calidad de crudo (densidad, contenido de agua, sedimentos y sal) se realicen bajo los procedimientos aprobados y alineados a las normas legales vigentes.
17. Conciliar cada 10 días los volúmenes de entregas con el siguiente negocio de la cadena de suministros.
18. Analizar el desempeño de equipos y sistemas de medición para determinar alternativas de mejora y optimización de los mismos.
19. Contribuir al análisis de los estándares de medición buscando la mejora continua del Sistema.
20. Gestionar todas las actividades que articulan el sostenimiento y mejoramiento de los sistemas de Medición que se desprenden del TBG de Medición para la Vicepresidencia.

21. Cumplir con las metas e indicadores de desempeño trazados.

22. Preparar programas de entrenamiento y capacitación que conlleven al mejoramiento de competencias en el tema.

7.2 DEPARTAMENTO INGENIERÍA SOM

Será responsabilidades del departamento de ingeniería de la Superintendencia de Operaciones de Mares asegurar las siguientes actividades.

- Realizar inspección IGSM cada año por cada punto de transferencia de custodia de crudo, gas y blancos.
- Verificar las oficializaciones de los factores de los medidores en los sistemas de medición dinámica en los puntos de transferencia y custodia
- Participar en comité de medición VPR
- Coordinar la realización de Auditorías Internas y Externas periódicas.
- Revisar y aprobar los procedimientos y formatos nuevos de acuerdo a las revisiones y actualizaciones de las normas API MPMS, ASTM y el MMH.
- Analizar el desempeño de equipos y sistemas de medición para determinar alternativas de mejora y optimización de los mismos.

- Contribuir al análisis de los estándares de medición buscando la mejora continua del Sistema.
- Elaborar y actualizar los acuerdos de medición con el siguiente negocio.
- Revisar temas de medición inmersos en los proyectos de las facilidades de superficie
- Presentar ante comité VPR proyectos, mejoras o cambios en temas de medición
- Socializar la normativa
- Cálculo de incertidumbre en Risnet
- Determinar PI y PNI, identificar problemas operativos y plantear acciones de mejora
- Participar del taller de lecciones aprendidas VPR
- Verificar que las pruebas de laboratorio para la determinación de los parámetros de calidad de crudo (densidad, contenido de agua, sedimentos y sal) se realicen bajo los procedimientos aprobados y alineados a las normas legales vigentes
- Gestionar todas las actividades que articulan el sostenimiento y mejoramiento de los sistemas de Medición que se desprenden del TBG de Medición para la Vicepresidencia

- Cumplir con las metas e indicadores de desempeño trazados.
- Preparar programas de entrenamiento y capacitación que conlleven al mejoramiento de competencias estratégicas en el tema.
- Cumplimiento de controles COSO
- Atender los requerimientos de hallazgos de auditorías
- Coordinar las pruebas interlaboratorios.
- Difundir los procedimientos establecidos en el corporativo para ser aplicados en campo
- Unificar y estandarizar formatos de medición en la VPR
- Actualización constante pagina share point de medición VPR
- Identificar problemas operativos con el fin de identificar acciones de mejoría que lleven a la optimización de las pérdidas en los sistemas de medición.
- Realizar sinergias de contratación
- Auditar medición y liquidación de tanques
- Auditar balances entre facilidades
- Planear y gestionar el contrato de medición

7.3 DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN SOM

Sera responsabilidades del departamento de Producción de la Superintendencia de Operaciones de Mares asegurar las siguientes actividades.

- Coordinar y supervisar los análisis de Laboratorio de los Puntos de Transferencia y Custodia
- Supervisar la medición de los inventarios de producto en los tanques de proceso de las Estaciones de producción para su fiscalización.
- Calibrar potencial de pruebas de pozos contra tanques
- Realizar inspecciones internas y externas y atender auditorías externas de medición, realizando acompañamiento a la implementando los planes de acción resultantes de éstas.
- Determinar PI y PNI, identificar problemas operativos y plantear acciones de mejora
- Cálculo de incertidumbre en Risnet
- Realizar, revisar y actualizar procedimientos y formatos
- Verificar la medición estática de volumen de producto líquido y de agua libre contenido en tanques de almacenamiento, así como la de temperatura, vigilando que se realicen bajo las normas de calidad de medición vigentes

- Verificar la liquidación de los tanques de almacenamiento, para garantizar que la medida obtenida este acorde con las políticas de calidad establecidas.
- Realizar las conciliaciones de cantidad y calidad con el siguiente negocio
- Socializar e implementar normativa
- Cumplir cronograma de aforo o mantenimiento de tanques de almacenamiento de crudo
- Cumplir con la meta de $\pm 0.18\%$ en balances de línea
- Asegurar que las personas que manipulan los sistemas de medición se han idóneos para realizar estas actividades para esto se debe garantizar y programar planes de capacitación para las personas de igual forma que charlas de medición
- Cumplimiento de controles COSO
- Cumplir con las metas e indicadores de desempeño trazados.
- Velar por el mantenimiento y la mejora continua del IGSM del área.
- Generación de planes de acción para mejorar el IGSM
- Cierre de NC de las auditorias de los sistemas de medición.
- Planear y gestionar el contrato de medición.

- Velar por que se realicen las calibraciones y verificaciones de los equipos del sistema de medición.
- Atender los requerimientos de hallazgos de auditorías, hacer análisis de causa raíz e implementar acciones de mejora.

7.4 DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO SOM

Sera responsabilidades del departamento de Mantenimiento de la Superintendencia de Operaciones de Mares asegurar las siguientes actividades.

- Calibración y/o verificación de equipos de los sistemas de medición, de acuerdo a lo establecido en el Manual de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo con los requerimientos de la Ley (excepto cintas).
- Calibración y Mantenimiento de la Instrumentación Primaria, Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad.
- Asegurar la planeación y ejecución de las rutinas de mantenimiento en los sistemas corporativos para los equipos y la instrumentación asociada a la medición, de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes, por requerimiento de las normas API que rigen estos sistemas y por las rutinas establecidas en el MMH.
- Realizar seguimiento y control a los programas de mantenimiento preventivo de los equipos e instrumentos que, intervienen en los sistemas de medición de cantidad y calidad.

- Realizar, revisar y actualizar procedimientos y formatos.
- Realizar aforos o mantenimiento de tanques de almacenamiento de crudo cumpliendo con las normas contenidas en el MMH con relación a métodos de aforo de tanques, características de las tablas de aforo, tablillas de señalización, alturas de escotillas de medición, instalación de pestañas de señalización de alturas de referencia, instalación de platos de medición y telemetría requerida entre otros requisitos contenidos en el MMH.
- Analizar desempeño de los equipos para optimizar los sistemas de medición.
- Contribuir al análisis de los estándares.
- Atender los requerimientos de hallazgos de auditorías, hacer análisis de causa raíz e implementar acciones de mejora, entregar soportes a producción para el cierre de las N.C
- Socializar e implementar normativa
- Planear y gestionar el contrato de metrología
- Cumplir con las metas e indicadores de desempeño trazados.
- Implementar planes de capacitación

7.5 PROYECTOS DE INVERSIÓN DE MEDICIÓN

Los proyectos de inversión relacionados con medición y los controles de cambios se manejarán bajo el esquema establecido por la gerencia técnica de desarrollo y de Departamento de Ingeniería SOM.

7.6 ACTIVIDADES DE MEDICIÓN CONTRATADAS CON RECURSOS DE GASTOS

Para la planeación de los contratos de medición los cuales se pagan con recursos de gastos de la SOM y son utilizados en el día a día para realizar las actividades de certificación, inspección, seguimiento, calibración, verificación, mantenimiento y configuración de los sistemas de medición de hidrocarburos, el contrato lo deberá realizar un grupo multidisciplinario el cual debe estar conformado mínimo por un representante del departamento de ingeniería, un representante del departamento de producción y un representante del departamento de mantenimiento, las personas que conformen este grupo deben ser idóneos en el tema de medición, planeación, mantenimiento y contratación, todo con el fin de lograr sinergias entre los contratos para lograr un ahorro económico por contratación a gran escala. Este contrato será revisado y presentado para su aprobación y liberación de recursos por los jefes de departamento de las diferentes áreas y el líder de medición de la SOM, el responsable de la aprobación será el Superintendente Operaciones de Mares.

Cada área debe presupuestar y asegurar los recursos económicos requeridos para los contratos y compras de herramientas, partes o equipos necesarios para el aseguramiento de la medición, todo según los roles y responsabilidades adquiridos por cada departamento.

8. GENERACIÓN PLANES DE ACCIÓN

Con el fin de cerrar las no conformidades encontradas en la revisión realizada de IGSM en las áreas de resultado claves de la SOM, se hace necesario generar planes de acción por cada una de las oportunidades de mejora detectadas con el fin de cerrar las no conformidades.

El plan de acción se compone del hallazgo o no conformidad, peso del mismo en el IGSM, prioridad o impacto de la no conformidad en el aseguramiento de la medición (puede ser alto, medio o bajo esto depende de que tanto afecta la medición lo encontrado), recomendación para levantar y subsanar la no conformidad encontrada (la recomendación debe apuntar a la causa raíz del problema), responsable de la ejecución según los roles y responsabilidades definidos previamente, fecha límite de implementación solución (esta fecha depende de la complejidad de lo encontrado, la solución planteada para subsanación y los recursos disponibles), y finalmente los funcionarios que aprueban este plan según la definición de roles y responsabilidades.

A continuación se presentan los planes de acción creados para Los puntos de transferencia en custodia de crudo y gas evaluados con la inspección de IGSM:

- Estación Santos.
- Estación Tisquirama.
- Estación San Roque.
- Deshidratadora Galán.
- Deshidratadora Lisama.
- Estación Teca.
- Panta de Gas el Centro.

- Panta de Gas Provincia.
- Compresora Llanito.

Los recursos necesarios para levantar las no conformidades fueron tenidos en cuenta en la elaboración del contrato de medición y su presupuesto definidos posteriormente en este trabajo.

Planes de Acción Propuestos para Cierre de No conformidades Encontradas en las inspecciones de IGSM:

Tabla 27. Planes de Acción Consolidado Áreas de Resultados Claves SOM

Campo	ITEM	Título del hallazgo	% IGSM	Prioridad			Recomendación	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
GALAN	1.3	La escotilla de medición en el tanque cilíndrico vertical no se encuentra a una altura mínima del techo del tanque (recomendado entre 0,90 m - 1,10 m) de tal manera que permita una lectura con baja incertidumbre e igualmente no tienen claramente demarcados los puntos de medición y no evidencian una pestaña sino se toma el borde interno de la boquilla.	1%		X		Instalación de escotillas de medición en los tanques K-05, y K-06	Producción / Mto ECP	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
							Actualización de la altura de referencia reportada en las tablas de aforo de los tanques a los cuales se les modificó la altura de la escotilla	Producción ECP.	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
	2.5	No se evidencia que las muestra no han sido alteradas, pues Las muestras no tienen un mecanismo de cierre seguro que asegure su integridad. Se observó una muestra solamente con la contrata y sin tapa.	1%		X		Contar con un protocolo de envíos de muestra en donde se garantice la integridad de la mismas con la utilización de sellos.	Laboratorio ECP.	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
							Contar con Sellos adhesivos y con contratapara asegurar la tapa de los recipientes de muestreo.	Laboratorio ECP. / Producción	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
	2.6	No se cumple el procedimiento de liquidación descrito en el MMH capítulo 12. No se observa que quede un registro o ticket de la transferencia realizada a Refinería.	5%	X			Diseñar ticket de transferencia realizada a Refinería que cumpla con descrito en el MMH Capítulo 12.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
							Implementar Ticket de transferencia de despachos hacia refinería.	Producción / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
	4.5	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de pérdidas identificables en dichos balances. Pero en los balances de línea llevan solamente la relación de las diferencias presentadas en las mediciones, y no se observan las estimaciones de pérdidas. En los balances de Planta igualmente no se estiman las pérdidas.	4%		X		Estimación de las Pérdidas por Evaporación en tanques de almacenamiento de crudo.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
							Incluir dentro del Balance de Planta y de Línea de la Estación las pérdidas identificables.	Producción / Estadística / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
							Crear en el Software Volumétrico de ECP Avocet Capture un medidor de Ganancias y otro de Pérdidas para la Estación para así llevar el Balance a "Cero".	Estadística ECP.	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM

Campo	ITEM	Título del hallazgo	% IGSM	Prioridad			Recomendación	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
LISAMA	2.6	No se evidencia que las muestra no han sido alteradas, pues Las muestras no tienen un mecanismo de cierre seguro que asegure su integridad. Se observo una muestra solamente con la contrata y sin tapa.	1%		X		Contar con un protocolo de envios de muestra en donde se garantice la integridad de la mismas con la utilización de sellos.	Laboratorio ECP.	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Contar con Sellos adhesivos y con contratapapara asegurar la tapa de los recipientes de muestreo.	Laboratorio ECP. / Producción	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	4.5	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de perdidas identificables en dichos balances. Pero en los balances de línea llevan solamente la relación de las diferencias presentadas en las mediciones, y no se observan las estimaciones de perdidas. En los balances de Planta igualmente no se estiman las perdidas.	4%		X		Estimación de las Perdidas por Evaporación en tanques de almacenamiento de crudo.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Incluir dentro del Balance de Planta y de Linea de la Estación las perdidas identificables.	Producción / Estadística / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Crear en el Software Volumetrico de ECP Avocet Capture un medidor de Ganancias y otro de Perdidas para la Estación para asi llevar el Balance a "Cero".	Estadística ECP.	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	5.4	Se tienen los planes de acción de vigencia 2009 y 2010, incluyendo instalación de telemetría en tanques, la ingeniería para medición dinámica para entrega a refinería y no ha habido aval para hacerlo; se hizo capacitación en el 2010; se instalo sistema de control para detectar fallas de medidas de los tanques; No se hizo el patin de medición; el nuevo oleoducto tienen estudio de factibilidad por línea de 8".	2%	X			Evaluar la viabilidad de contar con un patin de medición Dinamica y una línea Dedicada para el Crudo HCT.	Ingeniería / Mantenimiento	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							En caso de que la viabilidad sea positiva, Contar con su instalación y cumplimiento de los Planes de Acción.	Ingeniería / Mantenimiento / Producción	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM

Campo	ITEM	Título del hallazgo	% IGSM	Prioridad			Recomendación	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
PROVINCIA (SANTOS)	2.5	"El sitio de almacenamiento de muestras cumple con los requisitos de almacenamiento, la muestra, no cumplen con el MMH y el API MPMS ya que la muestra analizada es la misma muestra testigo.	1%		X		Contar con un protocolo de envíos de muestra en donde se garantice la integridad de la mismas con la utilización de sellos.	Laboratorio ECP.	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
		Tomar mayor cantidad de muestra en el tanque y dividirla de tal manera que una porción se utilice en el análisis y la otra se deje como testigo."				Contar con Sellos adhesivos y con contratapapara asegurar la tapa de los recipientes de muestreo.	Laboratorio ECP. / Producción	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM	
	4.1	"Se evidenciaron reportes de movimientos diarios de recibo y despacho de tanques, no se tiene un esquema de balance de planta diario y su comparación con una meta establecida.	9%			X	Diseñar Hoja de Calculo para el Balance de Planta de la Estación Santos.que cumpla con descrito en el MMH Capítulo 12.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
		Recomendación: Diseñar un reporte diario donde se muestre el esquema de balance de plata y su respectiva meta de comparación."			Implementación en Campo		Operación ECP	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM	
	4.5	"Se evidencia documentación de las acciones de cálculo y control estadístico de PI (evaporación) pero no esta implementado.	4%			X	Estimación de las Perdidas por Evaporación en tanques de almacenamiento de crudo.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM
		Recomendación: Implementar el programa de cálculo de PI y las acciones para su control, dejar registros de estas en el balance de plata."			Incluir dentro del Balance de Planta y de Linea de la Estación las perdidas identificables.		Producción / Estadística / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM	
				Crear en el Software Volumetrico de ECP Avocet Capture un medidor de Ganancias y otro de Perdidas para la Estación para asi llevar el Balance a "Cero".	Estadística ECP.		31-Dic-12	Superintendente / Líder Medición SOM		

Campo	ITEM	Título del hallazgo	% IGSM	Prioridad			Recomendación	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
TISQUIRAMA	2.5	No se evidencia que las muestra no han sido alteradas, pues Las muestras no tienen un mecanismo de cierre seguro que asegure su integridad. Se observo una muestra solamente con la contrata y sin tapa.	1%		X		Contar con un protocolo de RETENCIÓN de muestra en donde se garantice la integridad de la mismas con la utilización de sellos.	Laboratorio ECP.	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Contar con Sellos adhesivos asegurar la tapa de los recipientes de muestreo.	Laboratorio ECP. / Producción	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	2.7	El Laboratorio no cuenta con campana de extracción, ducha lava ojos, no hay sistema de aire acondicionado. Hay facilidades para desplazamiento y ergonómicos para la realización de los respectivos análisis.	2%		X		Estimar la viabilidad de contar con un laboratorio para la transferencia en custodia en la estación Tisquirama	Ingeniería / Producción	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							En caso de ser viable, realizar la Instalación del Extractor para vapores organicos, Ducha lava ojos y ambiente controlado.	Ingeniería / Producción	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Adecuación de la Infraestructura del Laboratorio, Espación y acondicionamiento general.	Ingeniería / Producción	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	2.8	Se encontró que el análisis de contenido de agua en operación de transferencia de custodia, realizado por centrifuga, contrario a las recomendaciones de Minminas de disponer de equipos de Karl Fischer. Se evidencia que los formatos reporte de analisis de crudos no estan diligenciados.	3%		X		Implementar los formatos de reporte de los analisis de API, %S&W y Sal realizados en el laboratorio de Tisquirama.	Operación / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Compra de un equipo titulador Karl Fisher para la determinación del % agua en crudo.	Producción	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Implementar el analisis del KF.	Operación / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	4.5	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de perdidas identificables en dichos balances. Pero en los balances de línea llevan solamente la relación de las diferencias presentadas en las mediciones, y no se observan las estimaciones de perdidas. En los balances de Planta igualmente no se estiman las perdidas.	4%	X			Estimación de las Perdidas por Evaporación en tanques de almacenamiento de crudo.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Incluir dentro del Balance de Planta y de Linea de la Estación las perdidas identificables.	Producción / Estadística / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Crear en el Software Volumetrico de ECP Avocet Capture un medidor de Ganancias y otro de Perdidas para la Estación para asi llevar el Balance a "Cero".	Estadística ECP.	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	5.2	En el Laboratorio se evidencio que no diligencian los registros de calidad mantenidos como registros primarios sino que son mantenidos como registros secundarios en el reporte de producción.	4%		X		Divulgar los procedimientos para analisis del API, %S&W y Sal. Exigir al Contratista que maneja el laboratorio la capacitación del personal a cargo.	Contratista Medición /Contratista Lab.	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Implementar los formatos de reporte de los analisis de API, %S&W y Sal realizados en el laboratorio de Tisquirama.	Contratista Lab. / Operación	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM

Campo	ITEM	Título del hallazgo	% IGSM	Prioridad			Recomendación	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
SAN ROQUE	2.5	No se evidencia que las muestra no han sido alteradas, pues Las muestras no tienen un mecanismo de cierre seguro que asegure su integridad. Se observo una muestra solamente con la contrata y sin tapa.	1%		X		Contar con un protocolo de RETENCIÓN de muestra en donde se garantice la integridad de la mismas con la utilización de sellos.	Laboratorio ECP.	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Contar con Sellos adhesivos asegurar la tapa de los recipientes de muestreo.	Laboratorio ECP. / Producción	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	2.7	El Laboratorio no cuenta con campana de extracción, ducha lava ojos, no hay sistema de aire acondicionado. Hay facilidades para desplazamiento y ergonómicos para la realización de los respectivos análisis.	2%		X		Estimar la viabilidad de contar con un laboratorio para la transferencia en custodia en la estación Tisquirama	Ingeniería / Producción	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							En caso de ser viable, realizar la Instalación del Extractor para vapores organicos, Ducha lava ojos y ambiente controlado.	Ingeniería / Producción	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Adecuación de la Infraestructura del Laboratorio, Espación y acondicionamiento general.	Ingeniería / Producción	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	2.8	Se encontró que el análisis de contenido de agua en operación de transferencia de custodia, realizado por centrifuga, contrario a las recomendaciones de Minminas de disponer de equipos de Karl Fischer. Se evidencia que los formatos reporte de analisis de crudos no estan diligenciados.	3%		X		Implementar los formatos de reporte de los analisis de API, %S&W y Sal realizados en el laboratorio de Tisquirama.	Operación / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Compra de un equipo titulador Karl Fisher para la determinación del % agua en crudo.	Producción	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Implementar el analisis del KF.	Operación / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	4.5	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de perdidas identificables en dichos balances. Pero en los balances de línea llevan solamente la relación de las diferencias presentadas en las mediciones, y no se observan las estimaciones de perdidas. En los balances de Planta igualmente no se estiman las perdidas.	4%	X			Estimación de las Perdidas por Evaporación en tanques de almacenamiento de crudo.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Incluir dentro del Balance de Planta y de Línea de la Estación las perdidas identificables.	Producción / Estadística / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
							Crear en el Software Volumetrico de ECP Avocet Capture un medidor de Ganancias y otro de Perdidas para la Estación para así llevar el Balance a "Cero".	Estadística ECP.	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	5.2	En el Laboratorio se evidencio que no diligencian los registros de calidad mantenidos como registros primarios sino que son mantenidos como registros secundarios en el reporte de producción.	4%		X		Divulgar los procedimientos para analisis del API, %S&W y Sal. Exigir al Contratista que maneja el laboratorio la capacitación del personal a cargo.	Contratista Medición /Contratista Lab.	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
Implementar los formatos de reporte de los analisis de API, %S&W y Sal realizados en el laboratorio de Tisquirama.							Contratista Lab. / Operación	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM	

Campo	ITEM	Título del hallazgo	% IGSM	Prioridad			Recomendación	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
TECA	1.9	No se cumple con la rutina de calibración del termoprober que es cada año, debido a que este equipo es fundamental para la determinación de volumen en tanques	3%	X			Divulgar al personal operativo cuales equipos se encuentra sin calibración y cerca de su periodo de vencimiento para poder elaborar un cronograma de envíos de equipos al ICP	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Enviar al ICP aquellos equipos que se encuentren sin calibración vigente.	Operación / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	2.4	El almacenamiento de la muestra de retención se usa el recipiente adecuado, cuenta con tapa pero NO se le coloca contratapa porque los envases son reutilizados.	1%			X	Realizar charlas informativas de verificación del procedimiento de almacenamiento de muestra, resaltando el objetivo principal del procedimiento de almacenamiento de la muestra testigo	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Contar con Sellos adhesivos Y contratapas asegurar la tapa de los recipientes de muestreo.	Operación Contratada	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	2.8	En el Laboratorio se evidencio que no diligencian los registros de calidad mantenidos como registros primarios sino que son mantenidos como registros secundarios en el reporte de producción.	3%	X			Divulgar los procedimientos para analisis del API, %S&W y Sal. Exigir al Contratista que maneja el laboratorio la capacitación del personal a cargo.	Contratista Medición /Contratista Lab.	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Implementar los formatos de reporte de los analisis de API, %S&W y Sal realizados en el laboratorio de Tisquirama.	Contratista Lab. / Operación	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	2.9	No se tiene un procedimiento escrito de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición	2%			X	Elaborar un procedimiento de respaldo y/o contingencia a la medición oficial.	Operación / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Divulgar este procedimiento y su aplicabilidad en campo.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	3.1	No se han programados interlaboratorios en la Estación EBOTECA.	3%			X	Elaborar un cronograma de pruebas interlaboratorios en la GRB. Evaluar la posibilidad de participar en el Inter laboratorio desarrollado por el ICP para el 2011	Producción / Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Realizar Interlaboratorio según cronograma de ejecución.	Contratista Medición /Producción	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	4.5	En los balances revisados no se evidencia la contabilización de perdidas identificables en dichos balances. Pero en los balances de línea llevan solamente la relación de las diferencias presentadas en las mediciones, y no se observan las estimaciones de perdidas. En los balances de Planta igualmente no se estiman las perdidas.	4%			X	Estimación de las Perdidas por Evaporación en tanques de almacenamiento de crudo.	Contratista Medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
							Incluir dentro del Balance de Planta y de Línea de la Estación las perdidas identificables.	Producción / Estadística / Contratista	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
Crear en el Software Volumetrico de ECP Avocet Capture un medidor de Ganancias y otro de Perdidas para la Estación para así llevar el Balance a "Cero".							Estadística ECP.	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM	

Planta	ITEM	Título del hallazgo	% IGSM	Prioridad			RECOMENDACIÓN	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
PLANTA DE GAS EL CENTRO	4.2-12.7-12.14	Durante la inspección no se realiza el autodiagnóstico operacional del medidor, el personal no se encuentra capacitado.	4%	x			Capacitar al personal y programar la actividad mensualmente.	Lider medición SOM	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	5.7	Las líneas manométricas no poseen conector dieléctrico. Cumplen las restantes exigencias de la norma de construcción.	1%	x			Instalar conector dieléctrico para proteger el transmisor.	Mantenimiento SOM	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	6.2	Los patrones de calibración poseen certificados expedidos por CS CALIBRATION SERVICE laboratorio no acreditado para pruebas de presión y temperatura.	1.5%				Los patrones deben ser calibrados en laboratorios debidamente acreditados por la SIC.	Lider medición SOM/Contratista medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	9.1-10.3	La exactitud de la medición está siendo afectada por la no actualización de la composición del gas mensualmente, frecuencia acordada.	3%	x			Para garantizar exactitud en la medición es necesario actualizar mensualmente la composición del gas.	Lider medición SOM/Contratista medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	12.12	En los reportes mensuales de verificación del sistema ultrasónico no se está consignando la información histórica del diagnóstico del medidor para establecer una línea de comportamiento.	1%	x			Una vez se inicie el programa de verificación de comportamiento operacional del medidor ultrasónico se debe consignar los resultados en tablas que facilite observar cambios que puede afectar la exactitud del medidor.	Lider medición SOM/Contratista medición	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	13.5	El valor del contenido de humedad (H2O) en gas natural no esta dentro del acuedo entre VPR y VRP FIS-R-001 fr Febrero 14 de 2007.	1.5%	x			Revisar la condición operacional de la planta de deshidratación con glicol. Evaluar las diferentes variables del proceso tales como temperatura del gas y rata de circulación de glicol.	Lider de medición / Producción SOM	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM
	15.1	El personal asignado a la verificación del sistema de medición ultrasónico no conoce en detalle los procedimientos para determinar el comportamiento operacional del medidor.	1%	x			Estructurar programas de formación en medición ultrasónica al personal asignado al seguimiento de la medición del gas.	Lider medición SOM	31-Dic-12	Superintende / Lider Medición SOM

Planta	ITEM	Título del hallazgo	% IGSM	Prioridad			RECOMENDACIÓN	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
COMPRESORA DE GAS LLANITO	5.3	Las líneas manométricas no poseen conectores dieléctricos que impidan el paso de corrientes que afecten la integridad del transmisor multivariable.	2%			x	Recomendación: instalar conectores dieléctricos en cada línea manométrica	Mantenimiento SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	2.1	La platina de orificio presente residuos hollin en especial en la carga aguas abajo	2%	x			Evaluar origen de los arrastres y tomar acción para evitar que se afecte el comportamiento del medidor	Lider medición/ Producción SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	14.1	La verificación de la instrumentación asociada y la inspección de la platina de orificio se realiza cada tres meses, se debe disminuir la frecuencia en razón al estado en que se encontró la platina de orificio	1%		x		Realizar inspección de la platina y verificación de la instrumentación cada dos (2) meses	Lider medición SOM/ Contratista medición	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	11.1	La composición del gas debe ser configurada cada dos (2) meses simultáneamente con la nueva frecuencia de verificación del sistema	6%		x		Realizar análisis cromatográfico cada dos (2) meses	Laboratorio/ Producción SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	17.1	El operador de la estación compresora no está capacitado para obtener información del Floboss para reportar los datos reales del gas vendido. No conoce la operación del sistema de medición.	3%		x		Establecer un programa de capacitación en el sistema de medición para el operador de la estación compresora	Lider medición SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
No presentan programa de capacitación para actualización del personal encargado de realizar las actividades al sistema de medición				x		31-Dic-12			Superintendente / Lider Medición SOM	

Planta	ITEM	Titulo del hallazgo	% IGSM	Prioridad			RECOMENDACIÓN	Responsable de acción	Fecha implementación dd/mm/aaaa	Aprobado por
				Alto	Medio	Bajo				
PLANTA DE GAS PROVINCIA	4.2	La toma de presión de alta presenta reducción en diámetro a una distancia menor a 2,5 veces el diámetro de la toma. Se debe cambiar el niple de conexión.	3%			x	cambiar niple de conexión en toma de alta presión, utilizar un niple de 3" de longitud de 1/2" de diámetro.	Mantenimiento SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	2.1-2.2-2.4-2.6-3.7	El porta platina presenta fuga que impide inspeccionar la platina de orificio. Hacer reclamación al proveedor por garantía de equipo	9%			x	Hacer reclamación al proveedor por garantía de equipo	Lider medición SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	5.3	Las líneas manométricas no poseen conector dieléctrico para proteger la electrónica del transmisor multivariable	2%			x	Instalar conector dieléctrico a cada línea manométrica.	Mantenimiento SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	7.1	La longitud del termopozo es de 6,5". La longitud de la RTD es de 5,7". La RTD no penetra al fondo del termopozo tal como lo exige la norma.	3%			x	Reemplazar la RTD por una de 6" de longitud	Mantenimiento SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	9.2	El computador de flujo FLOBOSS 107 está habilitado para registrar audit trail. El sistema posee fuente alterna de potencia. El sistema de emergencia se encuentra en condiciones operativas. Se debe disponer de fuente alterna de energía. El computador de flujo no posee conexión a tierra.	3%		x		Disponer de una fuente alterna de suministro de energía en caso de falla de la fuente principal. Instalar conexión a tierra al computador de flujo.	Mantenimiento SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	13.2	Para garantizar una incertidumbre en el cálculo de energía y gravedad específica del gas se debe definir una periodicidad de muestreo cromatográfico y su respectiva configuración en el computador de flujo.	1%	x			Fijar inicialmente una periodicidad mensual para análisis cromatográfico y su configuración en el computador de flujo.	Laboratorio/ Producción SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	10.1	Tramitar acuerdo entre el productor y Refinería para aceptación de calidad del gas.	3%		x		Actualizar acuerdo de entrega entre el productor y refinería	Lider medición/ Producción SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM
	17.1	El personal asignado a la verificación del sistema de medición no conoce en detalle los procedimientos y normatividad aplicable. El personal de ECOPEPETROL requiere de capacitación en medición de gas sistemas de transferencia de custodia. Recomendación: Estructurar un programa de formación a todo el personal de la planta de gas en el área de medición de gas	3.0%	x			Estructurar un programa de formación a todo el personal de la planta de gas en el área de medición de gas	Lider medición SOM	31-Dic-12	Superintendente / Lider Medición SOM

Fuente: El autor

9. CONTRATO MEDICIÓN

En ECOPETROL S.A por política todas las labores de mantenimiento, calibración y verificación de equipos o estaciones son contratadas, labores que son fundamentales y el pilar para poder cerrar las no conformidades detectadas y mantener los estándares de medición. Debido a lo anterior se hace necesario que ECOPETROL SOM adelante un proceso contractual con un tercero con el fin de asegurar el tema de medición.

La contratación con un tercero que certificara nuestras medición y es autónomo en su criterio de valoración operacional a los sistemas de medición de la SOM, ayuda a que nuestros clientes estén más conformes ya que esta empresa debe actuar de manera imparcial en el dictamen dado en cada una de sus inspecciones.

Con el fin de crear el contrato de medición requerido para la SOM y para determinar el presupuesto requerido es primordial definir primero las actividades que se realizaran en el contrato y que están contenidas en las especificaciones técnicas del mismo, y que posteriormente definiremos como items de pago, también se debe definir las cantidades, unidades de pago utilizados y el precio de cada actividad en base a la creación de un APU (análisis de precio unitario). Para realizar lo anterior se debe tomar como base y tener en cuenta para su creación los siguientes criterios:

1. Política de contratación de Ecopetrol.
2. Cierre de Hallazgos encontrados en las auditorias de medición.

3. Cumplimientos contenidos en los formatos establecidos de inspecciones de IGSM.
4. Normatividad descrita de cumplimiento en el manual de medición.
5. Cumplimiento de los cronogramas de verificación, calibración y mantenimiento de equipos descritos en el capítulo 1 del MMH.
6. Actividades comprometidas en el TBG de medición.
7. Tablas salariales de ECOPETROL.
8. Sondeo del mercado.
9. Revisión de otros contratos de medición en otras áreas de Ecopetrol.
10. Análisis de precios unitarios de los items del contrato.
11. Roles y responsabilidades de cada departamento de la SOM con relación a medición.
12. Análisis de criticidad y riesgo del contrato.
13. Requisitos HSE.
14. Determinación de requisitos mínimos para participar y de criterios de evaluación.
15. Financiación del riesgo y concepto tributario (Pólizas e impuestos requeridos).

16. Vigencia del contrato.

9.1 ACTIVIDADES Y SERVICIOS A CONTRATAR

Después de realizar el análisis anterior se propone que las siguientes 19 actividades servirán para el cierre de los hallazgos encontrados y para el cumplimiento y mantenimiento de los estándares de medición en la SOM:

1. Servicio de Seguimiento de medición de Cantidad y Calidad por entregas y/o fiscalización de hidrocarburos a clientes externos e internos por bache de transferencia o grupo de Carrotanques Campos SOM.
2. Servicio de acompañamiento para la Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafín y/o Master Meter. Campos SOM.
3. Servicio de Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafín y/o Master Meter. Campos SOM.
4. Servicio de Calibración y certificación de tanques, líneas y vasijas de almacenamiento (volúmenes menores a 60000 BLS) de hidrocarburos. Campos SOM.
5. Servicio de perfilaje por tanques y vasijas de producción de hidrocarburos Campos SOM.

6. Servicio de Valoración de IGSM Mensual por Área de entrega de hidrocarburos Campos SOM.
7. Aseguramiento rutinas y cronogramas de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición campos SOM
8. Servicio de Calibración de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.
9. Servicio de Verificación in situ de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.
10. Servicio de Verificación de alturas de referencia en tanques de almacenamiento de hidrocarburos Campos SOM.
11. Servicio de Verificación de niveles (Gráfica Estadística) y sensores RTD para la medición automática de tanques de almacenamiento de Hidrocarburos. Campos SOM.
12. Servicio de Calibración de Probadores Bidireccionales de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.
13. Servicio de Calibración de Probadores Compactos de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.
14. Servicio de Toma de muestra representativa de hidrocarburos en tanques Campos SOM.

15. Servicio de Aseguramiento al cumplimiento de los Controles COSO - SOX. Campos SOM.
16. Servicio de Calibración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.
17. Servicio de verificación y configuración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.
18. Asistencia y Revisión Técnica de Sistemas de Medición de Hidrocarburo Campo SOM.
19. Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medición.

9.2 ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE LAS ACTIVIDADES A CONTRATAR

En cada actividad o ítem el contratista deberá realizar las siguientes labores:

- **Servicio de Seguimiento de medición de Cantidad y Calidad por entregas y/o fiscalización de hidrocarburos a clientes externos e internos por bache de transferencia o grupo de Carrotanques Campos SOM:**

El CONTRATISTA en este ítem debe realizar las siguientes actividades en los diferentes lugares, áreas o puntos de envío, recibo o transferencia de hidrocarburos descritos en el alcance del contrato:

Atender las operaciones de transferencia de hidrocarburos tanto en despacho como en recibo, entre los diferentes campos o las diferentes áreas de negocio de Ecopetrol S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio en campos de las Superintendencias de Mares. Comprende desde la preparación del tanque, carrotanque o bache de transferencia a despachar, hasta la notificación por parte del cliente de los datos de cantidad y calidad recibidos. El CONTRATISTA debe establecer y registrar las diferencias volumétricas y de calidad en los puntos de transferencia en custodia con el fin de presentar planes de mejoramiento que reduzcan dichas diferencias. De igual forma debe revisar o crear los protocolos de conciliación y realizar las observaciones previo acuerdo con Operaciones Ecopetrol en campo, todo con el fin de disminuir las diferencias de cantidad y calidad en operaciones de transferencia de custodia de hidrocarburo.

Se deberá atender por solicitud de la interventoría la medición y liquidación de las cantidades volumétricas iniciales, finales, entradas y salidas a un volumen de control o facilidad de la GRM con el fin de determinar el Balance de la unidad esto incluye posibles liquidaciones a media noche.

El CONTRATISTA deberá soportar técnicamente las dudas de las áreas con relación a temas de medición.

El personal del CONTRATISTA deberá asistir a las reuniones de conciliación mensual con los clientes.

El CONTRATISTA deberá documentar todas las acciones, reuniones, inspecciones y acuerdos que se den entre los funcionarios del proveedor y sus clientes, evidenciando de esta forma la gestión sobre los sistemas de medición.

El CONTRATISTA deberá colaborar activamente en la elaboración de acuerdos de transferencia entre áreas.

El CONTRATISTA deberá crear bajo la orientación de los líderes de medición locales planes de acción para el cierre de no conformidades de medición,

El CONTRATISTA deberá estar pendiente de la ejecución y cumplimiento de los planes de acción, del TBG de medición, de la Gestión de No Conformidades de auditorías previas, de las recomendaciones de informes técnicos o auditorías de Control interno realizadas en periodos anteriores y demás formas que sean necesarias con el fin de Cumplir nuestros indicadores de evaluación corporativos y de cumplimiento legal relacionados con Medición.

El CONTRATISTA deberá realizar y ejecutar el respectivo Plan de calidad para las labores planteadas contractualmente.

El CONTRATISTA deberá actualizar los formatos de medición que sean necesarios en el sistema de gestión de Ecopetrol SGI.

El CONTRATISTA deberá crear y mantener organizar en forma física y magnética toda la información requerida e indispensable que se requiere como soporte en las auditorías de IGSM como soporte de gestión o ejecución ante cada punto de su evaluación.

El CONTRATISTA debe realizar la verificación, diseño y actualización de hojas de liquidación volumétrica basados en los estándares API MPMS y el MMH, debe realizar el cargue de tablas de aforo en sistemas volumétricos de Ecopetrol, correcciones y mejoras con el fin brindar confiabilidad a los datos liquidados diariamente en las estaciones y Plantas de ECP.

El CONTRATISTA debe realizar la verificación, diseño y actualización de hojas de liquidación volumétrica de pruebas de pozos basados en los estándares API MPMS y el MMH, debe realizar las correcciones y mejoras con el fin brindar confiabilidad a los datos liquidados diariamente

El CONTRATISTA debe entregar en medio magnético el formato con las correcciones realizadas y su respectivo informe en donde se justifiquen los diseños o cambios realizados.

El CONTRATISTA debe realizar el seguimiento y corrección ante diferencias volumétricas entre calculo manuales y calculo realizados por el sistema volumétrico de ECOPETROL.

El CONTRATISTA debe Realizar la validación de los datos de las tablas de aforo nuevas con el software suministrado por Ecopetrol para comparación de datos.

El CONTRATISTA deberá calcular la incertidumbre asociada al sistema de medición en cada punto de transferencia inspeccionado, esta debe ser cargada y calculada a través del sistema de ECOPETROL RISNET o el sistema que determine la interventoría, en caso de que Ecopetrol no cuente con algún software para calcular esta incertidumbre se utilizara el software

del contratista. Este cálculo se deberá realizar anualmente y se deberá verificar mensualmente y recalcularse si alguna condición inicial cambia.

El CONTRATISTA deberá calcular las pérdidas por evaporación en tanques en cada punto de transferencia inspeccionado, Este cálculo se deberá realizar anualmente y se deberá verificar mensualmente y recalcularse si alguna condición inicial cambia.

El CONTRATISTA deberá calcular las pérdidas identificables y no identificables en cada sistema de medición, estas deben ser incluidas en el balance diario de cada punto de transferencia o área.

El CONTRATISTA deberá realizar acompañamiento técnico a las obras o montajes de infraestructura de sistemas de medición que ECOPELROL requiera según solicitud de la interventoría técnica del contrato.

Realizar ejecución y seguimiento a los Planes de acción mensuales, programas de calibración y mantenimiento los puntos de transferencia de custodia, fiscalización de producción y laboratorio de petróleos.

Realizar los balances de línea para determinar y controlar las entradas, salidas y pérdidas identificables del producto en las diferentes líneas de transporte, presentando informes con gráficos, curvas y desviaciones del bombeo respectivo.

Realizar el comisionamiento de los equipos de control y medición de acuerdo con las debidas reparaciones y arreglos correspondientes.

Realizar los balances de Planta para determinar y controlar las entradas, salidas, cambios de inventario, consumo, y/o pérdidas del crudo, en las

diferentes Plantas de deshidratación y estaciones de recolección de crudo, entregando informes con curvas, graficas y desviaciones.

Propender para que las mediciones estáticas tanto manuales como automáticas (telemetría) de los tanques, cumplan con las normas API MPMS para la medición de nivel, temperatura, muestreo y aforo de tanques, así como validar el estado de cinta, plomadas, termómetros, tomamuestras manual y todo lo concerniente a la medición dinámica como medidores, transmisores de temperatura y de presión, tomamuestras automático, computador de flujo y sistemas de seguridad.

El contratista debe verificar que se esté aplicando la política de medición y estándares.

El CONTRATISTA deberá Elaborar los respectivos planes de mejora con base en las observaciones y/o no conformidades planteando soluciones a corto y mediano plazo entendiéndose que aquellas acciones de mejora que sean realizables dentro del contrato entraran en la programación del siguiente periodo de actividades.

Proponer actualizaciones tecnológicas de medición de acuerdo a las necesidades detectadas.

Verificar cumplimiento de requerimientos descritos en el MMH, el API MPMS, AGA, ASTM y auditorias de IGSM.

EL CONTRATISTA por solicitud del interventor deberá realizar la catalogación de nuevos equipos de medición y crear su FACI para la posterior compra de ECOPETROL.

Este ítem se pagara por unidad, se considera una unidad todos los servicios descritos anteriormente por cada punto de transferencia de la SOM.

➤ **Servicio de acompañamiento para la Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos Campos SOM:**

Esta actividad deberá ser realizada por el Equipo de trabajo del CONTRATISTA experimentado en mantenimiento, calibración y configuración de equipos electrónicos asociados a los sistemas de medición como son: Prover compacto, Medición de nivel (Telemetría), Computador de Flujo, Transmisores de Presión, Impresoras para Tiquetes de Liquidación, Transmisores de Temperatura Medidores de flujo, tipo Coriolis, Desplazamiento Positivo, Turbinas, ultrasónicos, platina de orificio y sistemas de Medición de Pozos en Campo.

En este ítem el contratista deberá realizar corridas de calibración de los medidores dinámicos con sus respectiva toma de datos, curvas y graficas, el cual deberá tener a su disposición herramientas y consumibles necesarios para esta actividad, siguiendo las recomendaciones descritas en el API MPMS y en el MMH de ECOPETROL S.A.

Este ítem se aplicara cada vez que haya que realizar una calibración donde ECOPETROL S.A coloque o suministre el probador.

El contratista tendrá que realizar las cartas de control estadístico a los medidores de flujo en los puntos de transferencia en custodia señalados por ECOPETROL S.A cuando se requiera; de igual forma la elaboración de actas de verificación y/o calibración de dichos sistemas.

El CONTRATISTA será el encargado de realizar el cronograma de calibración de acuerdo a las necesidades de los diferentes puntos de transferencia de custodia y fiscalización de la GRM, y se encargará antes, durante y después de la calibración de llevar a cabo las siguientes actividades, las cuales deben ser registradas en el reporte final de calibración:

- Verificar que en el sitio se encuentren habilitadas las condiciones mecánicas, eléctricas y de instrumentación necesarias para la conexión del prover,
- Verificar y reprogramar si es necesario el computador de flujo asociado al medidor, para que se puedan ejecutar las corridas de calibración.
- Garantizar que se tengan las facilidades de impresión de los reportes de calibración dados por el Prover.
- Verificar que los certificados de calibración del prover y la instrumentación asociada se encuentren vigentes y acorde a la norma.
- Realizar chek list previo del prover, para asegurar que su puesta en funcionamiento (energización y recorridos del pistón) sean seguros y no se originen daños al mismo.
- Asegurar con el operador del punto de transferencia que el llenado del prover se haga lentamente, bajo condiciones de gravedad y no de bombeo.
- Verificar que la(s) válvula(s) de doble sello y purga tengan cero pase.
- Ejecutar las corridas de calibración de acuerdo a los requerimientos del API MPMS.

Realizar verificación de los cálculos del computador de flujo, mediante una verificación manual de los resultados de una corrida, se deben entregar las memorias de cálculo correspondientes y con su respectivo calculo de incertidumbre.

Asegurar que el prover se desconecte eléctricamente y de instrumentos, una vez culminen las corridas de calibración.

En este ítem se incluyen Calibración mecánica de medidores ultrasónicos (líquido y gas) mediante chequeo de software de prueba o funcionamiento.

Realizar carta de control estadístico a los medidores de flujo en los puntos de transferencia en custodia señalados por ECOPETROL S.A

➤ **Servicio de Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafín y/o Master Meter:**

Para realiza esta actividad el CONTRATISTA deberá suministrar un probador tipo serafín o máster meter, los gastos en que se incurran en su movilización o alquiler serán asumidos por cuenta del CONTRATISTA.

El CONTRATISTA deberá suministrar una camabaja con las dimensiones apropiadas de ser necesario para transportar el probador y cumplir con la normatividad en HSE para movilización e izaje de cargas de Ecopetrol

Este ítem se aplicara cada vez que haya que realizar una calibración donde EL CONTRATISTA coloque o suministre el probador.

El contratista debe:

- Verificar que en el sitio se encuentren habilitadas las condiciones mecánicas, eléctricas y de instrumentación necesarias para la conexión del prover o tanque serafín,
- Verificar y reprogramar si es necesario el computador de flujo asociado al medidor, para que se puedan ejecutar las corridas de calibración en donde aplique.
- Verificar que los certificados de calibración del prover o tanque serafín y la instrumentación asociada se encuentren vigentes y acorde a la norma.
- Realizar chek list previo del prover o tanque serafín, para asegurar que su puesta en funcionamiento sean seguros y no se originen daños al mismo.
- Asegurar con el operador del punto de transferencia que el llenado del prover o tanque serafin se haga lentamente, bajo condiciones de gravedad y no de bombeo.

Ejecutar las corridas de calibración de acuerdo a los requerimientos del API MPMS Y MMH. Preparar la logística para el transporte del prover o tanque serafín entre los diferentes puntos de transferencia de custodia.

El contratista deberá realizar corridas de calibración de los medidores dinámicos con sus respectiva toma de datos, curvas y graficas, el cual deberá tener a su disposición herramientas y consumibles necesarios para esta actividad.

El contratista tendrá que realizar las cartas de control estadístico a los medidores de flujo en los puntos de transferencia en custodia señalados por ECOPETROL S.A cuando se requiera; de igual forma la elaboración de actas de verificación y/o calibración de dichos sistemas.

Asegurar que durante el transporte del prover o tanque serafín se cumplan los requerimientos de seguridad y de embalaje, necesarios para garantizar la integridad del equipo.

Se deberá entregar el respectivo Certificado de Calibración y su presupuesto de la incertidumbre de este proceso. Así mismo copia de los certificados de calibración de los patrones utilizados.

El CONTRATISTA podrá subcontratar esta actividad previa autorización de ECOPETROL.

CALIBRACIÓN DE MEDIDORES CON MASTER METER:

Las actividades que comprende esta calibración son las siguientes sin limitarse a las mismas:

- El medidor master meter debe contar con un certificado de calibración vigente, en el caso de gas natural este medidor debe estar certificado por un laboratorio independiente con trazabilidad de sus equipos y los resultados consignados en el certificado.
- La instalación de la facilidad debe permitir colocar el medidor operativo en serie con el máster meter.

- La configuración del computador de flujo debe permitir tener las dos lecturas simultáneas de los medidores en serie.
- El informe de calibración debe definir un factor de corrección del medidor operativo respecto al master meter y este debe encontrarse dentro del intervalo definido por la incertidumbre correspondiente a un 95 % (intervalo de confianza), si el medidor no se encuentra dentro del intervalo de confianza (5 de 100 calibraciones) se deberá enviar a calibración a un laboratorio independiente de calibración con trazabilidad, o realizar mantenimiento al equipo con el proveedor del mismo.
- De manera previa al inicio de cualquier calibración se reunirán los funcionarios de la firma contratante y el representante de Ecopetrol S.A para acordar las condiciones que se aplicarán durante la ejecución de la calibración (tiempo drenado, lectura del menisco, resolución de las lecturas).
- Los accesorios eléctricos (tomas, cajas de conexión, luces y motor eléctrico de la bomba) que utiliza el tráiler deben ser para utilizar en área clasificada (a prueba de explosión).
- ECOPETROL S.A. suministrará los repuestos que en caso dado se requirieran para el completo desarrollo de las rutinas de calibración vía reembolsables previa aprobación del gestor técnico.

CALIBRACIÓN DE MEDIDORES CON PROBADOR (SERAFÍN):

ECOPETROL S.A. no reconocerá costos por calibraciones deficientes, mal ejecutados o que exceda el plazo inicialmente programado por acciones deliberadas del contratista. En estos casos ECOPETROL S.A. solo

reconocerá el valor de la calibración una vez el CONTRATISTA entregue los trabajos a satisfacción, dentro de las duraciones planeadas o previstas con la Interventoría. En tal caso, los costos en que incurra el CONTRATISTA para remediar una falla producto de una mal ejecución correrán por su cuenta.

Previo a la ejecución de calibración de los medidores de los sistemas incluidos en el alcance, el contratista deberá presentar a ECOPETROL S.A. el respectivo programa para su aprobación. Todos los costos en los que se incurra para la realización de calibración de los medidores serán a cargo del contratista, tales como: mano de obra, transporte personal y probador, herramientas, bomba para el descargue de producto, equipos e instrumentos especializado, materiales, líquidos de limpieza, y todos aquellos insumos propios de la actividad de calibración.

Todos los daños ocasionados a las instalaciones de ECOPETROL S.A. en las diferentes plantas durante la ejecución de las actividades, será responsabilidad del CONTRATISTA y deberán repararlas en la menor brevedad a su propio costo

Por parte de Ecopetrol el profesional de medición del área o a quién él designe, validará los procedimientos y cálculos de las calibraciones y aceptación de las mismas.

ALCANCE

El alcance de los servicios comprende ejecución de calibración previamente planeada de acuerdo a las necesidades que determine el interventor del contrato, de acuerdo a su plan estratégico de trabajo y así mismo a el soporte que se requiera de acuerdo a nivel de complejidad y las

necesidades operativas que se presenten en cada una de las plantas, para no comprometer la operación de la planta y permita cumplir con los programas asignados

Se requiere que el contratista desarrolle un plan de trabajo tendiente a:

- Lograr compartir información en forma amigable con los usuarios de la Planta respectiva.
- Diseñar y/o mejorar el manejo de reportes existentes en las plantas según requerimientos operativos y de las normas API.
- Entregar registros de las corridas con repetibilidad e incertidumbre y elaborar la carta de control de cada medidor por producto.
- Ejecutar de manera periódica el programa de calibraciones, tendientes a mejorar y garantizar las mediciones hechas con los equipos de transferencia en custodia.

DESCRIPCION DE ACTIVIDADES

Dentro del plan de trabajo de calibración de los medidores el contratista debe considerar la ejecución de las siguientes actividades y las que además considere necesarias, argumentando las razones por las cuales se debe hacer a la manera que él propone:

Revisión del estado actual de los equipos asociados a la medición, que garanticen su calibración y seguridad tendientes a dar la precisión en sus mediciones.

Revisión de la información técnica de los equipos y sistemas instalados con el fin de garantizar la trazabilidad de las calibraciones.

En la determinación de los factores de los medidores se debe seguir los procedimientos internacionales y el manual de hidrocarburos de Ecopetrol, estándares establecidos en:

API MPMS Chapter 4 “Proving Systems” Section 8 “Operation of Proving Systems” Item 5 “Tank Provers”.

API MPMS Chapter 5 “Metering” Section 1. “General Considerations for Measurement by Meters”.

API MPMS Chapter 5 “Metering” Section 5.2. “Measurement of Liquid Meter Proving”.

API MPMS Chapter 12 “Calculations of Petroleum Quantities” Section 2 “Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors”. Part 3 “PROVING REPORTS”.

API MPMS Chapter 12 “Calculations of Petroleum Quantities” Section 2 “Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors”. Part 5 “Calculation of Base Prover Volume by Master Meter Method”.

API MPMS Chapter 13 “Statistical Aspects of Measuring and Sampling” Section 2 “ Methods of Evaluating Meter Proving Data.

La instrumentación utilizada para la calibración de los medidores debe estar asegurada de acuerdo al programa metrológico de la firma, para lo cual deben presentar los respectivos soportes de verificaciones y calibraciones.

Con el fin de garantizar el buen desarrollo de la calibración se presentan a continuación algunos pasos del procedimiento a realizar: o El patrón a usar será un tanque atmosférico probador (serafín), el cual debe tener una capacidad suficiente para proveer una duración tal que la prueba resulte ser aceptable para todas las partes involucradas, esta capacidad no debe ser menor que el volumen entregado en un minuto al flujo de operación normal a través del medidor bajo prueba.

Las siguientes consideraciones se relacionan en caso de que se utilice tanque probador. La capacidad del tanque deberá ser 1.5 veces el volumen entregado en un minuto de acuerdo a la recomendación del API (Capítulo 4, sección 4 ítem 5.4). El serafín debe estar debidamente calibrado con el respectivo certificado que soporte la calibración. o El tanque probador debe ser ubicado lo más cerca posible del medidor de flujo y conectado a través de una bomba al tanque receptor, equipos de propiedad del contratista y que será operados por sus funcionarios. o Antes de la primera corrida, el tanque probador sería “humedecido” para crear la condición de calibración para “entregar”. Después de llenado el serafín se drena el producto hacia el tanque receptor por medio de la bomba. El drenaje continúa 30 segundos después de finalizado el flujo principal. o Con el serafín ya “humedecido” se inician las corridas de calibración. o Se arranca la bomba y se inicia el llenado del serafín a través del medidor.

- Lectura del contador es tomado antes del inicio.

El flujo es detenido una vez que el nivel del líquido dentro del serafín alcance o esté lo más cerca posible del cero en la regleta de lectura del serafín o fijando el volumen en el medidor. o Se toma lectura final del contador y lectura en el cuello del serafín. o Durante el proceso se determina temperatura y presión en el sistema.

- Se inicia vaciado del serafín hacia el tanque receptor culminando el drenaje en la misma condición que se hizo al “humedecerlo”. o Se continúa con la segunda corrida y así sucesivamente hasta alcanzar el número de corridas con una repetibilidad de 0.05%, se requiere un mínimo son dos corridas continuas para cumplir con el requisito de la norma.

El Contratista debe entregar un informe técnico de calibración por cada medidor, el cual debe contener como mínimo todos los datos de las corridas y los procedimientos de cálculo. Este informe debe presentarse en copia dura y magnética.

➤ **Servicio de Calibración y certificación de tanques, líneas y vasijas de almacenamiento (volúmenes menores a 60000 BLS) de hidrocarburos. Campos SOM.**

Para llevar a cabo esta actividad se requiere que se cumpla con lo siguiente:

AFORO TANQUE CILINDRICO VERTICAL

Se realizará siguiendo el método EODR API MPMS capítulo 2 Sección 2.D “Electro Optical Distance Range” utilizando un equipo Total Stations Láser o MÉTODO POR MEDICIÓN DE ANILLOS (STRAPPING METHOD -MTSM). Siguiendo el procedimiento presentado en el API MPMS CAPITULO 2.2A.

CALIBRACIÓN DEL FONDO DEL TANQUE.

Se podrá llevar a cabo siguiendo el procedimiento “Bottom Survey” presentado en el API MPMS Chapter 2 Section 2.2.A.16.6 y 2.2.A.16.7. o METODO LÍQUIDO. Siguiendo el procedimiento presentado en el API

STANDARD-2555 llamado método líquido, el cual se lleva a cabo con un medidor utilizando agua como medio de aforo.

DETERMINACION DE VOLUMENES MUERTOS (positivos y negativos).

Con el tanque abierto, se medirán cada uno de los accesorios internos que modifiquen el volumen del cilindro, como columnas, soportes, escaleras, tubos de medición, flotadores, flautas, líneas de drenajes. Los externos como manholes, puertas de servicio, boquillas, líneas de drenaje externas, líneas de entrada, líneas de salida. En caso de no tener el acceso al tanque se recomienda su recalcu a través de los planos del tanque.

El CONTRATISTA debe entregar o Suministrar los datos de campo, Compendio de cálculo y tablas de aforo de cada tanque en Original (1) y copias laminadas (4) debidamente rechequeadas y con su respectivo presupuesto de la Incertidumbre. Además, la misma información será suministrada en medio magnético. Adicionalmente se deberá entregar la respectiva tablilla informativa del tanque cumpliendo con lo estipulado en el MMH capítulo 2, numeral 5, la demarcación de la altura de referencia en el techo del tanque y la hoja de cálculo de la incertidumbre.

Las unidades serán en barriles contra cm/mm, y para cada anillo se presentará una tabla de fracciones. En las tablas se mostrará la capacidad máxima de almacenamiento y de llenado seguro; la altura de referencia, especificando el punto oficial de medida. Si se requiere otra unidad, será suministrada. Se mostrará claramente el método utilizado, el esfuerzo por cabeza de líquido y la temperatura de servicio. En la tabla se especificará además la norma utilizada, el sistema de medición y la fecha de aforo incluyendo los datos adicionales solicitados por ECP.

El contratista debe entregar las memorias de cálculo por cada tanque aforado, este informe debe ser entregado al gestor técnico de medición y debe contener como mínimo la siguiente información: libro impreso con memorias de cálculo, terminología, resultados de la calibración, equipos y materiales utilizados, incertidumbre de la medición entre otros.

El certificado debe contener los datos necesarios de acuerdo al MMH y lo requerido por el gestor técnico: laboratorio certificador, equipo utilizado, tipo del tanque, fabricante, capacidad, altura de referencia, altura del cilindro. Entre otros.

EL CONTRATISTA para las labores de aforo y calibración de tanques debe poseer experiencia certificada, respaldo por sistema de Gestión de Calidad certificada ISO 9001, y aprobación Min minas para la actividad.

Todos los instrumentos o elementos de trabajo usados para la calibración de tanques, (cinta de medición a fondo, teodolito, regla del carro óptico, termómetros) y diferentes equipos que EL CONTRATISTA utilice durante este trabajo, deberán tener certificado de calibración vigente (como mínimo un certificado por quipo), debidamente identificadas en bajo relieve y en buenas condiciones de uso. La certificación de los instrumentos debe ser realizada por laboratorios acreditados por la SIC y con trazabilidad hacia patrones nacionales o internacionales. Así mismo durante el desarrollo de la misma deberá emplear instrumentos verificados o calibrados con patrones con trazabilidad. Estos certificados deben ser documentos adjuntos que deben estar en las memorias de cálculo

Al inicio de los trabajos EL CONTRATISTA deberá adjuntar los certificados de calibración y trazabilidad de los equipos a utilizar durante la calibración

de los tanques, los cuales pueden ser socializados en cualquier momento durante la ejecución de los trabajos.

Si los tanques o líneas no están desocupados se podrá usar planos As-Built de los tranques o líneas a aforar para determinación de la pendiente del fondo o calculo de su capacidad.

Además de todo lo descrito anteriormente el contratista deberá suministra toda la tabla en milímetros en un archivo de Excel con el fin de ser cargada en el sistema volumétrico ELLIPSE.

El CONTRATISTA podrá subcontratar esta actividad previa autorización de ECOPETROL.

➤ **Servicio de perfilaje por tanques y vasijas de producción de hidrocarburos Campos SOM**

El CONTRATISTA debe tomar muestras en tanques, vasijas y/o líneas en estaciones de recolección y plantas siguiendo los procedimientos definidos en el programa de HSE de ECOPETROL, las herramientas y consumibles necesarios para esta actividad deberán ser asumidas y suministradas por el contratista. El valor unitario será por perfilaje realizado (mínimo 6 muestras independientes de un mismo tanque a diferentes puntos o alturas)

Cada toma realizada debe ser entregada por parte del CONTRATISTA con su respectivo análisis en el laboratorio. El análisis lo realiza el laboratorio de Ecopetrol.

El CONTRATISTA entrega las muestras al laboratorio determinado por la interventoría o supervisor del área y estará pendiente de sus resultados.

➤ **Servicio de Valoración de IGSM Mensual por Área de entrega de hidrocarburos Campos SOM.**

El CONTRATISTA debe realizar cálculo mensual del IGSM previa aprobación de ECOPEPETROL de cada punto de transferencia de custodia y medición interna, soportando cada punto del mismo mediante evidencia auditable, deberá tenerse una carpeta con toda la documentación de respaldo del cálculo realizado.

El entregable final debe tener acta de reunión de inicio, acta de reunión de cierre, informe de inspección, informe ejecutivo, soporte y anexos de cálculo de IGSM, recomendaciones y plan de acción propuesto para levantar las NC encontradas

El costo unitario de esta actividad está dado por cada IGSM realizado.

➤ **Aseguramiento rutinas y cronogramas de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición campos SOM.**

En este ítem El CONTRATISTA deberá crear y actualizar los cronogramas de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición en los diferentes lugares, áreas o puntos de envío, recibo o transferencia de hidrocarburos descritos en el alcance del contrato o donde la interventoría técnica del contrato lo determine.

Todas las rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo (calibración, verificación) asociado a los equipos, componentes e instrumentación de los equipos de medición (Laboratorios, Medición Dinámica y Medición Estática) el contratista deberá gestionarlos y cargar los soportes requeridos en el Sistema de Administración de Mantenimiento (CMMS) Corporativo ELLIPSE para ECP. Si algún equipo no está cargado en ellipse el CONTRATISTA deberá interactuar con el responsable o administrador del sistema ellipse en cada dependencia para su creación y posterior disparo de rutina automática. El contratista debe estar pendiente que se cumpla con estas rutinas y debe subir los soportes requeridos al sistema.

El CONTRATISTA debe realizar seguimiento al cumplimiento del cronograma de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición

El CONTRATISTA debe informar con un mes de anterioridad al área o empresa encargado de realizar la actividad de verificaciones, calibraciones y mantenimiento programado según ELLIPSE.

El CONTRATISTA deberá crear y establecer hojas de vida de equipos, instrumentos y accesorios de medición de cantidad y calidad por estación de recolección, planta deshidratadora o punto de transferencia. Para que se pueda asegurar la gestión de estos cada reporte debe incluir:

Nº TAG

Estación o planta donde se usa este equipo o instrumento.

Nombre del equipo

Persona Responsable

Fabricante

Referencia del Fabricante

Periodos de Calibración

Características más relevantes del equipo (Rango de Medición, Lectura mínima y máxima, etc. Frecuencia de Mantenimiento

Eventos de mantenimiento y calibración.

Control de sellos de seguridad.

El contratista debe Verificar semanalmente el cumplimiento de instalación de sellos de seguridad en equipos y muestras de hidrocarburos.

Este Ítem se pagara una (1) unidad mensual por el aseguramiento de todos los lugares, áreas o puntos de envió, recibo o transferencia de hidrocarburos de la SOM.

➤ **Servicio de Calibración de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.**

El contratista deberá realizar la Calibración de las Cintas que no presenten o no tengan Certificación. Basados en la Norma API MPMS Cap. 3 la calibración se deberá realizar en una base geodésica de 2 metros o mas depende del rango de la cinta, comparándola con la cinta patrón previamente calibrada. Las dos cintas se colocan paralelamente en posición horizontal, luego se hace coincidir en cero de la cinta patrón y la cinta a calibrar, la tensión de las cintas se debe hacer un día antes de la prueba.

La calibración se realiza de acuerdo al rango de medición se realiza mínimo en 5 puntos efectuando la medición en forma ascendente cuatro veces en el mismo punto después se saca el promedio y la desviación

estándar así sucesivamente con los otros puntos. Se sacan por ultima la incertidumbre y se registra en el registro de calibración entregable.

El CONTRATISTA debe entregar el certificado de calibración el cual debe ser dado por un ente acreditado para tal fin ante la SIC Superintendencia de Industria y Comercio.

El costo unitario de esta actividad está dado por cinta calibrada.

El CONTRATISTA podrá subcontratar esta actividad previa autorización de ECOPETROL.

➤ **Servicio de Verificación in situ de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.**

ECOPETROL S.A. entregará al CONTRATISTA cintas de medición nuevas y de trabajo para su respectiva verificación por el método de comparación horizontal o vertical con una cinta métrica máster, obteniéndose a su vez la revisión del estado y dentro de la tolerancia que establece la norma API MPMS.CAPITULO 3.1. La cinta métrica máster deberá ser suministrada por EL CONTRATISTA y debe tener su respectivo certificado de calibración vigente con trazabilidad a SIC Superintendencia de Industria y Comercio durante el contrato.

Las cintas deben inspeccionarse Visualmente antes de cada uso para determinar posibles daños físicos debido al uso repetido, se debe inspeccionarse Visualmente que la numeración y escala sea legibles, estén libres de anillos, curvaturas o empalmes.

El CONTRATISTA debe entregar los certificados que confirmen la verificación de cada una de las cintas entregadas por ECOPETROL, de igual forma debe adjuntar los soportes de calibración de la cinta métrica máster utilizada para la comparación.

El costo unitario de esta actividad está dado por cinta verificada.

➤ **Servicio de Verificación de alturas de referencia en tanques de almacenamiento de hidrocarburos Campos SOM.**

El CONTRATISTA debe realizar la verificación de la altura de referencia de los tanques con una cinta de medición con calibración vigente y verificada mensualmente con sus respectivos certificados, trazabilidad y presupuesto de incertidumbre; El costo unitario de esta actividad está dado por tanque. Para la realización de esta actividad se requiere los siguientes equipos y accesorios:

Cinta de medición a fondo certificada, con trazabilidad y presupuesto de incertidumbre.

Tallybook

Solvente Biodegradable (no se acepta varsol u otros compuestos aromáticos)

ECOPETROL S.A. garantizara que el tanque a utilizar se encuentre en optimas condiciones y el CONTRATISTA tendrá la obligación de cumplir con la normatividad descrita en el Manual de Medición de Hidrocarburos (MMH) y los estándares de HSE de ECOPETROL S.A. para la ejecución esta actividad.

➤ **Servicio de Verificación de niveles (Grafica Estadística) y sensores RTD para la medición automática de tanques de almacenamiento de Hidrocarburos. Campos SOM.**

El CONTRATISTA debe realizar la verificación de los datos indicados por la sonda de la telemetría con una cinta de medición y Termómetro Electrónico Portátil calibrados con su respectivo certificado, trazabilidad y presupuesto de incertidumbre; en cada uno de los niveles del fluido y de interfase de los tanques de las estaciones y plantas. El costo unitario de esta actividad está dado por telemetría revisada para el cual se requerirá su estudio estadístico con respecto al rango de niveles analizados y temperaturas analizadas. Para la realización de esta actividad se requiere los siguientes equipos y accesorios:

Cinta de medición a fondo certificada, con trazabilidad y presupuesto de incertidumbre.

Termómetro Electrónico Portátil a fondo certificada, con trazabilidad y presupuesto de incertidumbre.

Crema reveladora de agua Kolor Cut.

Solvente Biodegradable (no se acepta varsol u otros compuestos aromáticos)

Para cada telemetría el CONTRATISTA deberá llevar un estudio estadístico alimentado por todas las mediciones obtenidas en cada verificación, el cual se deberá incluir en el informe mensual operativo con su análisis, conclusiones y recomendaciones.

ECOPETROL S.A. garantizara que el tanque a utilizar se encuentre en optimas condiciones y el CONTRATISTA tendrá la obligación de cumplir con la normatividad descrita en el Manual de Medición de Hidrocarburos

(MMH) y los estándares de HSE de ECOPETROL S.A. para la ejecución esta actividad.

➤ **Servicio de Calibración de Probadores Bidireccionales de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.**

El CONTRATISTA debe determinar el Volumen base del Probador Bidireccional que es la suma de los volúmenes desplazados entre detectores para una vuelta completa del desplazador a una temperatura de 60°F y una presión de cero psig. Se deberá entregar el respectivo certificado de Calibración de la sección del probador incluyendo su presupuesto de la Incertidumbre, el certificado debe ser dado por un ente acreditado para tal fin ante la SIC Superintendencia de Industria y Comercio.

Se debe tener en cuenta:

- La esfera debe estar en perfectas condiciones ó ser una esfera nueva. Su diámetro debe encontrarse 2-4% mayor que el diámetro interior del tubo probador.
- El probador y sus válvulas debe encontrarse completamente limpio y libre de cualquier traza de aceite.
- Los switches detectores debe encontrarse operando adecuadamente.
- La válvula de 4 vía debe encontrarse libre de fuga.
- El agua utilizada para la calibración será potable y de buena calidad.

Las actividades preliminares y en general la logística, previa y posterior a la calibración como tal del probador, deben ser coordinadas por el CONTRATISTA y deberá asumir los costos que estas impliquen.

Se deberá cumplir con la normatividad descrita en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles y los lineamientos corporativos o procedimientos de medición de ECOPETROL S.A., como también lo recomendado en el API MPMS.

El CONTRATISTA podrá subcontratar esta actividad previa autorización de ECOPETROL.

➤ **Servicio de Calibración de Probadores Compactos de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos GRM.**

El CONTRATISTA debe Determinar el volumen del probador mediante el método del water draw, Descrito en el API 12.2.1.

El CONTRATISTA debe determinar el Volumen base del Probador Compacto que es la suma de los volúmenes desplazados entre detectores a una temperatura de 60°F y una presión de cero psig. Se deberá entregar el respectivo certificado de Calibración de la sección del probador incluyendo su presupuesto de la Incertidumbre.

Se debe tener en cuenta:

- Revise que el nivel de aceite se encuentre por lo menos en 75% del nivel visible en el visor de vidrio del reservorio hidráulico.
- Verifique que la presión del Nitrógeno esté entre 65 y 75 PSI en el manómetro del tanque pulmón (Spring plenum) y que la válvula de salida del tanque se encuentre abierta.

- Asegúrese que las dos válvulas de drenaje y las 2 válvulas de venteo del probador se encuentran cerradas.
- Encienda el Motor mediante el switch ubicado en el PROVER y verifique que la presión hidráulica asciende a 400 psi y se mantiene.
- El agua utilizada para la calibración será potable y de buena calidad

La calibración de un probador deberá realizarla una empresa certificada ante la SIC para este tipo de trabajos y se deberá cumplir con la normatividad descrita en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles y los lineamientos corporativos o procedimientos de medición de ECOPETROL S.A., como también lo recomendado en el API MPMS.

Las actividades preliminares y en general la logística, previa y posterior a la calibración como tal del probador, deben ser coordinadas por el CONTRATISTA y deberá asumir los costos que estas impliquen.

Para realizar la calibración, ECOPETROL adecuará y facilitará el espacio para ubicar el tráiler donde están los equipos de calibración, suministrará la energía eléctrica que se requiera (previamente el CONTRATISTA deberá informar el tipo de energía requerido), y el agua de la red contra incendio para la calibración

El CONTRATISTA suministrará los equipos utilizados durante la calibración: Patrones volumétricos (serafines), termómetros, manómetro, en el rango adecuado.

Durante la ejecución del presente contrato se realizarán las siguientes actividades, para las cuales se especifican las responsabilidades y el producto que se espera recibir.

- Alistamiento preliminar: Esta actividad estará a cargo de ECOPETROL S.A.

Comprende realizar el bloqueo y aislamiento físico del equipo a calibrar; entregar lavado interiormente el probador; cambiar la esfera y switches detectores por elementos nuevos; entregar la válvula de 4 vías con el sello verificado en ambos sentidos, prueba de fuga en los drenajes, esto en el caso de un probador bidireccional. Las actividades de alistamiento en un probador compacto comprenden el aislamiento físico del equipo por medio de bridas o de ciegos; se entrega lavado internamente, en el caso que se requiera se cambia los sellos internos y se le efectúa la prueba de fuga de los sellos. Algunas de estas actividades de Alistamiento preliminar se podrán realizar y ejecutar con otros items de este contrato o vía reembolsables de requerirse y aprobarse, este hecho lo deberá determinar el CONTRATISTA y el gestor técnico del contrato.

Ejecución de la calibración: Esta actividad estará a cargo del CONTRATISTA. Con el propósito de desarrollar esta actividad sin contratiempo y dentro del tiempo estipulado, el CONTRATISTA deberá efectuar una inspección previa al sitio de la calibración, con el fin de identificar las necesidades mecánicas, eléctricas que requiere para desarrollar esta actividad.

El CONTRATISTA es responsable de suministrar las mangueras de acople (manejo de agua) del equipo de calibración al probador, suministrará los accesorios, bridas, racores, y fungibles que requiera en el transcurso de la calibración. Las mangueras de acople deberán ser de acople rápido, de alma de acero y para presiones de 300 PSI, con el fin de evitar expansiones en la calibración.

El CONTRATISTA suministrará los cables eléctricos que se requieran para interconectar el tráiler de calibración hasta la fuente de energía eléctrica.

Está a cargo del CONTRATISTA el suministro de las herramientas que él requiera, así mismo la mano de obra que se utiliza para acondicionar el equipo para la calibración manipulación de mangueras y traslado de equipos.

El CONTRATISTA con anticipación de una semana a la fecha de la calibración deberá mostrar al representante asignado por parte de Ecopetrol S.A los certificados vigentes de calibración que demuestren la trazabilidad de sus patrones, los certificados deben ser emitidos por entidades nacionales o internacionales acreditadas.

Los patrones de presión, temperatura y volumen deben tener la siguiente resolución como mínimo. Variable temperatura 0.2 F, variable presión 1 PSI, recipiente de volumen de 100 200 galones, 5 pulgadas; recipiente de volumen de 25 a 50 galones, 2 pulgadas; recipientes menores de 20 galones 1 pulgada o menor para el caso de los patrones de volumen de alta resolución.

Es responsabilidad del CONTRATISTA registrar la información de campo, los registros deberán llevar las firmas de quienes estuvieron presentes en el momento de la Calibración.

El cálculo del volumen base del probador es responsabilidad del CONTRATISTA, el cual se debe adjuntar todas las memorias de cálculo de la incertidumbre de la prueba teniendo en cuenta entre otros el API MPMS 4.9.2.

El volumen base del probador se presentará en pulgadas cúbicas, galones americanos y barriles el número de cifras está determinado por lo expuesto en el Manual de Medición del Petróleo, Capítulo 12.2.4 respectivamente. Igualmente, para las demás variables y cálculos tener en cuenta las cifras determinadas en el mismo capítulo.

Es responsabilidad de Ecopetrol S.A revisar y validar todo el proceso de calibración como también los cálculos que se generen y verificar que se cumplan las normativas que se aplican según sea el caso y verificar el uso correcto de los patrones de temperatura, presión y volumen según los certificados de calibración de éstos y las mejores prácticas metrológicas

Normalización de equipos: Es responsabilidad del CONTRATISTA la desconexión mecánica, eléctrica, retiro de instalaciones provisionales, re conexión de drenajes, instalación de carretes o piezas retiradas, limpieza del lugar de trabajo.

Documentación de la calibración: El CONTRATISTA debe entregar un original de la información obtenida en el campo, copia de los certificados de calibración de los patrones utilizados durante la prueba, el cálculo del volumen en cada una de las pasadas de la prueba, el cálculo de la incertidumbre y sus memorias. Debe presentar un informe donde se registre novedades técnicas u operativas del equipo para ser tenidas en cuenta para su mejora.

El CONTRATISTA podrá subcontratar esta actividad previa autorización de ECOPETROL.

➤ **Servicio de Toma de muestra representativa de hidrocarburos en tanques campos SOM.**

El CONTRATISTA debe llevar a cabo el procedimiento de muestreo como se describe en el MMH CAPITULO 8 y en el API MPMS 8 con el fin de obtener muestras representativas del Hidrocarburo en los tanques de almacenamiento y de proceso, en las líneas u oleoductos, a la salida de las vasijas de tratamiento, en cabeza de pozo, todo según la solicitud del INTERVENTOR.

El valor unitario esta dado por muestra representativa tomada. Para la realización de esta actividad el CONTRATISTA deberá contar como mínimo con los siguientes equipos y accesorios:

- Cinta de medición a fondo certificada, con trazabilidad y presupuesto de incertidumbre.
- Recipiente toma muestra tipo ladrón TIPO API con capacidad de 1000 ml.
- Lazo de amarre.
- Crema reveladora de agua Color Kut.
- Solvente Biodegradable (no se acepta varsol u otros compuestos aromáticos)
- Etiqueta para la marcación de la muestra

El CONTRATISTA deberá garantizar que el recipiente de almacenamiento de la muestra es adecuado y que cuente con contratapa y sello de seguridad; además deberá garantizar que quede adecuadamente identificada mediante la etiqueta con los datos según el procedimiento mencionado.

Cada toma representativa realizada debe ser entregada por parte del CONTRATISTA con su respectivo análisis en el laboratorio. El análisis lo realiza el laboratorio de Ecopetrol.

ECOPETROL S.A. garantizará que el tanque o la línea de muestreo a utilizar se encuentren en condiciones de muestreo y el CONTRATISTA tendrá la obligación de cumplir con la normatividad descrita en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles y los lineamientos corporativos o procedimientos de medición de ECOPETROL S.A., como también lo recomendado en el API MPMS.

➤ **Servicio de Seguimiento al cumplimiento de los Controles COSO - SOX. Campos SOM.**

El CONTRATISAT debe presentar un informe mensual y entregar una presentación en donde se describan todas las siguientes actividades de medición de la superintendencia:

- Informe de No Conformidades en medición para crudos de la SOM: Este informe presentará los antecedentes de los sistemas de medición y el estado actual de las no conformidades y hallazgos producto de las inspecciones realizadas por los auditores.

- Informe de No Conformidades en medición para gas de la SOM: Este informe presentará los antecedentes de los sistemas de medición y el estado actual de las no conformidades y hallazgos producto de las inspecciones realizadas por los auditores.

- Informe de No Conformidades en medición para productos blancos de la SOM: Este informe presentará los antecedentes de los sistemas de

medición y el estado actual de las no conformidades y hallazgos producto de las inspecciones realizadas por los auditores.

- Informe seguimiento comportamiento del valor IGSM: Este informe presentará la valoración IGSM realizada por los inspectores de medición en cada uno de los puntos de recolección y venta de crudo de la SOM, así como los planes de acción para aumentar esta valoración y alcanzar las metas establecidas por el Líder de Medición de la SOM.

- Informe seguimiento capacitación y competencias en medición: Este informe debe presentar el plan de capacitaciones planteado por el grupo de medición, temario, listado de personal asistente para identificación de brechas de competencias.

- Cumplimiento Tablero Balanceado de Gestión: Este informe permitirá mostrar el tablero balanceado de gestión para medición, avalado por la VPR, para cumplimiento mensual. Se presentará el avance mes a mes, cifras de cumplimiento, análisis de las causas del incumplimiento y recomendaciones.

- Documentar todas las acciones, reuniones, inspecciones y acuerdos que se den entre los funcionarios del proveedor y sus clientes, evidenciando de esta forma la gestión sobre los sistemas de medición.

- Seguimiento a NC ante el ministerio de minas y energía

- Cumplimiento y cierre de glosas de auditorías de control interno

El CONTRATISTA deberá cargar la información en el share point y mantenerla actualizada.

EL CONTRATISTA se compromete a entregar resultados mensuales mediante herramientas de Gestión, Presentaciones Dinámica, Indicadores, TBG, IGSM y Matriz de Capacitación.

Este ítem se pagara una (1) unidad Mes, la unidad debe contener todos los ítem descritos anteriormente.

El Coordinador del equipo mínimo del CONTRATISTA debe asistir al comité de medición de la SOM, para dicha reunión el CONTRATISTA debe tener lista una presentación ejecutiva con el resumen de todas las actividades descritas anteriormente y a su vez esta persona o el que el delegue llevara la agenda de esta reunión, realizara el acta y cargara los compromisos adquiridos en el portal dispuesto para este fin.

➤ **Servicio de Calibración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.**

Esta actividad se podrá ejecutar por requerimiento de ECOPETROL en cualquiera de los puntos que tengan patines de medición dinámica y estática con instrumentación asociada. El CONTRATISTA deberá contar con un técnico calificado en instrumentación con su respectivo auxiliar, los equipos adecuados (certificados) e insumos y consumibles pertinentes. Esta actividad se reconocerá durante el contrato, cada vez que se presente una calibración de un equipo (Transmisor de presión, Temperatura, flujo, RDT, calibración instrumentación asociada a la medición en general,). ECOPETROL dispondrá libremente si es necesario un mayor número de intervenciones según las necesidades del caso, Debe contemplar todos los

costos en que se incurra: Personal técnico, equipos certificados, informe, gastos de transporte y estadía del personal, desplazamiento ida y vuelta entre campos, consumibles, imprevistos, etc.

De igual forma el CONTRATISTA es el responsable de desmontar y montar los transmisores para sus calibraciones.

El CONTRATISTA debe entregar los soportes de las actividades realizadas y los certificados de calibración y ajustes respectivos.

Los instrumentos deben ser calibrados por laboratorios debidamente acreditados por la SIC superintendencia de industria y comercio.

Elementos secundarios serán: transmisores e indicadores de presión y temperatura; muestreadores, medidores de densidad, válvulas).

Elementos terciarios serán: PLC, computadores de flujo.

También incluye las actividades de Medición de rugosidad y Medición de circularidad de tubos de medición (para sistemas de medición de gas).

Esta actividad se pagara por instrumento revisado o intervenido.

El CONTRATISTA podrá subcontratar esta actividad previa autorización de ECOPETROL.

Estas actividades se realizaran en campo en los lugares indicados por ECOPETROL.

➤ **Servicio de verificación y configuración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.**

Esta actividad se podrá ejecutar por requerimiento de ECOPETROL en cualquiera de los puntos que tengan patines de medición dinámica y estática con instrumentación asociada. El CONTRATISTA deberá contar con los equipos adecuados (certificados) e insumos y consumibles pertinentes. Esta actividad se reconocerá durante el contrato, cada vez que se presente una verificación o configuración de un equipo (Transmisor de presión, Temperatura, flujo, RTD, Configuración Computadores de flujo, verificación tiquete, verificación instrumentación asociada a la medición en general, verificación toma muestras, ajustes de llenado de toma muestras y desempeño del mismo). ECOPETROL dispondrá libremente si es necesario un mayor número de intervenciones según las necesidades del caso, Debe contemplar todos los costos en que se incurra: Personal técnico, equipos certificados, informe, gastos de transporte y estadía del personal, desplazamiento ida y vuelta entre campos, consumibles, imprevistos, etc.

De igual forma el CONTRATISTA es el responsable de desmontar y montar los transmisores para sus verificaciones.

El CONTRATISTA debe entregar los soportes de las actividades realizadas y los certificados de verificación, ajustes o configuraciones respectivos.

Elementos secundarios serán: transmisores e indicadores de presión y temperatura; muestreadores, medidores de densidad, válvulas).

Elementos terciarios serán: PLC, computadores de flujo.

También incluye las actividades de verificación de la calidad de la señal del lazo de comunicaciones del elemento secundario al terciario y Verificación de platinas, verificación de actuadores.

El CONTRATISTA debe realizar la Verificación de los cálculos del computador de flujo definidos por ECOPETROL, mediante una comprobación manual de los resultados de una corrida, se deben entregar las memorias de cálculo correspondientes y con su respectivo cálculo de incertidumbre la periodicidad será acordada entre ECOPETROL y el CONTRATISTA para cada computador de flujo.

El CONTRATISTA deberá asegurar y mantener actualizadas las configuraciones de todos los computadores de flujo indicados por ECOPETROL

Esta actividad se pagara por instrumento revisado o intervenido.

El CONTRATISTA podrá subcontratar esta actividad previa autorización de ECOPETROL.

Estas actividades se realizaran en campo en los lugares indicados por ECOPETROL.

➤ **RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO, PREVENTIVO Y CORRECTIVO ELEMENTOS TERCIARIOS.**

Las visitas regulares de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, se harán de mutuo acuerdo entre ECOPETROL y el CONTRATISTA y de acuerdo con la distribución de rutinas.

El contratista realizará en cada Computador de Flujo y/o Sistema de Supervisión, la revisión de hardware y software estableciendo el estado, desempeño y estabilidad de cada uno de sus componentes, con el fin detectar fallas o riesgos presentes que afecten la operación y deberá emprender las acciones predictivas, correctivas y preventivas que sean necesarias para asegurar el desempeño, disponibilidad, confiabilidad y robustez de los sistemas.

Toda intervención por mínima que ella sea, deberá ser avalada y autorizada por el profesional autorizado por ECOPETROL.

Todos los daños ocasionados a las instalaciones de ECOPETROL S.A, por acción directa del CONTRATISTA o derivada de sus actividades durante la ejecución de las diferentes modalidades de mantenimiento o cambios de programación o infraestructura, será responsabilidad del CONTRATISTA y deberán repararlas en la menor brevedad a su propio costo.

REVISIÓN DE INFRAESTRUCTURA

- Se realizará una revisión al estado de los equipos, detectando posibles anomalías, documentando los diagnósticos y proponiendo soluciones a dichos problemas así como también la interiorización de los análisis realizados al personal a cargo de los equipos. A continuación se expone a manera ilustrativa los trabajos mínimos que se deben desarrollar:

Configuración de sistemas de supervisión

- ✓ Revisión del Hardware del PC.
- ✓ Revisión del Software del Sistema Operativo.

- ✓ Revisión del Software de configuración, supervisión y de aplicaciones (programas, gráficos, reportes, macros, bases de datos, registros, etc.)
- ✓ Revisión de discos, unidades de almacenamiento, teclados, mouse.
- ✓ Revisión de red de comunicaciones.
- ✓ Comunicación serial a PLC's
- ✓ Comunicaciones a Computadores de flujo (Serial y Ethernet)
- ✓ Cambio de partes.
- ✓ Instalación de parches.
- ✓ Instalación-desinstalación de software y/o sistema operativo.

PLC's asociados a medición

- ✓ Revisión de los módulos de CPU
- ✓ Revisión de las tarjetas
- ✓ Revisión de módulos de entradas / salidas
- ✓ Revisión de Red de comunicaciones
- ✓ Revisión de comunicaciones seriales
- ✓ Revisión de fuentes de alimentación
- ✓ Cambio de partes.

Bridges Multiplexer

- ✓ Revisión de Bridge
- ✓ Revisión de Red de comunicaciones
- ✓ Revisión de comunicaciones seriales
- ✓ Revisión Prolix
- ✓ Revisión Spooler de impresión

Computadores de Flujo

- ✓ Revisión de los módulos de CPU
- ✓ Revisión de módulos de entradas / salidas
- ✓ Revisión de comunicaciones seriales
- ✓ Revisión de comunicaciones Ethernet.

Impresoras

- ✓ Revisión y mantenimiento.

Repuestos

Suministro de repuestos para la reparación de computadores de flujo y elementos necesarios en caso de emergencia los cuales deben ser autorizados previamente por ECOPETROL S.A para ser pagados vía reembolsables.

REVISION FUNCIONAL Y DE APLICACIONES

Esta actividad tiene como objetivo la revisión de las aplicaciones desarrolladas, su mejoramiento e implementación de nuevas estrategias. Las labores realizadas en las aplicaciones deberán ser documentadas con entrega del backup previo y posterior a la intervención, al personal técnico y con copia a los funcionarios designados por ECOPETROL y en los formatos predefinidos cada trabajo mínimo debe tener.

Computadores de Flujo

- ✓ Hacer Backup de programas de aplicación y configuración
- ✓ Revisión, corrección, mejoramiento de configuración y programas de aplicación
- ✓ Revisión de información provista por el Computador de flujo
- ✓ Revisión, corrección y mejoramiento de reportes
- ✓ Revisión, corrección, mejoramiento de tiquetes bajo normativa API y Ecopetrol.
- ✓ Implementación, revisión, corrección y mejoramiento de configuración TAT
- ✓ Implementación, revisión, corrección y mejoramiento de aplicaciones de transmisión de datos
- ✓ Implementación, revisión, corrección y mejoramiento de aplicaciones de control de tomamuestras y de marcación de combustibles.
- ✓ Revisión de operación y funcionamiento de comunicaciones RS232 y Ethernet.

PLC's asociados a medición

- ✓ Revisión, corrección y mejoramiento de las lógicas
- ✓ Revisión, corrección y mejoramiento de lazos de comunicación y enlaces.
- ✓ Revisión, corrección y mejoramiento de la distribución de los módulos de entradas / salidas
- ✓ Revisión, corrección, mejoramiento y optimización de comunicaciones seriales y mapeo de memoria
- ✓ Revisión de operación y funcionamiento de comunicaciones

Adicionalmente se deberá tener en cuenta dentro del alcance las siguientes actividades:

- ✓ Implementación de nuevos sistemas de medición en cualquiera de las marcas aceptadas (vendor list) de computadores de flujo y en el supervisorio.
- ✓ Revisiones de la configuración de la medición en el Computador de flujo y en la aplicación del supervisorio.
- ✓ Desarrollar un instructivo del procedimiento de Backup y Restore para las diferentes aplicaciones.
- ✓ Revisión e implementación de aplicaciones de transmisión de datos (TAT y otros).
- ✓ Actualización de hardware.
- ✓ Configuraciones requeridas para mejorar los esquemas operativos.

DURACION DE LA RUTINA DE MANTENIMIENTO

La duración de la rutina, de acuerdo a la complejidad de la infraestructura, será de un día en el sitio de los trabajos y se podrán coordinar varias rutinas continuas para cubrir el mantenimiento.

RUTINAS DE ATENCION DE EMERGENCIAS

El soporte de emergencia estará dirigido a resolver de manera rápida los problemas que se presenten en los Sistemas Supervisorios y computadores de flujo relacionados de las Plantas o facilidades de ECOPEPETROL en los períodos no cubiertos por las visitas programadas de rutinas de mantenimiento, programación y configuración.

El primer nivel de este soporte se realizará de forma remota, quedando para el personal técnico de la Planta o facilidad la posibilidad de obtener soporte

del personal del CONTRATISTA a través de correo electrónico, teléfono fijo, teléfono celular, avantel o fax.

El segundo nivel para el mantenimiento correctivo se hará mediante el envío de personal del CONTRATISTA para atender de manera directa el problema que se esté presentando.

El tiempo de respuesta para el primer nivel será el que tome el medio de comunicación seleccionado por ECOPETROL S.A. para contactar al personal del CONTRATISTA, de tal manera que se obtenga respuesta en el mismo día del requerimiento.

El tiempo de respuesta para el segundo nivel no será mayor de 24 horas.

Para la atención de emergencias, la rutina tendrá la duración que se requiera al momento de ejecutarse y previa valoración del personal de ECOPETROL S.A.; toda atención debe documentarse siguiendo los lineamientos de ECOPETROL S.A.

SOPORTE REMOTO

Esta modalidad corresponde al soporte que se preste sin estar programado, vía telefónica, avantel, fax, e-mail, etc., mediante la cual un especialista en el sistema asesora al personal técnico de la Planta. Se debe contar con una disponibilidad de 24 horas al día, 7 días a la semana. El Contratista deberá dotar a su personal de soporte con todos los elementos que permitan su ubicación en caso de necesitarse.

En el desarrollo normal de las actividades programadas y para la atención de emergencias (soporte remoto y atención presencial de emergencias),

tanto para su personal permanente y eventual, se puede requerir la intervención en horas no hábiles o tiempo extra, para lo cual el CONTRATISTA deberá incluir esta previsión en su análisis de costos. ECOPETROL S.A. no considerará ítem de pago independiente para este concepto.

RECURSOS DEL CONTRATISTA

Para lograr el éxito en el desarrollo de las actividades del contrato que se llegare a celebrar, se asignará los responsables para cada una de estas labores por parte del CONTRATISTA. La formación académica del personal de mantenimiento y configuración para los computadores de flujo y supervisorios será Ingeniero preferiblemente electrónico, electricista, instrumentación, automatización.

RESPONSABILIDADES

Cada ingeniero responderá por las siguientes actividades:

- ✓ Coordinar con el personal técnico del punto de transferencia de custodia el cronograma de trabajo para la ejecución de las actividades de mantenimiento antes descritas.
- ✓ Definir conjuntamente con el Gestor del contrato las prioridades que deberán ser atendidas.
- ✓ Realizar reportes y documentos luego de las intervenciones objeto del contrato.
- ✓ Realizar protocolos de pruebas.
- ✓ Cumplir con el objeto del contrato.
- ✓ Respetar las normas laborales y de seguridad de ECOPETROL.

CONDICIONES GENERALES

- ✓ El Contratista se obliga a suministrar sus propias herramientas, fungibles, transporte, equipos de cómputo, software licenciado de configuración de computadores de flujo, dotación de elementos de protección del personal, papelería y todo lo requerido para desarrollar correctamente los trabajos objeto de la presente contratación.
- ✓ Ecopetrol S.A. podrá suministrar las partes y repuestos requeridos para los trabajos de mantenimiento. Será responsabilidad del contratista cuando su suministro le sea solicitado previamente por el Gestor del Contrato.
- ✓ El Contratista deberá desarrollar las funciones encomendadas por el profesional el profesional asignado o Gestor de ECOPETROL S.A.
- ✓ De acuerdo con lo contenido en estas especificaciones, el Contratista presentará su esquema de trabajo para la ejecución de los mantenimientos la cual será revisada y aprobada por la Gestoría.
- ✓ Una vez ejecutados los mantenimientos, el Contratista entregará al Gestor un informe en donde se describa completamente las actividades realizadas y se definan las acciones correctivas u oportunidades de mejoras a que haya lugar, así como también la capacitación de las actividades realizadas al personal a cargo de los equipos.
- ✓ Las modificaciones en los computadores de flujo se registrarán en el formato especificado para dicha actividad por ECOPETROL S.A.
- ✓ Los trabajos deberán efectuarse teniendo en cuenta las normatividad sobre seguridad y permisos de trabajo de ECOPETROL S.A.
- ✓ Todo trabajo será recibido por parte del personal técnico de ECOPETROL S.A. una vez se hayan adelantado las pruebas de funcionalidad que evidencien su funcionamiento correcto acorde con lo requerido.

➤ **Asistencia y Revisión Técnica de Sistemas de Medición de Hidrocarburo Campo SOM.**

EL CONTRATISTA asesora las diferentes áreas de la SOM en los nuevos proyectos de medición de hidrocarburos que emprenda ECOPETROL.

La Asistencia y Revisión Técnica de Sistemas de Medición de Hidrocarburo Campo SOM se realizara ante la concepción de un nuevo Proyecto que normalmente se inicia por una de las siguientes causas:

- Obsolescencia
- Incremento de la capacidad
- Mejoras en el rendimiento del proceso
- Obtención de nuevos productos o mejorar la calidad de los existentes

- Cumplimiento de regulaciones ambientales
- Requisitos de Seguridad Industrial
- conservación de energía y otros
- Mejora en el factor de servicio
- Eliminación de cuellos de botella
- Mejorar el aspecto mecánico / metalúrgico de equipos y de sistema de control de procesos
- Reactivación de patines de medición dinámicos
- Montaje de nuevos

Es posible hacer grandes ahorros haciendo cambios y ajustes a la base de diseño, estudio y selecciones del proceso, distribución de la planta, grado de reutilización de equipos, filosofía de las especificaciones y un programa tentativo de construcción en el campo. Antes de aprobar el esquema o

proceso definitivo deben hacerse las simulaciones de todas las alternativas que se deseen estudiar y escoger la mejor, empleando la información más confiable disponible sobre las características, rendimientos y costos operacionales. Nunca más en la vida del proyecto se presentará una oportunidad similar de lograr una nueva planta operativa con las condiciones más favorables para el propietario, de acuerdo a las necesidades y parámetros establecidos para el caso en estudio.

Este ítem se realizara por solicitud exclusiva del interventor técnico del contrato, quien definirá lo requerido y aprobara lo entregado.

Este ítem se pagara por proyecto.

El CONTRATISTA deberá entregar los siguientes documentos:

Alcance del Anteproyecto:

Contiene una breve descripción de las premisas y bases generales del anteproyecto y su identificación oficial.

Incluye decisiones que se han tomado, material descriptivo disponible que defina el trabajo: diagramas de flujo, dibujos del arreglo general, lista preliminar de equipos mayores, fuentes de materias primas y disposición final del producto. Mencionar los desechos o subproductos si los hay.

Tamaño y Localización de la Planta:

Se propone la capacidad nominal de diseño, y la de operación a mínima capacidad (“Turn Down”). Opciones de futuras expansiones si se pueden vislumbrar

Datos preliminares del sitio.

Selección de la Tecnología:

Seleccionar el tipo de posibles tecnologías a utilizar y su justificación.

Objetivos del Proyecto:

Se puede tener muchos objetivos, por lo cual es necesario darle prioridades. A continuación se citan como ejemplos algunos objetivos: Calidad del producto, confiabilidad operativa, mejorar imagen pública, menores costos de operación, minimizar tiempo de arranque, seguridad operativa, aumentar la conversión del proceso, etc.

Justificación Económica y Sensibilidades:

Es el estudio preliminar de prefactibilidad que se realiza para justificar el proyecto y determinar si éste es económico y técnicamente posible

Es de vital importancia, identificar y cuantificar con bases firmes y lograr índices de rentabilidad reales. Las bases económicas deben tener una proyección realista.

Formulación y Selección Preliminar de Alternativas:

Se debe formular una serie de alternativas para llenar las necesidades planteadas. Identificadas las alternativas, se efectúan análisis comparativos para seleccionar las más atractivas. Normalmente cuando se involucra nueva tecnología se recomienda contratar asesoría externa.

Preparación de las Bases de Diseño:

Una vez escogido el esquema de proceso se determinan las capacidades y secuencias de los equipos con algunas características deseables para la operación normal, tales como capacidades, presiones, temperaturas, etc. Así mismo las fuentes principales para los servicios industriales.

Pautas Generales para la Utilización de Equipos Existentes:

Se debe definir si se va a utilizar equipos existentes, lo cual afecta la economía y la gestión de compras.

Identificación de Equipos:

Se debe identificar los equipos, accesorios e instrumentos que intervienen y son partes de las diferentes alternativas y se debe identificar aquellos equipos que por su complejidad requieren un largo plazo de entrega cuya adquisición se puede convertir en ruta crítica.

Análisis de los Servicios Industriales y Elementos Externos (Tanques. Casas de Bombas. Muelles. etc.):

Es imperativo hacer un análisis preliminar de la disponibilidad de servicios industriales y elementos externos para incluirlos o excluirlos del alcance

Plano preliminar:

Si se requiere se deberá entregar un plano o diseño preliminar de lo solicitado cuando aplique.

Recomendaciones de Seguridad Industrial:

Si se requiere y el análisis preliminar así lo indican se deben hacer las recomendaciones sobre Seguridad Industrial que se requieran.

Estimativo de Costos:

Entregar un presupuesto tentativo del costo de la actividad a realizar.

Estudio Preliminar de Impacto Ambiental:

Comprende un análisis muy preliminar de los efectos nocivos al ecosistema que se deriven de la operación de las facilidades si aplica.

Plan de Transferencia Tecnológico:

Este Plan debe quedar bien definido, incluirlo en el presupuesto y asegurar el mantenimiento o actualización de la tecnología.

Plan de transferencia de conocimiento:

Definir si se necesita que el personal tanto de ECOPETROL como

CONTRATISTA necesitan alguna capacitación dada para utilizar la nueva tecnología u operar el nuevo sistema, Este Plan debe quedar bien definido y su costo asociado si aplica.

Este Ítem aplicara a todos los proyectos especiales de medición de hidrocarburos previa solicitud del interventor técnico del contrato.

ECOPETROL suministrara al CONTRATISTA una información que describa las bases iniciales del anteproyecto y el alcance requerido.

Esta actividad se debe realizar por profesionales de gran experiencia. Si se decide subcontratar esta actividad éstas personas deben trabajar bajo la orientación del coordinador del contratista para este contrato.

El documento resultante debe ser la base para solicitar la aprobación presupuestal para un futuro proyecto.

➤ **Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medición**

El CONTRATISTA debe socializar, implementar y evaluar la normatividad y procedimientos corporativos de medición como los dispuestos en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles ECP-VSM-M-001, Reglamento para la Gestión de la Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles ECP-VSM-R-001, Normas complementarias como las dispuestas en el API MPMS, ISO 9001, ASTM, AGA y demás procedimientos, instructivos y directrices dados por Ecopetrol que sean lineamientos fundamentales para asegurar el conocimiento de su personal

y cumplimiento de normas dentro de sus facilidades, de igual forma incluye la divulgación de lecciones aprendidas y casos de éxito de temas relacionados con medición.

Este ítem se pagara mensual y deberá cubrir mes a mes las siguientes áreas y personas discriminadas a continuación.

Tabla 28. Descripción Áreas y Cantidad Personas Por Socialización Normas

Descripción
CRUDO: san roque y tisquirama (5 personas) santos, teca, cocorna (6 personas) galan (6 personas) lisama (7 personas) GAS: Gas 12 personas planta de gas el centro Gas 10 personas planta de gas provincia, Gas 4 personas planta Compresora Llanito 2 personas mtto 2 personas Ingenieria

Fuente: El autor

9.3 GENERALIDADES DEL CONTRATO

El contrato se sugiere que tenga los siguientes criterios y generalidades:

9.3.1 Objeto

“SUMINISTRO EL SERVICIO DE INSPECCIÓN, VERIFICACIÓN, CALIBRACIÓN, Y CERTIFICACIÓN A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE CANTIDAD Y

CALIDAD DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES -
GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A. VIGENCIA
2012-2014.”

9.3.2 Alcance

Suministrar el servicio de certificación, calibración, verificación y mantenimiento a los sistemas de medición de cantidad y calidad, aplicando las técnicas y procedimientos como los dispuestos en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles ECP-VSM-M-001, Normas complementarias como las dispuestas en el API MPMS, ISO 9001, ASTM, AGA y demás procedimientos, instructivos y directrices dados por Ecopetrol que sean lineamientos fundamentales para asegurar los procesos de medición estática y dinámica de hidrocarburos, en los campos de la Gerencia Regional Magdalena Medio, de forma tal que se reduzca, minimice y mantenga la incertidumbre de la medición de los diferentes sistemas mencionados en el objeto contractual dentro de los estándares establecidos por la industria del petróleo y la política de Medición de ECOPETROL.

9.3.3 Planeación y Logística

El CONTRATISTA tendrá autonomía técnica y administrativa para desarrollar su trabajo y será responsable del manejo de su personal y de todas las obligaciones prestacionales y legales que de ello se deriven. Para efectos de control administrativo del contrato, el pago de salarios deberá realizarse quincenalmente, los soportes de las actividades deberán presentarse a la Interventoría para efectuar la autorización del correspondiente pago parcial, El CONTRATISTA definirá por escrito a la Interventoría quien será su representante y responsable de

la ejecución del contrato, esta persona se encargará de firmar las actas, presentar los informes y entregar los trabajos. Las solicitudes, aclaraciones o reclamaciones que requieran hacer alguna de las partes durante la ejecución del contrato, deben constar por escrito.

EL CONTRATISTA deberá prestar sus servicios en los siguientes lugares, áreas o puntos de envío, recibo o transferencia de hidrocarburos:

Tabla 29. Áreas Alcance Contrato Medición SOM

Superintendencia de Operaciones de Mares				
CRUDO	LLANITO	Deshidratadora Galán		
		Estacion Gala		
		Estacion Tres		
		Estacion Unica		
		Estacion Nor		
	LISAMA	Deshidratadora Lisama		
		Central Lisama		
		Estacion Satellite		
		Estación Tesoro		
		Estación Peroles		
	PROVINCIA	Santos		
		Suerte		
		Bonanza		
		Tisquirama		
	TECA	San Roque		
		Eboteca		
Modulo 1				
Modulo 4				
		Cocorná		
GAS	LLANITO	Compresora llanito	Gas comunidad Llanito Gas despacho Refinería	
	LISAMA	Compresora Lisama	Gas despacho comunidad Playa roja	
	PROVINCIA	Planta de Gas	Envío gas a refinería	
			Gas comunidad Sabana	
			Gas comunidad Provincia	
			Gas comunidad Bonanza	
	PLANTA DE GAS ELC	Planta POWER GREEN	Despacho gas refinería	
			Recibo gas Opón	
			Recibo gas La Cira	
			Recibo gas Lisama	
Recibo gas Planta ELC				
DESHIDRATADORA LISAMA	Planta Cinco de Inyección La Cira	Recibo gas Planta ELC		
	Recibo gas Planta ELC			

Fuente: El autor

9.3.4 Equipo Mínimo de Trabajo

Para efectuar los servicios y desarrollo del Objeto de este contrato en la Superintendencia De Operaciones de Mares en los lugares, áreas o puntos de transferencia antes mencionados, El contratista deberá disponer permanentemente de (5) profesionales junior, (1) Coordinador profesional junior, el horario de trabajo será de lunes a viernes en el horario de 6 am a 4 pm. (El personal que laborara en el área de Provincia y Teca el horario de trabajo es de 7:00 am a 5:00 pm)

Los Profesionales Junior deben ser preferiblemente ingenieros en áreas como la ingeniería Electrónica, Petróleos, Producción, Química, Procesos, automatización y/o Sistemas los cuales deben tener experiencia en el área de automatización y/o de medición y/o de instrumentación y/o de metrología y/o verificación y seguimiento a sistemas de medición con experiencia certificable no menor a 4 años o no menor a 3 años con especialización. (esta experiencia corresponde a lo definido en las tablas salariales ya determinadas por ECOPEPETROL).

9.3.5 Actividades a Realizar en General en el Contrato Para las 19

Actividades

EL CONTRATISTA se obliga a llevar un registro diario de cada una de las actividades realizadas y presentara semanalmente un resumen y una presentación de las actividades realizadas en la semana que venció y presentara también las actividades a realizar en la semana en curso.

Se debe tener en cuenta que la realización de una actividad se entiende terminada cuando se entregue el informe respectivo, se llenen los registros y se deje el equipo, los materiales y el área de trabajo en perfectas condiciones de orden,

aseo y seguridad mínimos requeridos.

La programación aprobada será de estricto cumplimiento y deberá ser controlada permanentemente. Si en el desarrollo del Contrato se hace necesario variar la programación, el CONTRATISTA deberá presentar para aprobación las modificaciones propuestas con una anticipación no menor de 4 días a la fecha prevista para la realización del trabajo. No se podrá adelantar ningún trabajo sin que su programación haya sido aprobada por el líder local de medición del área o gestor técnico del contrato.

El CONTRATISTA deberá llevar el registro diario y/o semanal de los avances respectivos y presentará los informes mensuales y/o semanales en los formatos que se destinen exclusivamente para ello.

Se permite la subcontratación para las actividades especializadas de calibración, verificación o mantenimiento de equipos de medición previa autorización de la interventoría del contrato. El subcontratista debe cumplir con la normatividad de Ecopetrol HSE y laboral.

La base de los equipos de trabajo del CONTRATISTA podrá ser Barrancabermeja donde ubicara su centro de operación, mínimo dos (2) profesional junior deben soportar permanentemente en el sitio a la Coordinación Campo Provincia (la Coordinación Campo Provincia la componen Estación Santos, Suerte, Bonanza, Tisquirama, San Roque y Planta de Gas), todos los gastos en que se incurran por desplazamiento del personal a las diferentes áreas son responsabilidad del CONTRATISTA.

Cualquier modificación en el esquema anterior de trabajo podrá ser aprobado por el gestor técnico del contrato.

Ecopetrol suministrara oficinas al personal Objeto de este contrato siempre y cuando halla disponibilidad de la mismas y según indicaciones del gestor técnico y administrativo del contrato, el CONTRATISTA se responsabiliza de suministrar una Oficina a su personal con el fin de desarrollar y cumplir normalmente el Objeto de este contrato, los gastos en que esta actividad se incurran son responsabilidad del CONTRATISTA.

El CONTRATISTA deberá documentar y divulgar anualmente mínimo 2 lecciones aprendidas en medición en base a las actividades realizadas en este contrato o a buenas prácticas de la industria o casos de éxito en medición entre otras.

El CONTRATISTA realizara anualmente para el personal de ECOPETROL dos (2) Curso de 16 horas cada uno para 30 personas por curso, deberá ser una capacitación dada por instructores con una gran experiencia y elevados conocimientos de estándares sobre temas acerca de Medición, actividad realizada con el fin de asegurar las competencias del personal de ECOPETROL que interactúan día a día con Medición. Al personal que participa se le debe dar certificado de asistencia y se le debe realizar una valoración inicial y final de conocimientos. Este curso lo podrá dictar alguno de los integrantes del equipo mínimo del CONTRATISTA objeto de este contrato siempre y cuando cumplan con la experiencia dada en el tema a capacitar o esta actividad podrá ser subcontratada. El interventor técnico del contrato aprobara y propondrá la temática del curso y avalara la experiencia del instructor. ECOPETROL suministrara las aulas de capacitación, refrigerio y gastos de desplazamiento de su personal. EL CONTRATISTA suministrara y asumirá los costos en que incurra en hospedaje, viáticos, alimentación y costos de movilización o desplazamiento del INSTRUCTOR.

EL CONTRATISTA se compromete a entregar resultados mediante herramientas de Gestión, Presentaciones Dinamica, Indicadores, TBG, IGSM y Matriz de

Capacitación. Anexando firmas del personal de Ecopetrol que avalo la actividad.

Las actividades a subcontratar deberán estar previamente autorizadas por
ECOPETROL

9.3.6 Duración

Este contrato de medición está catalogado en Ecopetrol S.A perteneciente a la familia de actividades de medición y automatización los cuales se consideran que se deben ejecutar por empresas especializadas en el manejo del tema. Debido a lo anterior y políticas de la SOM de contratación este contrato clasifica por ser de actividades especializadas a ser tenidos encuentra para durar más de una vigencia.

Los contratos que utilizan vigencias futuras en la SOM están determinados por políticas contractuales de la gerencia y superintendencia, para no durar más de tres años y terminar en por tardar en el mes de octubre para tener dos meses para liquidar el contrato en la misma vigencia de terminación y de esta forma no tener cuentas por pagar para la vigencia siguiente afectando los recursos económicos ya asignados.

Se recomienda que este contrato de medición haga uso de la aprobación de estas vigencias para que tenga una duración para los años 2012, 2013 y 2014 terminando en el mes de octubre 31 del año 2014

9.3.7 Ventajas Por Contratar Por Más de Un Año

Asegurar el mantenimiento continuo de los sistemas de medición.

El contar con la aprobación de un compromiso futuro garantiza la continuidad del contrato, y por ende del servicio suministrado, de esta manera se garantiza el cumplimiento de lo establecido por la ley SOX y controles COSO y se evitan sanciones o multas.

Evitar traumatismos y desgastes entre la finalización y el empalme de un nuevo contrato

Minimizar el riesgo de quedar sin contrato por unos días o meses entre la finalización de uno y la adjudicación del nuevo, lo cual podría llevar a imposición de multas por parte de nuestros clientes y el ministerio por no asegurar nuestro sistema de medición en esos días, la multa del ministerio de minas que nos podrí colocar por no asegurar la medición asciende a los 5 mil USD.

Este tema de medición es continuo en el tiempo y a largo plazo, lo ideal sería que esta misma visión y tiempo lo tenga el contratista que se gane el contrato con el fin de ir teniendo un mejoramiento continuo y evitar retrocesos en el aseguramiento de la medición.

El contratista podrá aprender de sus posibles errores y en este sentido ir mejorando día a día en pro del aseguramiento y dominio sobre el área de trabajo, lo cual llevara a

Conseguir de una manera más fácil la confiabilidad en los sistemas de medición de transferencia de custodia de la Superintendencia de Operaciones de Mares, Reducir el valor de incertidumbre en los sistemas de medición, cumplir con la normativa y estándares de medición nacional e internacional NORMA API MPMS, MMH, ASTM, cumplimiento de planes de mejora producto de auditorías, cumplimiento de las metas establecidas y asegurar el cumplimiento del TBG de medición e IGSM.

Es factible obtener ofertas con ahorros por lo menos del 6% del presupuesto anual por realización de procesos de largo plazo mediante solicitudes de ofertas abiertas que son muy atractivas para el proveedor.

En contratos de tracto sucesivo cuando no se tiene VF vigencia futura debe hacerse un contrato de menor cuantía al inicio de cada año y otro por el resto de la anualidad. Esto genera más costos en los procesos de planeación, evaluación de ofertas y contratación. Aproximadamente el proceso de planeación y adjudicación del contrato demora tres (3) meses.

Para la ejecución de estas actividades y el cumplimiento de algunas de ellas, se requiere el uso de maquinaria, vehículos, equipos y herramientas, los cuales deben ser suministrados y operados por el contratista, al tener un contrato de un mayor tiempo de duración se podrán obtener unos mejores valores por concepto de amortizaciones de equipos para Ecopetrol lo cual puede conllevar a tener unos ahorros de la contratación plurianual valorados en 12% por mayor tiempo de recuperación de la inversión del contratista.

9.3.8 Ventajas de Realizar un Contrato Macro de Medición Para la SOM

El contrato de medición será un contrato macro para toda la SOM y no por coordinaciones de producción, departamento o proceso, al realizar esta contratación a nivel macro para la SOM se espera tener beneficios por:

Optimización de recursos como personal, equipos, herramientas, maquinarias lo cual permitirá tener unos mejores precios en los items de pago, ya que estos equipos o herramientas podrán ser utilizados para toda la SOM de una manera programada y eficiente y no de dedicación exclusiva para una coordinación siendo

esto innecesario e ineficiente técnicamente.

Al ser contratos por una cuantía mayor, es más llamativo para las empresas desde el punto de vista económico lo cual permitirá que las empresas que participen sean idóneas en el tema y reconocidas en el mercado. Es importante recalcar que al contrato tener un mayor valor, el nivel de salarios mínimos legales mensuales vigentes mínimos necesarios para la certificación de la experiencia de los proponentes para poder participar es mayor (Requisitos mínimos para participar, experiencia del proponente), por lo cual se convierte en un filtro más exigente para las empresas y por ende obtendremos una empresa con mayor experiencia.

Es factible obtener ofertas con ahorros por lo menos del 6% del presupuesto anual por realización de procesos de mayor cuantía mediante solicitudes de ofertas abiertas que son muy atractivas para el proveedor.

Al tener varios contratos se genera más costos en los procesos de planeación, evaluación de ofertas, contratación, y gastos administrativos en la ejecución. Aproximadamente el proceso de planeación y adjudicación del contrato demora tres (3) meses en la ejecución, por cada contrato se requiere mínimo un gestor técnico, gestor administrativo y un administrador.

9.3.9 Reembolsables

El contrato de medición contara con un rubro económico de reembolsables el cual será igual al 4% del valor del presupuesto sin IVA (por política de Ecopetrol SOM este es el valor máximo para % reembolsables) , este dinero será destinado, utilizado y ejecutar por requerimiento de ECOPETROL en cualquiera de los puntos que tengan patines de medición dinámica y estática, Incluye acondicionamientos técnicos necesarios de las instalaciones y/o sistemas tales como reparaciones e

intervenciones que ameriten el cambio y/o reposición de algún elemento en especial, Esta actividad de pago por reembolsables se podrá reconocer también durante el contrato, cada vez que se presente una falla, mejora o mtto que demande la instalación, modificación o arreglo de un equipo perteneciente al sistema de medición.

Estos reembolsables se podrán aplicar también para el suministro de partes, repuestos, montajes, inspecciones especializadas ante fallas de los equipos o elementos de la instrumentación primaria, secundaria y terciaria.

Los principales Equipos e instrumentos críticos de Medición a los cuales cubre estos reembolsables son:

- Tanque de almacenamiento.
- Cintas de medición.
- Termómetros digitales de campo.
- Dispositivos de telemetría en tanques.
- Detectores de paso de esferas de probadores.
- Elementos primarios (probadores y medidores).
- Elementos secundarios (transmisores e indicadores de presión y temperatura; muestreadores, medidores de densidad, válvulas).
- Elementos terciarios (PLC, computadores de flujo).
- Equipos de laboratorio para determinar variables de calidad.
- Sellos de seguridad.
- Impresoras de tiquetes de bombeos.

9.4 PRESUPUESTO REQUERIDO

Una vez definidas las 19 actividades a realizar y en conjunto con lo requerido en las especificaciones técnicas, se determinó la unidad de medida a utilizar y el valor económico de cada uno en base a la creación de APU (análisis de precios unitarios en base a los precios del mercado actual y tablas salariales de Ecopetrol) por cada ítem de pago o actividad.

La unidad de pago de cada actividad y su precio sin IVA se encuentra consolidado en la siguiente tabla:

EA: UNIDAD

MES: BIEN SEA DE 30 O 31 DIAS

Criterios sobre cláusulas de reajuste:

El reajuste de los precios se hará teniendo en cuenta el IPC y reajustes de salarios ECP

Tabla 30. Ítem presupuesto y valores unitarios

ITEM	CONCEPTO	UNIDAD	VR UNITARIO + AIU
1	Servicio de Seguimiento de medición de Cantidad y Calidad por entregas y/o fiscalización de hidrocarburos a clientes externos e internos por bache de transferencia o grupo de Carrotanques Campos SOM.	EA	\$ 744,542
2	Servicio de acompañamiento para la Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	EA	\$128,496
3	Servicio de Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	EA	\$17,935,983
4	Servicio de Calibración y certificación de tanques, líneas y vasijas de almacenamiento (volumenes menores a 60000 BLS) de hidrocarburos. Campos SOM.	EA	\$3,241,050
5	Servicio de perfilaje por tanques y vasijas de producción de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$198,372
6	Servicio de Valoración de IGSM Mensual por Área de entrega de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$342,580
7	Aseguramiento rutinas y cronogramas de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición campos SOM	MES	\$10,399,065
8	Servicio de Calibración de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	EA	\$257,740
9	Servicio de Verificación in situ de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	EA	\$182,550
10	Servicio de Verificación de alturas de referencia en tanques de almacenamiento de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$126,157
11	Servicio de Verificación de niveles (Gráfica Estadística) y sensores RTD para la medición automática de tanques de almacenamiento de Hidrocarburos. Campos SOM.	EA	\$143,786
12	Servicio de Calibración de Probadores Bidireccionales de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$17,447,550
13	Servicio de Calibración de Probadores Compactos de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$23,167,050
14	Servicio de Toma de muestra representativa de hidrocarburos en tanques Campos SOM.	EA	\$99,684
15	Servicio de Aseguramiento al cumplimiento de los Controles COSO - SOX. Campos SOM.	MES	\$2,184,875
16	Servicio de Calibración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	EA	\$442,800
17	Servicio de verificación y configuración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	EA	\$238,581
18	Asistencia y Revisión Técnica de Sistemas de Medición de Hidrocarburo Campo SOM.	EA	\$12,915,000
19	Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medición	MES	\$14,757,379

Fuente: El autor

Para determinar las cantidades respectivas necesarias de cada items, se tomo como referencia los siguientes criterios:

1. Hallazgos encontrados en las auditorias de medición.
2. Cumplimientos contenidos en los formatos establecidos de inspecciones de IGSM.
3. Normatividad descrita de cumplimiento en el manual de medición.
4. Cumplimiento de los cronogramas de verificación, calibración y mantenimiento de equipos descritos en el capítulo 1 del MMH.
5. Actividades y cantidades comprometidas en el TBG de medición.
6. Duración o vigencia del contrato.
7. Áreas de cubrimiento.

En base al análisis de los cinco criterios anteriores se estimo las siguientes cantidades requeridas por cada items de pago o actividad realizada, tanto para las actividades de aseguramiento de estándares de medición de crudo como las de gas.

Tabla 31. Cantidades Requeridas por Ítem 2012-2014 Crudo y Gas

ITEM	CONCEPTO	TOTAL CRUDO 2012	TOTAL GAS 2012	TOTAL AÑO 2012	TOTAL CRUDO 2013	TOTAL GAS 2013	TOTAL AÑO 2013	TOTAL CRUDO 2014	TOTAL GAS 2014	TOTAL AÑO 2014
1	Servicio de Seguimiento de medición de Cantidad y Calidad por entregas y/o fiscalización de hidrocarburos a clientes externos e internos por bache de transferencia o grupo de Carro tanques Campos SOM.	140	98	238	240	168	408	200	140	340
2	Servicio de acompañamiento para la Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos Campos SOM.	21	21	42	36	36	72	27	27	54
3	Servicio de Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	5	0	5	5	0	5	4	0	4
4	Servicio de Calibración y certificación de tanques, líneas y vasijas de almacenamiento (volumenes menores a 60000 BLS) de hidrocarburos. Campos SOM.	5	3	8	5	3	8	8	0	8
5	Servicio de perfilaje por tanques y vasijas de producción de hidrocarburos Campos SOM.	28	0	28	48	0	48	40	0	40
6	Servicio de Valoración de IGSM Mensual por Area de entrega de hidrocarburos Campos SOM.	75	51	126	129	87	216	108	73	180
7	Aseguramiento rutinas y cronogramas de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición campos SOM	4	4	7	6	6	12	5	5	10
8	Servicio de Calibración de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	1	0	1	1	0	1	1	0	1
9	Servicio de Verificación in situ de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	91	0	91	156	0	156	130	0	130
10	Servicio de Verificación de alturas de referencia en tanques de almacenamiento de hidrocarburos Campos SOM.	448	0	448	768	0	768	640	0	640
11	Servicio de Verificación de niveles (Gráfica Estadística) y sensores RTD para la medición automática de tanques de almacenamiento de Hidrocarburos. Campos SOM.	259	0	259	444	0	444	370	0	370
12	Servicio de Calibración de Probadores Bidireccionales de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	0	0	0	1	0	1	0	0	0
13	Servicio de Calibración de Probadores Compactos de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	0	0	0	1	0	1	0	0	0
14	Servicio de Toma de muestra representativa de hidrocarburos en tanques Campos SOM.	231	0	231	396	0	396	330	0	330
15	Servicio de Aseguramiento al cumplimiento de los Controles COSO - SOX. Campos SOM.	4	4	7	6	6	12	5	5	10
16	Servicio de Calibración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	24	42	66	24	42	66	24	42	66
17	Servicio de verificación y configuración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	45	96	141	62	119	181	61	118	179
18	Asistencia y Revisión Técnica de Sistemas de Medición de Hidrocarburo Campo SOM.	2	1	3	1	1	2	1	1	2
19	Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medición	4	4	7	6	6	12	5	5	10

Fuente: El autor

Finalmente al tener definidas las especificaciones técnicas, actividades a realizar, vigencia del contrato, alcance, las unidades de pago, sus valores unitarios y las cantidades requeridas tanto para crudo como para gas para los años 2012, 2013 y 2014, podemos finalmente calcular y conocer cuál será el presupuesto requerido para ejecutar el contrato de medición y el cual se resume en la siguientes tablas.

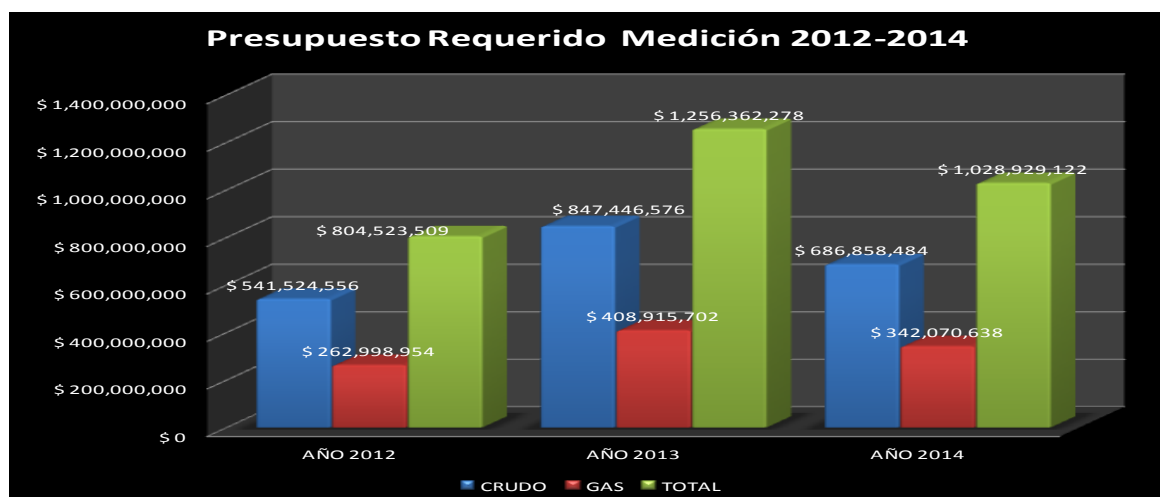
Tabla 32. Presupuesto Requerido 2012-2014

	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	TOTAL 2012-2014
CRUDO	\$ 541,524,556	\$ 847,446,576	\$ 686,858,484	\$ 2,075,829,616
GAS	\$ 262,998,954	\$ 408,915,702	\$ 342,070,638	\$ 1,013,985,294
TOTAL	\$ 804,523,509	\$ 1,256,362,278	\$ 1,028,929,122	\$ 3,089,814,909

		AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	TOTAL 2012-2014
CRUDO	COORDINACIÓN LLANITO	\$ 149,335,542	\$ 218,997,094	\$ 175,191,976	\$ 543,524,612
	COORDINACIÓN LISAMA	\$ 156,135,314	\$ 256,308,129	\$ 201,048,544	\$ 613,491,987
	COORDINACIÓN PROVINCIA	\$ 162,747,331	\$ 249,664,816	\$ 186,859,909	\$ 599,272,057
	COORDINACIÓN TECA	\$ 73,306,367	\$ 122,476,537	\$ 123,758,055	\$ 319,540,959
GAS	COORDINACIÓN PLANTA DE GAS	\$ 201,134,155	\$ 306,456,430	\$ 256,922,292	\$ 764,512,878
	PLANTA DE GAS PROVINCIA	\$ 61,864,799	\$ 102,459,272	\$ 85,148,346	\$ 249,472,416

Fuente: El autor

Figura 16. Presupuesto Requerido Medición 2012-2014



Fuente: El autor

A continuación se presenta el presupuesto detallado por cada vigencia:

Tabla 33. Presupuesto Consolidado Requerido Medición 2012-2014

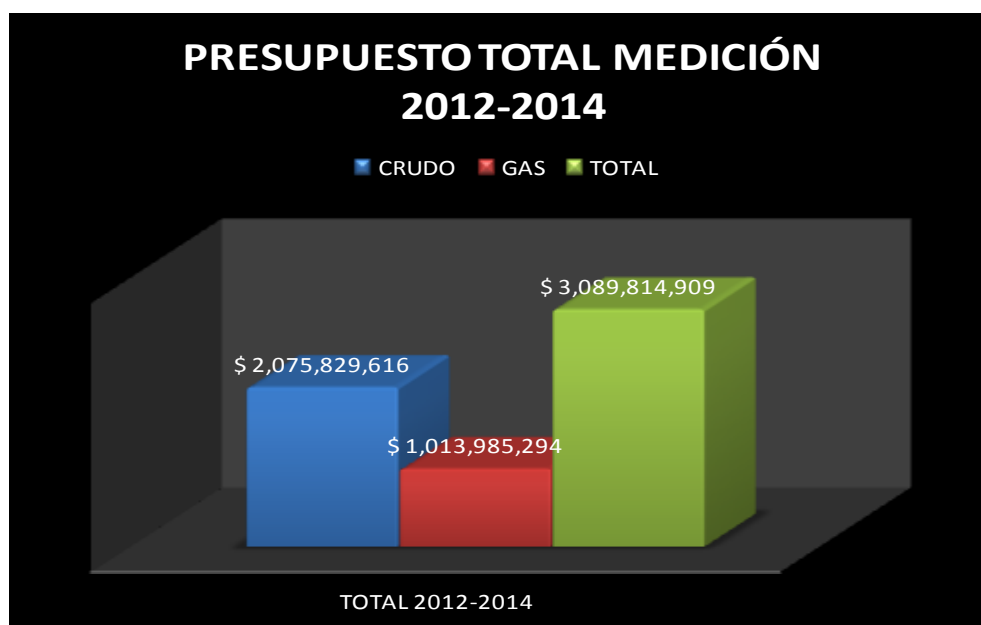
ITEM	CONCEPTO	UNIDAD	VR UNITARIO + AIU	EJECUCIÓN 2012	
				CANT.	VALOR TOTAL
1	Servicio de Seguimiento de medición de Cantidad y Calidad por entregas y/o fiscalización de hidrocarburos a clientes externos e internos por bache de transferencia o grupo de Carrotanques Campos SOM.	EA	\$ 744,542	238	\$177,200,996
2	Servicio de acompañamiento para la Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	EA	\$128,496	42	\$5,396,832
3	Servicio de Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	EA	\$17,935,983	5	\$89,679,915
4	Servicio de Calibración y certificación de tanques, líneas y vasijas de almacenamiento (volumenes menores a 60000 BLS) de hidrocarburos. Campos SOM.	EA	\$3,241,050	8	\$25,928,400
5	Servicio de perfilaje por tanques y vasijas de producción de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$198,372	28	\$5,554,416
6	Servicio de Valoración de IGSM Mensual por Area de entrega de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$342,580	126	\$43,165,080
7	Aseguramiento rutinas y cronogramas de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición campos SOM	MES	\$10,399,065	7	\$72,793,455
8	Servicio de Calibración de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	EA	\$257,740	1	\$257,740
9	Servicio de Verificación in situ de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	EA	\$182,550	91	\$16,612,050
10	Servicio de Verificación de alturas de referencia en tanques de almacenamiento de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$126,157	448	\$56,518,336
11	Servicio de Verificación de niveles (Gráfica Estadística) y sensores RTD para la medición automática de tanques de almacenamiento de Hidrocarburos. Campos SOM.	EA	\$143,786	259	\$37,240,574
12	Servicio de Calibración de Probadores Bidireccionales de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$17,447,550	0	\$0
13	Servicio de Calibración de Probadores Compactos de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$23,167,050	0	\$0
14	Servicio de Toma de muestra representativa de hidrocarburos en tanques Campos SOM.	EA	\$99,684	231	\$23,027,004
15	Servicio de Aseguramiento al cumplimiento de los Controles COSO - SOX Campos SOM.	MES	\$2,184,875	7	\$15,294,125
16	Servicio de Calibración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	EA	\$442,800	66	\$29,224,800
17	Servicio de verificación y configuración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	EA	\$238,581	141	\$33,639,921
18	Asistencia y Revisión Técnica de Sistemas de Medición de Hidrocarburo Campo SOM.	EA	\$12,915,000	3	\$38,745,000
19	Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medición	MES	\$14,757,379	7	\$103,301,653
TOTAL COSTO DIRECTO:					\$ 773,580,297.00
REEMBOLSABLES:					\$ 30,943,212.00
TOTAL COSTO DIRECTO + REEMBOLSABLES:					\$ 804,523,509.00
IVA 16%					\$ 123,772,847.52
TOTAL COSTO DIRECTO + REEMBOLSABLES + IVA 16%:					\$ 928,296,356.52

ITEM	CONCEPTO	UNIDAD	VR UNITARIO + AIU	EJECUCIÓN 2013	
				CANT.	VALOR TOTAL
1	Servicio de Seguimiento de medición de Cantidad y Calidad por entregas y/o fiscalización de hidrocarburos a clientes externos e internos por bache de transferencia o grupo de Carrotanques Campos SOM.	EA	\$ 744,542	408	\$303,773,136
2	Servicio de acompañamiento para la Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	EA	\$128,496	72	\$9,251,712
3	Servicio de Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	EA	\$17,935,983	5	\$89,679,915
4	Servicio de Calibración y certificación de tanques, líneas y vasijas de almacenamiento (volumenes menores a 60000 BLS) de hidrocarburos. Campos SOM.	EA	\$3,241,050	8	\$25,928,400
5	Servicio de perfilaje por tanques y vasijas de producción de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$198,372	48	\$9,521,856
6	Servicio de Valoración de IGSM Mensual por Area de entrega de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$342,580	216	\$73,997,280
7	Aseguramiento rutinas y cronogramas de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición campos SOM	MES	\$10,399,065	12	\$124,788,780
8	Servicio de Calibración de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	EA	\$257,740	1	\$257,740
9	Servicio de Verificación in situ de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	EA	\$182,550	156	\$28,477,800
10	Servicio de Verificación de alturas de referencia en tanques de almacenamiento de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$126,157	768	\$96,888,576
11	Servicio de Verificación de niveles (Gráfica Estadística) y sensores RTD para la medición automática de tanques de almacenamiento de Hidrocarburos. Campos SOM.	EA	\$143,786	444	\$63,840,984
12	Servicio de Calibración de Probadores Bidireccionales de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$17,447,550	1	\$17,447,550
13	Servicio de Calibración de Probadores Compactos de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$23,167,050	1	\$23,167,050
14	Servicio de Toma de muestra representativa de hidrocarburos en tanques Campos SOM.	EA	\$99,684	396	\$39,474,864
15	Servicio de Aseguramiento al cumplimiento de los Controles COSO - SOX. Campos SOM.	MES	\$2,184,875	12	\$26,218,500
16	Servicio de Calibración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	EA	\$442,800	66	\$29,224,800
17	Servicio de verificación y configuración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	EA	\$238,581	181	\$43,183,161
18	Asistencia y Revisión Técnica de Sistemas de Medición de Hidrocarburo Campo SOM.	EA	\$12,915,000	2	\$25,830,000
19	Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medición	MES	\$14,757,379	12	\$177,088,548
TOTAL COSTO DIRECTO:					\$ 1,208,040,652.00
REEMBOLSABLES:					\$ 48,321,626.00
TOTAL COSTO DIRECTO + REEMBOLSABLES:					\$ 1,256,362,278.00
IVA 16%					\$ 193,286,504.32
TOTAL COSTO DIRECTO + REEMBOLSABLES + IVA 16%:					\$ 1,449,648,782.32

ITEM	CONCEPTO	UNIDAD	VR UNITARIO + AIU	EJECUCIÓN 2014	
				CANT.	VALOR TOTAL
1	Servicio de Seguimiento de medición de Cantidad y Calidad por entregas y/o fiscalización de hidrocarburos a clientes externos e internos por bache de transferencia o grupo de Carrotanques Campos SOM.	EA	\$ 744,542	340	\$253,144,280
2	Servicio de acompañamiento para la Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	EA	\$128,496	54	\$6,938,784
3	Servicio de Calibración y certificación de medidores de hidrocarburos con tanque Serafin y/o Master Meter. Campos SOM.	EA	\$17,935,983	4	\$71,743,932
4	Servicio de Calibración y certificación de tanques, líneas y vasijas de almacenamiento (volumenes menores a 60000 BLS) de hidrocarburos. Campos SOM.	EA	\$3,241,050	8	\$25,928,400
5	Servicio de perfilaje por tanques y vasijas de producción de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$198,372	40	\$7,934,880
6	Servicio de Valoración de IGSM Mensual por Area de entrega de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$342,580	180	\$61,664,400
7	Aseguramiento rutinas y cronogramas de verificaciones, calibraciones y mantenimiento de los equipos relacionados con los sistemas de medición campos SOM	MES	\$10,399,065	10	\$103,990,650
8	Servicio de Calibración de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	EA	\$257,740	1	\$257,740
9	Servicio de Verificación in situ de cintas de medición al vacío y/o fondo. Campos SOM.	EA	\$182,550	130	\$23,731,500
10	Servicio de Verificación de alturas de referencia en tanques de almacenamiento de hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$126,157	640	\$80,740,480
11	Servicio de Verificación de niveles (Grafica Estadística) y sensores RTD para la medición automática de tanques de almacenamiento de Hidrocarburos. Campos SOM.	EA	\$143,786	370	\$53,200,820
12	Servicio de Calibración de Probadores Bidireccionales de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$17,447,550	0	\$0
13	Servicio de Calibración de Probadores Compactos de flujo por el método Water Draw para hidrocarburos Campos SOM.	EA	\$23,167,050	0	\$0
14	Servicio de Toma de muestra representativa de hidrocarburos en tanques Campos SOM.	EA	\$99,684	330	\$32,895,720
15	Servicio de Aseguramiento al cumplimiento de los Controles COSO - SOX. Campos SOM.	MES	\$2,184,875	10	\$21,848,750
16	Servicio de Calibración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	EA	\$442,800	66	\$29,224,800
17	Servicio de verificación y configuración de la Instrumentación Secundaria y terciaria, asociadas a los Sistemas de Medición de Cantidad y Calidad. Campos SOM.	EA	\$238,581	179	\$42,705,999
18	Asistencia y Revisión Técnica de Sistemas de Medición de Hidrocarburo Campo SOM.	EA	\$12,915,000	2	\$25,830,000
19	Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medición	MES	\$14,757,379	10	\$147,573,790
TOTAL COSTO DIRECTO:					\$ 989,354,925.00
REEMBOLSABLES:					\$ 39,574,197.00
TOTAL COSTO DIRECTO + REEMBOLSABLES:					\$ 1,028,929,122.00
IVA 16%					\$ 158,296,788.00
TOTAL COSTO DIRECTO + REEMBOLSABLES + IVA 16%:					\$ 1,187,225,910.00

Fuente: El autor

Figura 17. Presupuesto Total Medición 2012-2014



Fuente: El autor

Porcentajes requeridos del presupuesto para el aseguramiento del proceso crudo y gas:

Tabla 34. Porcentaje del Presupuesto Requerido Para Crudo y Gas

	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	TOTAL 2012-2014
CRUDO	67.31%	67.45%	66.75%	67.18%
GAS	32.69%	32.55%	33.25%	32.82%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

		AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	TOTAL 2012-2014
CRUDO	COORDINACIÓN LLANITO	19%	17%	17%	18%
	COORDINACIÓN LISAMA	19%	20%	20%	20%
	COORDINACIÓN PROVINCIA	20%	20%	18%	19%
	COORDINACIÓN TECA	9%	10%	12%	10%
GAS	COORDINACIÓN PLANTA DE GAS	25%	24%	25%	25%
	PLANTA DE GAS PROVINCIA	8%	8%	8%	8%

Fuente: El autor

En la Coordinación de Llanito el presupuesto es el recurso económico requerido para el cumplimiento de los estándares de medición en sus estaciones y su punto de transferencia en custodia de crudo el cual se ubica en la Planta Deshidratadora Galán.

En la Coordinación de Lisama el presupuesto es el recurso económico requerido para el cumplimiento de los estándares de medición en sus estaciones y su punto de transferencia en custodia de crudo el cual se ubica en la Planta Deshidratadora Lisama.

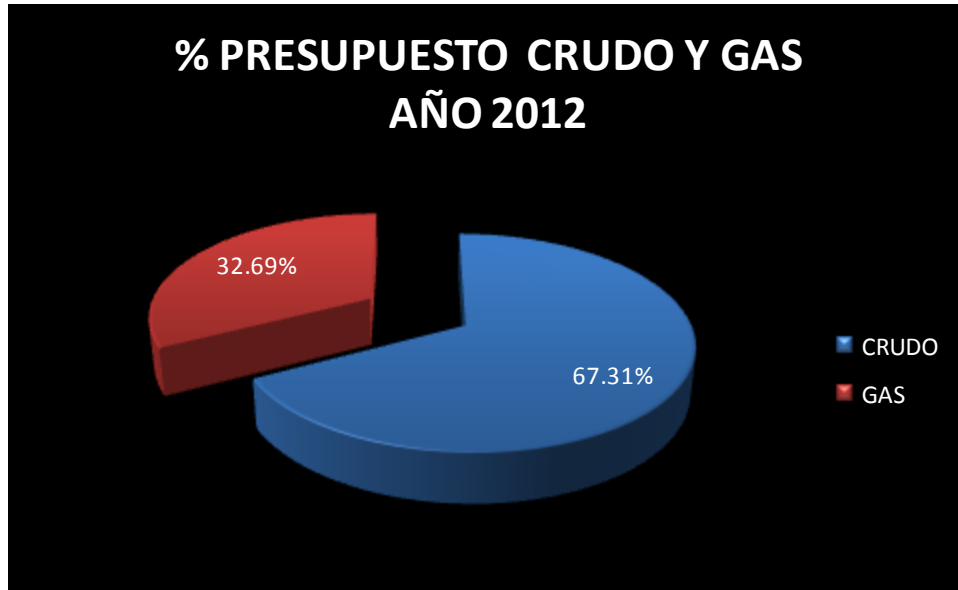
En la Coordinación de Provincia el presupuesto es el recurso económico requerido para el cumplimiento de los estándares de medición en sus estaciones y sus tres puntos de transferencia en custodia de crudo los cuales se ubican en la Estación Santos, Estación Tisquirama y Estación San Roque.

En la Coordinación de Teca el presupuesto es el recurso económico requerido para el cumplimiento de los estándares de medición en sus estaciones y en su punto de transferencia en custodia de crudo el cual se ubica en la Estación de bombeo teca

En la Coordinación de Planta de Gas el presupuesto es el recurso económico requerido para el cumplimiento de los estándares de medición en sus compresoras y en sus puntos de transferencia en custodia de gas los cual se ubican en la Estación Compresora Llanito y en la planta de gas el centro

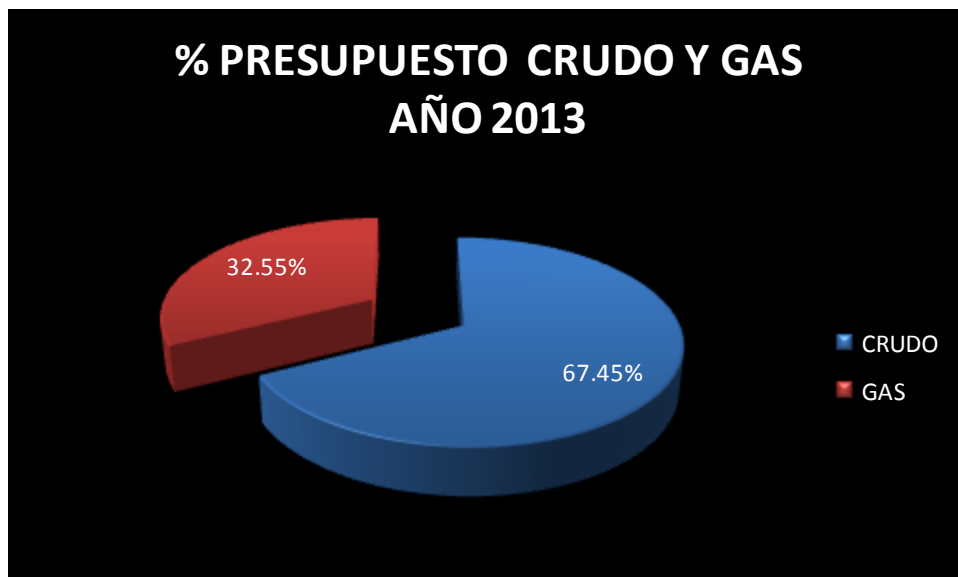
En la Coordinación Provincia el presupuesto es el recurso económico requerido para el cumplimiento de los estándares de medición en sus compresoras y en su punto de transferencia en custodia de gas el cual se ubica en la planta de gas Provincia.

Figura 18. Presupuesto Crudo y Gas Año 2012



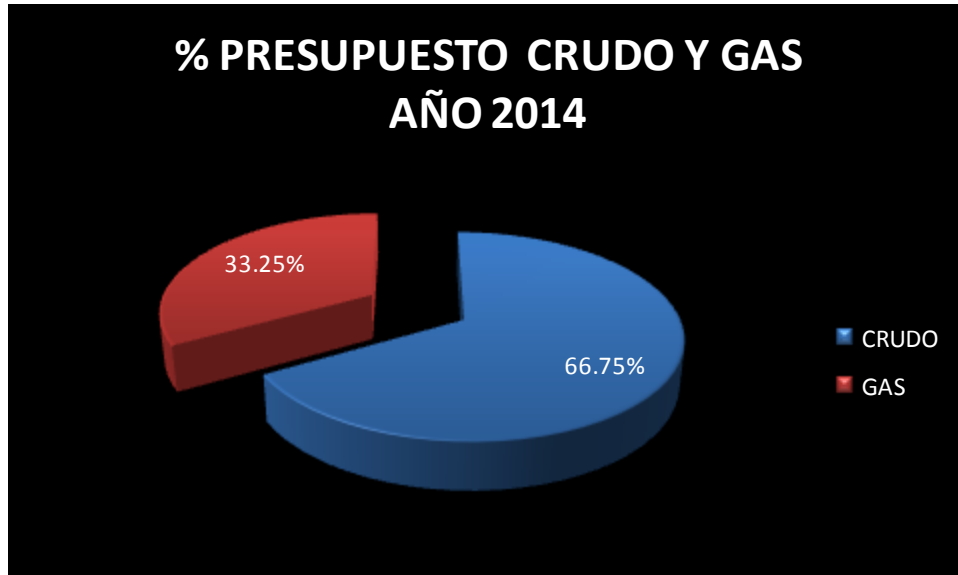
Fuente: El autor

Figura 19. Presupuesto Crudo y Gas Año 2013



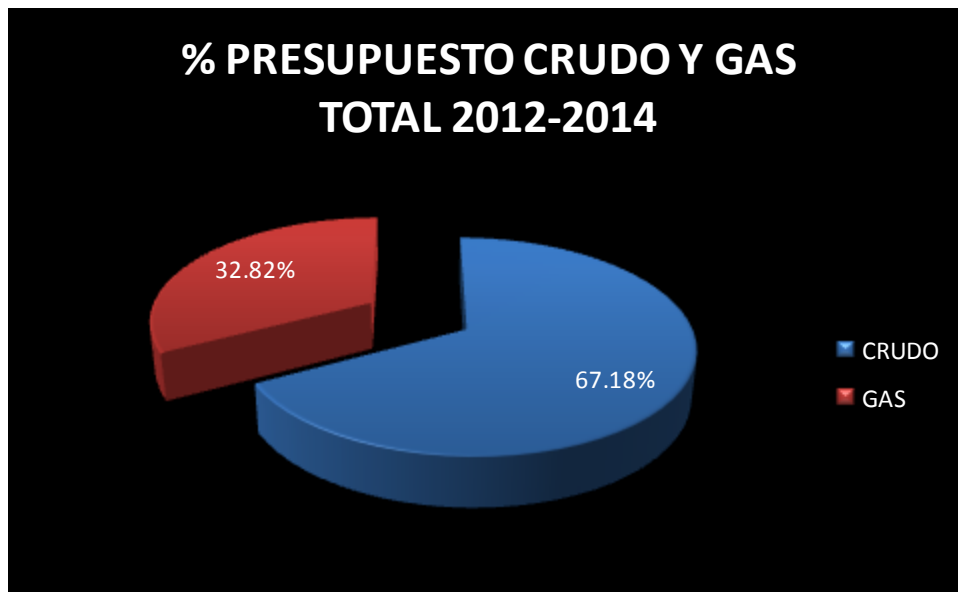
Fuente: El autor

Figura 20. Presupuesto Crudo y Gas Año 2014



Fuente: El autor

Figura 21. Presupuesto Crudo y Gas Total 2012-2014



Fuente: El autor

10. PLANES INDIVIDUALES DE DESEMPEÑO

10.1 PLANES DE DESARROLLO PERSONAL

Según Reus (1997), dentro de la administración de competencia se debe poner mayor atención en tres áreas importantes:

- a. Requerimientos de Competencia
- b. Competencias Actuales
- c. Definiciones de competencias, planes y acciones.

10.1.1 Requerimientos de Competencia

Los responsables de la gerencia tienen metas y objetivos que cumplir, esto significa que es su responsabilidad asegurar que se cuenta con la competencia adecuada para alcanzar estas metas, y siempre considerando que las necesidades de la compañía cambian.

Ecopetrol S.A está comprometida con la formación de talento clase mundo, trabajadores con los más altos estándares de formación, trabajadores aptos, capacitados y certificados según el caso para desempeñar las labores encomendadas en este caso con relación a medición y a sus puestos de trabajo designados.

Después de analizar las diferentes ofertas de formación académica disponibles en el mercado y los requerimientos en certificación de competencias según nuestras políticas de medición, se creó la siguiente guía de formación para el plan de desarrollo del personal de la SOM, las cuales se dividen en un nivel básico, medio y avanzado. Cada tabla reúne las formaciones con relación a medición de

hidrocarburos más importantes, impactantes, indispensables y obligatorios según el cargo de cada funcionario.

Al personal tener estas competencias se está contribuyendo a alcanzar las metas y objetivos propuestos con el aseguramiento de los estándares de medición, ya que las personas a través sus competencias y buenas prácticas operacionales son el pilar para una buena medición en campo.

A continuación se mostraran las tablas que servirán de guía para la elaboración del plan anual de desarrollo del personal de la SOM involucrado con Medición de Hidrocarburos y aseguramiento de estándares, cada área o Departamento es autónomo de modificar los programas de formación sugeridos y los perfiles o puestos que le aplican en base a sus necesidades puntuales o recursos o logística disponible.

En el ciclo básico están las formaciones mínimas generales obligatorias para ejercer el puesto respectivo, el ciclo intermedio son formaciones más puntuales a un tema específico de la medición, el ciclo avanzado son formaciones enfocadas más que todo a la transferencia de conocimiento, aseguramiento de los sistemas de gestión de medición y mejoramiento continuo.

Tabla 35. Guía Para el Plan de Desarrollo Del Personal

GUÍA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE						
Objetivo Estratégico de ECP Que le Apunta:	Asegurar excelencia operacional y sinergias que garanticen integridad en la cadena de valor.					
Nombre de los Indicadores Productivos a los que le Contribuye Para su Cumplimiento:	(1) Gestión de Aseguramiento a los Sistemas de Medición. - (2) Tablero Balanceado de Gestión de Medición de Hidrocarburos.					
Negocio:	Vicepresidencia de Producción (SOM).					
Descripción e Intención:	Asegurar las competencias del personal que día a día interactúan con los sistemas Volumétricos y de Medición de Ecopetrol S.A en la Superintendencia de Operaciones de Mares.					
Ciclo de Aprendizaje:	General.					
Áreas Donde Aplica:	En todas las áreas de la SOM donde se realiza medición de hidrocarburos.					
Vigencia de la Guía:	A partir del año 2012, su actualización debe quedar registrada como una nueva versión.					
Relación Versiones:	Versión:	1	Fecha:	05/06/2012	Cambios:	Emisión de la
Anexos:	Ciclo de Aprendizaje Básico - Ciclo de Aprendizaje Intermedio - Ciclo de Aprendizaje Avanzado					

Fuente: El autor

CICLO BÁSICO:

Tiempo empleado en la formación: de 1 a 2 años

Número de formaciones que lo componen: 6

Puestos laborales de la SOM que le aplica: 13

Tabla 36. Guía Para el Plan de Desarrollo Del Personal Ciclo Básico

GUIA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES				
Ciclo de Aprendizaje:		Basico		
TEMA		Medición Estatica (Liquidos)	Medición Dinamica (Liquidos)	Medición Dinamica (Gas)
PERFILES PUESTOS PERSONAL SOM	Lider de Medición SOM	X	X	X
	Supervisor Volumetrico SOM	X	X	X
	Profesionales de Medición Crudo	X	X	
	Profesionales de Medición Gas			X
	Supervisor Metrologia MDD		X	X
	Lider Automatización SOM		X	X
	Profesional instrumentación IMC		X	X
	Supervisores Puntos en Custodia Crudo	X	X	
	Supervisores Puntos en Custodia Gas			X
	Operadores Punto de Transferencia en Custodia Crudo	X	X	
	Operadores Punto de Transferencia en custodia Gas			X
	Operadores Estaciones de Crudo	X	X	
	Operadores Plantas Compresoras			X
GUIA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES				
Ciclo de Aprendizaje:		Basico		
TEMA		Analisis en Laboratorio el Centro (Pasantia)	Charlas de Medición, Socialización Normas	Manejo de herramientas estadísticas básicas
PERFILES PUESTOS PERSONAL SOM	Lider de Medición SOM	X		X
	Supervisor Volumetrico SOM	X		X
	Profesionales de Medición Crudo	X		X
	Profesionales de Medición Gas	X		X
	Supervisor Metrologia MDD			
	Lider Automatización SOM			
	Profesional instrumentación IMC			
	Supervisores Puntos en Custodia Crudo	X	X	X
	Supervisores Puntos en Custodia Gas	X	X	X
	Operadores Punto de Transferencia en Custodia Crudo	X	X	X
	Operadores Punto de Transferencia en custodia Gas	X	X	X
	Operadores Estaciones de Crudo			X
	Operadores Plantas Compresoras			X

Fuente: El autor

CICLO INTERMEDIO:

Tiempo empleado en la formación: de 1 a 4 años

Numero de formaciones que lo componen: 13

Puestos laborales de la SOM que le aplica: 13

Tabla 37. Guía Para el Plan de Desarrollo Del Personal Ciclo Intermedio

GUIA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARDUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES				
Ciclo de Aprendizaje:		Intermedio		
TEMA		Medición Estatica (Curso Virtual UCE)	Medición Dinamica (Curso Virtual UCE)	Medición Dinamica Gas (Curso Virtual UCE)
PERFILES PUESTOS PERSONAL SOM	Lider de Medición SOM	X	X	X
	Supervisor Volumetrico SOM	X	X	X
	Profesionales de Medición Crudo	X	X	X
	Profesionales de Medición Gas	X	X	X
	Supervisor Metrologia MDD		X	X
	Lider Automatización SOM		X	X
	Profesional instrumentación IMC		X	X
	Supervisores Puntos en Custodia Crudo	X	X	X
	Supervisores Puntos en Custodia Gas	X	X	X
	Operadores Punto de Transferencia en Custodia Crudo	X	X	X
	Operadores Punto de Transferencia en custodia Gas	X	X	X
	Operadores Estaciones de Crudo	X	X	X
	Operadores Plantas Compresoras	X	X	X
GUIA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARDUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES				
Ciclo de Aprendizaje:		Intermedio		
TEMA		Analisis en Laboratorio el Centro (Pasantia)	Calculo Incertidumbre SM	Calculo Perdidas Por Evaporación
PERFILES PUESTOS PERSONAL SOM	Lider de Medición SOM		X	X
	Supervisor Volumetrico SOM		X	X
	Profesionales de Medición Crudo		X	X
	Profesionales de Medición Gas		X	X
	Supervisor Metrologia MDD			
	Lider Automatización SOM			
	Profesional instrumentación IMC			
	Supervisores Puntos en Custodia Crudo		X	X
	Supervisores Puntos en Custodia Gas		X	
	Operadores Punto de Transferencia en Custodia Crudo			
	Operadores Punto de Transferencia en custodia Gas			
	Operadores Estaciones de Crudo	X		
	Operadores Plantas Compresoras	X		

GUIA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARDUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES				
Ciclo de Aprendizaje:		Intermedio		
TEMA		Configuración Comp. De Flujos	Solución de Información Volumetrica SIV	Metrologia Laboratorio ICP (Pasantia)
PERFILES PUESTOS PERSONAL SOM	Lider de Medición SOM	X	X	X
	Supervisor Volumetrico SOM		X	
	Profesionales de Medición Crudo	X	X	X
	Profesionales de Medición Gas	X	X	X
	Supervisor Metrologia MDD	X		X
	Lider Automatización SOM	X		X
	Profesional instrumentación IMC	X		X
	Supervisores Puntos en Custodia Crudo	X		
	Supervisores Puntos en Custodia Gas	X		
	Operadores Punto de Transferencia en Custodia Crudo			
	Operadores Punto de Transferencia en custodia Gas			
	Operadores Estaciones de Crudo			
	Operadores Plantas Compresoras			

GUIA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARDUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES					
Ciclo de Aprendizaje:		Intermedio			
TEMA		Diplomado de Medición	Regulación Nacional	Lineamientos corporativos de medición, balances y contabilización de Ecopetrol.	Charlas de Medición, Socialización Normas
PERFILES PUESTOS PERSONAL SOM	Lider de Medición SOM	X	X	X	
	Supervisor Volumetrico SOM	X	X	X	
	Profesionales de Medición Crudo	X	X	X	
	Profesionales de Medición Gas	X	X	X	
	Supervisor Metrologia MDD				
	Lider Automatización SOM	X			
	Profesional instrumentación IMC				
	Supervisores Puntos en Custodia Crudo	X		X	X
	Supervisores Puntos en Custodia Gas	X		X	X
	Operadores Punto de Transferencia en Custodia Crudo				X
	Operadores Punto de Transferencia en custodia Gas				X
	Operadores Estaciones de Crudo				
	Operadores Plantas Compresoras				

Fuente: El autor

CICLO AVANZADO:

Tiempo empleado en la formación: de 1 a 3 años

Numero de formaciones que lo componen: 8

Puestos laborales de la SOM que le aplica: 13

Tabla 38. Guía Para el Plan de Desarrollo Del Personal Ciclo Avanzado

GUÍA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES					
Ciclo de Aprendizaje:		Avanzado			
TEMA		Pedagogía Instructor	ISO 9001	ISO 10012	ISO 17025
PERFILES PUESTOS PERSONAL SOM	Lider de Medición SOM	X	X	X	X
	Supervisor Volumetrico SOM		X		
	Profesionales de Medición Crudo		X		
	Profesionales de Medición Gas		X		X
	Supervisor Metrología MDD			X	
	Lider Automatización SOM	X	X	X	
	Profesional instrumentación IMC			X	
	Supervisores Puntos en Custodia Crudo		X		
	Supervisores Puntos en Custodia Gas		X		
	Operadores Punto de Transferencia en Custodia Crudo		X		
	Operadores Punto de Transferencia en custodia Gas		X		
	Operadores Estaciones de Crudo				
	Operadores Plantas Compresoras				

GUÍA PARA EL PLAN DE DESARROLLO DEL PERSONAL CON RELACIÓN A MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES					
Ciclo de Aprendizaje:		Avanzado			
TEMA		ISO 19011	Diplomado de Medición	Lineamientos corporativos de medición, balances y contabilización de Ecopetrol.	Charlas de Medición, Socialización Normas
PERFILES PUESTOS PERSONAL SOM	Lider de Medición SOM	X			
	Supervisor Volumetrico SOM	X			
	Profesionales de Medición Crudo	X			
	Profesionales de Medición Gas	X			
	Supervisor Metrología MDD		X		
	Lider Automatización SOM	X			
	Profesional instrumentación IMC		X		
	Supervisores Puntos en Custodia Crudo				X
	Supervisores Puntos en Custodia Gas				X
	Operadores Punto de Transferencia en Custodia Crudo		X	X	X
	Operadores Punto de Transferencia en custodia Gas		X	X	X
	Operadores Estaciones de Crudo			X	
	Operadores Plantas Compresoras			X	

Fuente: El autor

Debido a que el aseguramiento del conocimiento es continuo todas las personas deberán llegar hasta el ciclo avanzado

10.1.2 Competencias Actuales

El nivel de competencia debe ser evaluado tanto desde una perspectiva organizacional como individual. En el nivel organizacional, los administradores son responsables de tener una idea clara de la situación de las competencias que lo rodean; y desde el punto de vista individual, el empleado es responsable de adquirir y/o solicitar para si las competencias necesarias.

Para el personal nuevo; contratar una persona en la SOM con el cumplimiento 100% de las competencias en medición expuestas por la guía no es fácil y no debe ser su finalidad, lo que se debe buscar es una vez contratadas las personas formarlas y capacitarlas en especial para la parte de operadores donde actualmente hay compromisos adquiridos con las comunidades o áreas de influencia con relación a vinculación del personal, se debe crear un plan de desarrollo a corto plazo para que esa persona tenga y cumpla con el ciclo básico en el menor tiempo posible. En las vacantes de los puestos de profesionales lógicamente tendrá más ventajas las personas que estén más capacitadas con relación al puesto a ocupar.

Para el personal actual; cada coordinador con la colaboración de la vicepresidencia de talento humano VTH deberá realiza un análisis de cada puesto de trabajo en base a las competencias que tiene actualmente el personal que ocupa el puesto y la comparación con lo propuesto por la guía de desarrollo, con el fin de identificar las competencias pendientes por desarrollar y comprobar.

Cada trabajador debe ser libre de solicitar y justificar la formación que considere le es pertinente a su puesto de trabajo, dicha solicitud debe pasar aprobación del coordinador del área.

10.1.3 Deficiencias de Competencias, Planes y Acciones

una vez determinados los niveles de competencia actuales se puede establecer las deficiencias de competencias, las cuales ayudarán a generar un plan de desarrollo tanto para el individuo como para la empresa; además este plan debe incluir una descripción de acciones, y así poder cubrir las diferencias identificadas.

Una vez identificado las formaciones pendientes de cada personal con relación a medición de hidrocarburos y su puesto de trabajo, se deberá realizar un plan de desarrollo individual con las competencias pendientes de acreditar. Este plan estará liderado por los coordinadores de áreas.

Cada jefatura de departamento a través de sus coordinaciones son las responsable de programar la formación requerida para su personal al inicio de cada año, para lograr esto cuentan con el apoyo de la vicepresidencia de talento humano VTH quien será la encargada de concertar, canalizar y volver una realidad el curso o formación requerida en medición para el personal de la SOM, de igual forma aseguraran los recursos necesarios y la logística requerida para llevar a cabo la formación solicitada.

Los coordinadores de área serán los responsables de aprobar los recursos y de inscribir la formación respectiva en el plan de desarrollo anual de cada colaborador o trabajador bajo su cargo y deberán garantizar la participación de los mismos al momento de citarse a la formación.

Al definir las deficiencias en competencias también se debe tener en cuenta los hallazgos o no conformidades que se encuentren las auditorias de medición IGSM con relación a evaluación de competencias del personal.

El empleado debe asistir a las formaciones programadas.

El plan de desarrollo debe ser compartido por parte de los coordinadores a los trabajadores, lo ideal es que se cree este plan conjuntamente.

10.2 ACUERDOS DE DESEMPEÑO. (ORIENTADOS A RESULTADOS)

En Ecopetrol cada trabajador posee un acuerdo de desempeño, en el cual los trabajadores se comprometen con la empresa con el cumplimiento de los objetivos, indicadores y metas del área y del cargo que desempeñan.

Este acuerdo de desempeño es cuantitativo y evalúa el grado de eficacia y eficiencia con el que las personas llevan a cabo las actividades, cometidos y responsabilidades de los puestos que desempeñan, realizado mediante una serie de instrumentos, es una apreciación del desenvolvimiento de una persona en el cargo al cual ha sido asignado.

Esta evaluación de desempeño es útil para determinar si existen problemas en cuanto a la eficacia y eficiencia de los empleados en su puesto de trabajo, y de existir facilita la elaboración de medidas correctivas con vistas a eliminarlas, así como la creación de un plan de capacitación y desarrollo con el fin de incrementar su rendimiento.

Los resultados obtenidos anualmente en estas evaluaciones de desempeño también sirven a la hora de participar para la postulación para ocupar una vacante de puestos de trabajo dentro de la empresa, también los resultados de las evaluaciones de desempeño son tenidos en cuenta para los asensos profesionales.

Con el fin de involucrar el personal en el cumplimiento del aseguramiento de los estándares de medición cada persona tendrá cargado este indicador de eficiencia dentro de su acuerdo de desempeño anual, a continuación se presenta el acuerdo de desempeño propuesto por puesto de trabajo de la SOM.

Después de realizar un análisis desde el punto de vista de responsabilidad, influencia, puesto desempeñado, roles y responsabilidades, área a la que pertenece entre otros, se determino el peso que debería tener el cumplimiento del indicador de aseguramiento de los sistemas de medición dentro del plan de desempeño anual que debe cumplir cada persona y al cual la empresa le realiza seguimiento periódicamente.

En las siguientes tablas se colocaron todos los indicadores que maneja Ecopetrol que de una u otra forma directa o indirecta tienen relación con medición con el fin de ver y tener el panorama completo a la hora de asignar el peso al indicador de aseguramiento de los sistemas de medición.

Puestos de trabajo de las áreas que están relacionadas directamente con el cumplimiento del indicador aseguramiento de los sistemas de medición:

Tabla 39. Acuerdo Desempeño Puestos Producción e Ingeniería SOM

PUESTO: Líder de Medición SOM							
Objetivo	Indicador	Unidad Medida	Frecuencia Medición	Meta Año 2012	Peso	Tendencia	
OBJETIVOS DE RESULTADO		70%			100		
Indicadores Propios del Cargo	2.5	Cumplimiento del TBG de Medición SOM	%	Mensual	100	30	+
	2.6	Aseguramiento de los sistemas de medición (IGSM)	%	Anual	95	40	+
	2.7	Implementación de nuevas Tecnologías en los sistemas de Medición	Número	Semestral	2	10	+
	2.8	Cumplimiento de Hitos de los proyectos ICO a cargo	%	Anual	100	20	+
	2.9	Medición de pozos	%	Anual	100	0	+
	2.1	Cumplimiento del Factor Prorrato / Mes -- 0.95% > FP > 1.05	%	Anual	100	0	+
	2.11	Entregas Perfectas	%	Anual	97	0	+
OBJETIVOS DE DESARROLLO		30%			100		
1. Cumplir las competencias organizacionales asignadas	1.1	% de cumplimiento de las competencias asignadas (competencias organizacionales)	%	Anual	100	70	+
2. Cumplir el plan individual de desarrollo	2.1	% de cumplimiento del plan individual de desarrollo	%	Anual	100	30	+

PUESTO: Profesionales Medición							
Objetivo	Indicador	Unidad Medida	Frecuencia Medición	Meta Año 2012	Peso	Tendencia	
OBJETIVOS DE RESULTADO		70%			100		
Indicadores Propios del Cargo	2.5	Cumplimiento del TBG de Medición SOM	%	Mensual	100	20	+
	2.6	Aseguramiento de los sistemas de medición (IGSM)	%	Anual	95	35	+
	2.7	Implementación de nuevas Tecnologías en los sistemas de Medición	Número	Semestral	2	0	+
	2.8	Cumplimiento de Hitos de los proyectos ICO a cargo con relación a Medición	%	Anual	100	5	+
	2.9	Medición de pozos	%	Anual	100	10	+
	2.1	Cumplimiento del Factor Prorrato / Mes -- 0.95% > FP > 1.05	%	Anual	100	10	+
	2.11	Entregas Perfectas	%	Anual	97	20	+
OBJETIVOS DE DESARROLLO		30%			100		
1. Cumplir las competencias organizacionales asignadas	1.1	% de cumplimiento de las competencias asignadas (competencias organizacionales)	%	Anual	100	70	+
2. Cumplir el plan individual de desarrollo	2.1	% de cumplimiento del plan individual de desarrollo	%	Anual	100	30	+

PUESTO: Supervisor Volumetrico SOM							
Objetivo	Indicador	Unidad Medida	Frecuencia Medición	Meta Año 2012	Peso	Tendencia	
OBJETIVOS DE RESULTADO		70%	100				
Indicadores Propios del Cargo	2.5	Cumplimiento del TBG de Medición SOM	%	Mensual	100	20	+
	2.6	Aseguramiento de los sistemas de medición (IGSM)	%	Anual	95	30	+
	2.7	Implementación de nuevas Tecnologías en los sistemas de Medición	Número	Semestral	2	0	+
	2.8	Cumplimiento de Hitos de los proyectos ICO a cargo con relación a Medición	%	Anual	100	0	+
	2.9	Medición de pozos	%	Anual	100	10	+
	2.1	Cumplimiento del Factor Prorrato / Mes -- 0.95% > FP > 1.05	%	Anual	100	30	+
	2.11	Entregas Perfectas	%	Anual	97	10	+
OBJETIVOS DE DESARROLLO		30%	100				
1. Cumplir las competencias organizacionales asignadas	1.1	% de cumplimiento de las competencias asignadas (competencias organizacionales)	%	Anual	100	70	+
2. Cumplir el plan individual de desarrollo	2.1	% de cumplimiento del plan individual de desarrollo	%	Anual	100	30	+

PUESTO: Supervisores Areas Crudo y Gas							
Objetivo	Indicador	Unidad Medida	Frecuencia Medición	Meta Año 2012	Peso	Tendencia	
OBJETIVOS DE RESULTADO		70%	100				
Indicadores Propios del Cargo	2.5	Cumplimiento del TBG de Medición SOM	%	Mensual	100	15	+
	2.6	Aseguramiento de los sistemas de medición (IGSM)	%	Anual	95	25	+
	2.7	Implementación de nuevas Tecnologías en los sistemas de Medición	Número	Semestral	2	0	+
	2.8	Cumplimiento de Hitos de los proyectos ICO a cargo con relación a Medición	%	Anual	100	0	+
	2.9	Medición de pozos	%	Anual	100	25	+
	2.1	Cumplimiento del Factor Prorrato / Mes -- 0.95% > FP > 1.05	%	Anual	100	5	+
	2.11	Entregas Perfectas	%	Anual	97	30	+
OBJETIVOS DE DESARROLLO		30%	100				
1. Cumplir las competencias organizacionales asignadas	1.1	% de cumplimiento de las competencias asignadas (competencias organizacionales)	%	Anual	100	70	+
2. Cumplir el plan individual de desarrollo	2.1	% de cumplimiento del plan individual de desarrollo	%	Anual	100	30	+

PUESTO: Operadores Producción Crudo y Gas							
Objetivo	Indicador	Unidad Medida	Frecuencia Medición	Meta Año 2012	Peso	Tendencia	
OBJETIVOS DE RESULTADO		70%		100			
Indicadores Propios del Cargo	2.5	Cumplimiento del TBG de Medición SOM	%	Mensual	100	5	+
	2.6	Aseguramiento de los sistemas de medición (IGSM)	%	Anual	95	20	+
	2.7	Implementación de nuevas Tecnologías en los sistemas de Medición	Número	Semestral	2	0	+
	2.8	Cumplimiento de Hitos de los proyectos ICO a cargo con relación a Medición	%	Anual	100	0	+
	2.9	Medición de pozos	%	Anual	100	35	+
	2.1	Cumplimiento del Factor Prorrateo / Mes -- 0.95% > FP > 1.05	%	Anual	100	5	+
	2.11	Entregas Perfectas	%	Anual	97	35	+
OBJETIVOS DE DESARROLLO		30%		100			
1. Cumplir las competencias organizacionales asignadas	1.1	% de cumplimiento de las competencias asignadas (competencias organizacionales)	%	Anual	100	70	+
2. Cumplir el plan individual de desarrollo	2.1	% de cumplimiento del plan individual de desarrollo	%	Anual	100	30	+

Fuente: El autor

Para los Puestos de trabajo de las áreas que están relacionadas indirectamente con el cumplimiento del indicador aseguramiento de los sistemas de medición:

Ecopetrol denomina a los indicadores que no son propios del cargo de cada persona como indicadores transversales, los cuales se cargan entre todos los puestos de la SOM con el fin de promover el trabajo en equipo, camarería, sinergia, colaboración y pertenencia entre todos.

Para el puesto de los profesionales de mtto de las áreas de instrumentación y automatización el peso del indicador en su acuerdo será mayor que para los demás puestos de personas de la SOM (puestos no relacionados en los cuadros anteriores) debido a que tienen una mayor relación con el indicador, de igual forma los coordinadores de producción será considerados con el peso del puesto de los profesionales de mtto debido a la gran cantidad de indicadores que poseen.

Es importante recalcar que el área de mantenimiento es considerada un área de apoyo y soporte dentro de Ecopetrol, lo mismo que el área de VTH.

Tabla 40. Acuerdo Desempeño Puestos Mantenimiento y transversales SOM

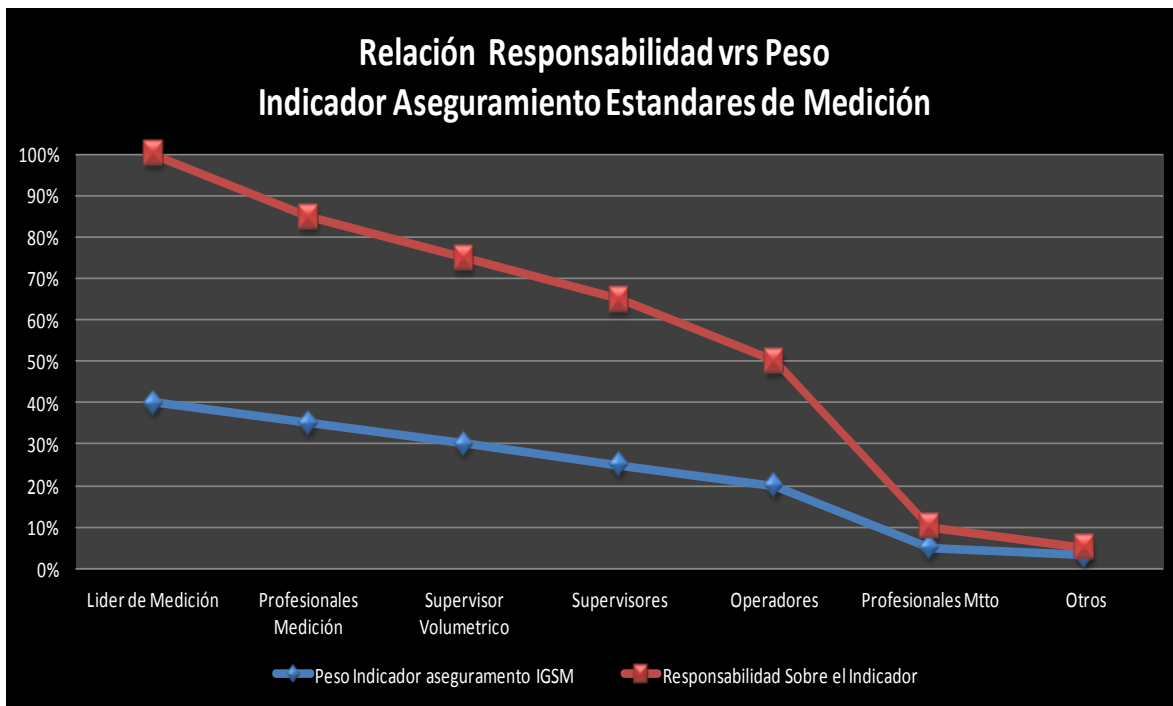
PUESTO: PROFESIONALES MTTO (AREA AUTOMATIZACIÓN E INSTRUMENTACIÓN)							
Objetivo		Indicador	Unidad Medida	Frecuencia Medición	Meta Año 2012	Peso	Tendencia
OBJETIVOS DE RESULTADO							
1. Alineación con las metas del Área	1.1	Cumplimiento de la Matriz de Gestión del Área a la que pertenece	%	Anual	100		
	1.1.1	Aseguramiento de los sistemas de medición (IGSM)	%	Anual	95	5	+

PUESTO: PERSONAL SOM							
Objetivo		Indicador	Unidad Medida	Frecuencia Medición	Meta Año 2012	Peso	Tendencia
OBJETIVOS DE RESULTADO							
1. Alineación con las metas del Área	1.1	Cumplimiento de la Matriz de Gestión del Área a la que pertenece	%	Anual	100		
	1.1.1	Aseguramiento de los sistemas de medición (IGSM)	%	Anual	95	3	+

Fuente: El autor

Como se ve en la grafica hay una relación directa entre el peso asignado al indicador y la responsabilidad de cada persona según el puesto, entre más responsabilidad tiene el puesto sobre el desempeño del indicador mayor es el peso del mismo en el acuerdo de desempeño.

Figura 22. Relación Responsabilidad Vs Indicador



Fuente: El autor

11. MECÁNISMOS DE SEGUIMIENTO Y MONITOREO

El seguimiento y monitoreo es fundamental en una empresa con el fin de conocer periódicamente el nivel de cumplimiento de las metas y objetivos propuestos por la organización, de esta forma podemos tomar acción ante incumplimientos detectados en la revisiones de una manera oportuna y preventiva, de igual forma podremos tomar decisiones y lanzar planes de acción más agresivos ante atrasos en tiempos de cumplimientos de actividades o hitos de nuestros planes de acción propuestos inicialmente para alcanzar las metas, todo con el fin de conocer el avance entre lo planeado y lo ejecutado en pro de lograr los objetivos organizacionales propuestos.

11.1 INSPECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CÁLCULO DEL IGSM

Con el fin de conocer el grado de cumplimiento y conformidad del aseguramiento de los estándares de medición se realizarán auditorías internas.

Para estos aplicaremos en la SOM las inspecciones o auditorías que tienen por nombre inspecciones de IGSM – INDICE DE GESTIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN, este proceso de inspección se realizará estrictamente bajo el marco establecido en una Lista de Verificación ya determinadas según el sistema de medición establecido y determina la conformidad de los diferentes aspectos establecidos en ella con respecto a los siguientes referentes:

- 1) Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles ECP-VSM-M-001
- 2) Contratos de Compraventa y Transporte.

- 3) Acuerdos de medición para Transferencia en Custodia.
- 4) Estándares y regulaciones nacionales e internacionales, tales como ISO 19011, ISO 9001, API MPMS, AGA, ASTM, GPA, ANSI, ASME, NFPA, ICONTEC, entre otras.
- 6) Instructivos de Operación y Mantenimiento.

ALCANCE DE LA INSPECCIÓN DEL IGSM

“El control y verificación permanente del estado de los procedimientos, métodos, condiciones, procesos, productos, servicios y análisis de registros por comparación con los referentes establecidos para asegurar que se cumplan los requisitos de calidad y cantidad determinando el cumplimiento de lo establecido en los —DEBES de dichos referentes”⁴.

Las inspecciones se realizarán en puntos de transferencia de custodia de acuerdo con el programa previamente aprobado, en forma que permitan:

- Inspección directa en campo de los sistemas programados de acuerdo con la metodología establecida en procedimiento de Auditorías Internas.
- Estimación del IGSM de acuerdo con la Lista de Verificación.
- Determinar o recomendar acciones de mejoramiento de los Sistemas de Medición de hidrocarburos.
- Orientar y asesorar al inspeccionado en la aplicación de los referentes a fin de manejar el riesgo en la determinación de cantidad y calidad de los volúmenes de Hidrocarburos.

⁴ ECOPEPETROL S.A., Manual de Medición de Hidrocarburos, Colombia. 1 de Abril 2010. ECP-VSM-M-001.

FRECUENCIA DE LAS INSPECCIONES

Las inspecciones a los Sistemas de Medición se ejecutarán de acuerdo con el cronograma planteado y aprobado por el Comité de Medición de la SOM, de acuerdo a las necesidades del proceso.

“Las inspecciones se realizarán en forma tal que anualmente se reúna mínimo una muestra del 100% de los puntos de medición de transferencia de custodia y/o fiscalización de la Empresa”².

Las inspecciones a los Sistemas de Medición en lo posible se integrarán con los programas de Auditoría de los Sistemas de Gestión de Calidad.

INSPECTOR DE MEDICIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD

“Para ser Inspector de Medición de cantidad y calidad se requiere formación general y específica en el área de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos y cumplir los siguientes requisitos de experiencia y capacitación”⁵:

⁵ ECOPEPETROL S.A., Manual de Medición de Hidrocarburos, Colombia. 1 de Abril 2010. ECP-VSM-M-001.

Tabla 41. Requisitos Inspectores de Medición

	GENERAL	ESPECÍFICA
INSPECTOR LÍDER EN MEDICIÓN	Profesionales con Matricula Profesional o Tecnólogos competentes quienes deben acreditar experiencia en labores similares y/o capacitación en Medición de hidrocarburos o inspección de cantidad y calidad de hidrocarburos con un mínimo de 5000 horas. Los certificados deben ser emitidos por: entidades educativas, firmas de inspección, empresas del sector de reconocida trayectoria, Institutos de pesas y medidas, proveedores del sector petrolero y laboratorios acreditados; nacionales o extranjeros.	Formación y certificación como Auditor Interno en la norma ISO 9001 y tener formación en áreas de Medición de Hidrocarburos y Gas.
INSPECTOR DE MEDICIÓN	Profesionales con Matricula Profesional o Tecnólogos competentes quienes deben acreditar experiencia en labores similares y/o capacitación en Medición de hidrocarburos o inspección de cantidad y calidad de hidrocarburos con un mínimo de 2000 horas. Los certificados deben ser emitidos por: entidades educativas, firmas de inspección, empresas del sector de reconocida trayectoria, Institutos de pesas y medidas, proveedores del sector petrolero y laboratorios acreditados; nacionales o extranjeros.	Formación como Auditor Interno en la norma ISO 9001 y tener formación en áreas de Medición de Hidrocarburos y Gas.

Fuente: Ecopetrol

DESARROLLO

Las inspecciones de medición de cantidad y calidad son un examen sistemático e independiente, que tiene como fin verificar el cumplimiento de los estándares de medición y asegurar el mejoramiento continuo del funcionamiento de los equipos y las actividades requeridas hasta lograr procesos clase mundo de la medición de cantidad y calidad de los hidrocarburos y biocombustibles de la Cadena de Suministro de la Empresa.

Para la entrega del informe de inspección, la compañía inspectora independiente dispone de un plazo no mayor a treinta días calendario. Se entiende que este informe debe incluir como mínimo:

- El cálculo definitivo del IGSM
- El plan de acción acordado y aprobado por el representante autorizado del sitio de la inspección
- Informe ejecutivo de la inspección, con los soportes correspondientes

La inspección se realizara siguiendo los lineamientos establecidos en la ISO 19011

Cálculo del IGSM⁶.

El Índice de Gestión de los Sistemas de Medición para hidrocarburos líquidos se determina de acuerdo a los siguientes aspectos:

- ❖ Equipos e instrumentos de medición de calidad y cantidad
- ❖ Procedimientos operativos de calidad y cantidad
- ❖ Rutinas de mantenimiento preventivo base y aseguramiento metrológico
- ❖ Balances y control de inventarios
- ❖ Gestión y normativa corporativa
- ❖ Capacitación y competencia

El Índice de Gestión de los Sistemas de Medición para gas natural se determinará de acuerdo a los siguientes aspectos:

- ❖ Selección, dimensionamiento, instalación y estado del sistema de medición
- ❖ Procedimientos operacionales del sistema de medición
- ❖ Programa de mantenimiento y aseguramiento metrológico
- ❖ Reporte y manejo de resultados
- ❖ Cumplimiento de normas y reglamentaciones
- ❖ Capacitación y competencia del personal

⁶ ECOPEPETROL S.A., Manual de Medición de Hidrocarburos, Colombia. 1 de Abril 2010. ECP-VSM-M-001.

ÍNDICE DE CUMPLIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN⁷

El índice de cumplimiento de los sistemas de medición se determina de acuerdo a los parámetros que se encuentran pormenorizados en las Listas de Verificación analizadas en el capítulo 6 de este trabajo.

Una vez aplicada la Lista de Verificación al área inspeccionada, nos permitirá determinar el Índice de Cumplimiento del Sistema de Medición de cantidad y calidad correspondiente.

En el IGSM el inspector evaluará la gestión según la Lista de Verificación y las pruebas objetivas tomando para ello el Total de Nivel de Cumplimiento mediante una Tabla en Excel para cada sistema de medición donde se aplique la inspección; este será evaluado sobre una base del 100 % y estará determinado por tres (3) rangos básicos: si es menor al 76% dará un color ROJO, Si está entre el 76% y el 94% dará un color amarillo y si es 95% o más dará un color verde.

El color verde: significa que el nivel de cumplimiento encontrado, garantiza la confiabilidad de la información volumétrica reportada por el área inspeccionada y exige el mantener o superar el estándar y el grado de cumplimiento.

El color amarillo: significa que se requiere una intervención inmediata a nivel administrativa y técnica que busque en el menor tiempo posible incrementar el nivel de cumplimiento y por ende el de confiabilidad en la Medición de cantidad y calidad.

El color rojo: significa que se requiere no sólo una intervención inmediata a nivel administrativa y técnica, sino también un plan de choque caracterizado por tener la

⁷ ECOPEtrol S.A., Manual de Medición de Hidrocarburos, Colombia. 1 de Abril 2010. ECP-VSM-M-001.

máxima prioridad en su ejecución, y un especial seguimiento, monitoreo y control de las acciones de mejoramiento.

Este IGSM se evalúa en varios ítems, los cuales tienen un valor en porcentaje (%) preestablecido según el aspecto y criterio evaluado. Estos pesos a su vez tienen un valor por prueba objetiva verificada por el Inspector, los cuales se evaluarán con el criterio de cumple o no cumple. Si cumple tendrá el peso asignado por prueba, si no cumple tendrá un peso asignado de 0%”.

En la SOM los aspectos y criterios evaluados en el IGSM se detallan de acuerdo a los siguientes 3 Sistemas de Medición ya preestablecidos y manejados en las diferentes coordinaciones, según las siguientes tablas:

1. **MEDICIÓN ESTÁTICA:** Son aquellos puntos en los cuales se dispone de medición estática como medida oficial. (Tabla 42).
2. **MEDICIÓN DINÁMICA:** Son aquellos puntos en los cuales se dispone de Medición Dinámica como medida oficial. (Tabla 43).
3. **MEDICIÓN DE GAS NATURAL.** Son aquellos puntos de entrada o salida al Sistema Nacional de Transporte de gas natural.

NOTA 1. En los cargaderos y descargaderos de carrotanques donde se utilice como medida oficial la medición estática en tanques de recibo y despacho se utilizará la Tabla 42.

NOTA 2. En los cargaderos y descargaderos de carrotanques donde se utilice como medida oficial la medición dinámica se utilizará la Tabla 43.

NOTA 3. En los puntos de medición de gas natural se utilizará una tabla diferente para cada tipo de medidor (para el caso de la SOM manejaremos ultrasónico Tabla 44, platina de orificio Tabla 45)

MEDICIÓN ESTÁTICA

Tabla 42. Evaluación IGSM Medición Estática

PESO POR ASPECTO	ASPECTO	CRITERIOS	PESO POR CRITERIO
18%	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE CALIDAD Y CANTIDAD	Verificación de la vigencia de calibración de tanques de almacenamiento. Inclusión del presupuesto de incertidumbre del proceso de aforo.	11%
		Cinta de medición, estado y calibración.	2%
		Medición de temperatura, termómetro patrón y de trabajo	3%
		Cremas reveladoras, existencia y estado	1%
		Muestreador manual	1%
23%	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CALIDAD Y CANTIDAD	Procedimientos de medición niveles Total y agua, temperaturas y toma de muestras y telemetría.	6%
		Procedimientos de muestreo, sitio de almacenamiento.	5%
		Procedimiento de liquidación productos en tanques.	5%
		Procedimientos de laboratorio, estado de equipos y espacio físico	5%
		Procedimientos de respaldo a la medición.	2%
16%	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	Rutinas mantenimiento equipos laboratorio y pruebas interlaboratorios	5%
		Rutinas mantenimiento de instrumentación primaria y secundaria y registros	11%
25%	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	Balance diario interno de planta y/o línea de recibos y/o entregas y acciones con base a balances.	9%
		Procedimiento de control de inventarios y atención a diferencias de calidad y cantidad.	12%
		Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (DRENAJES, EVAPORACIÓN....)	4%
10%	GESTIÓN Y NORMATIVA CORPORATIVA	Gestión, seguimiento y existencia de normativa corporativa.	10%
8%	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	Capacitación y competencia del personal.	8%

Fuente: Ecopetrol

MEDICIÓN DINAMICA

Tabla 43. Evaluación IGSM Medición Dinamica

PESO POR ASPECTO	ASPECTO	CRITERIOS	PESO POR CRITERIO
18%	EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE CALIDAD Y CANTIDAD	Equipos, instrumentación, instalación y ensamblaje, registros de intervenciones	3%
		Programas de Calibración y Factores de los Medidores.	9%
		Factores de desempeño de los toma muestras automáticos	2%
		Control estadístico de calibración y/o curvas de desempeño. Registros sistemáticos y documentados del Computador de flujo y control físico.	4%
24%	PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CALIDAD Y CANTIDAD	Tiquetes de medición y corridas de calibración	6%
		Procedimientos de muestreo automático, recipiente y sitio de almacenamiento.	8%
		Personal encargado del computador de flujo y back up	5%
		Procedimientos de laboratorio, estado de equipos y espacio físico	3%
		Procedimientos de respaldo a la medición.	2%
15%	RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	Rutinas mantenimiento equipos laboratorio y pruebas interlaboratorios	5%
		Rutinas mantenimiento de instrumentación primaria y secundaria y registros	10%
25%	BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	Balance diario interno de planta y/o línea de recibos y/o entregas y acciones con base a balances.	9%
		Procedimiento de control de inventarios y atención a diferencias de calidad y cantidad.	12%
		Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (DRENAJES, EVAPORACIÓN)	4%
10%	GESTIÓN Y NORMATIVA CORPORATIVA	Gestión, seguimiento y existencia de normativa corporativa.	10%
8%	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	Capacitación y competencia del personal.	8%

Fuente: Ecopetrol

MEDICIÓN DE GAS TIPO ULTRASONICO

Tabla 44. Evaluación IGSM Medición Gas Tipo Ultrasónica

PESO POR ASPECTO	ASPECTO	CRITERIOS	PESO POR CRITERIO
12%	CONDICIONES DE OPERACIÓN	Rango de propiedades como densidad relativa, presión, temperatura y caudal.	8%
		Condiciones de perfil de velocidad y ruido asimétrico	4%
7%	REQUISITOS DEL MEDIDOR	Requisitos del medidor exigidos por la normativa	7%
3%	REQUISITOS DE DESEMPEÑO	Requisitos de desempeño del medidor exigidos por la normativa	3%
8%	REQUISITOS DE PRUEBA PARA EL PAQUETE DE MEDICIÓN Y EL MEDIDOR	Requisitos de prueba para el sistema de medición exigido por la normativa	8%
12%	CONDICIONES DE INSTALACIÓN	Verificación de las condiciones de instalación	12%
3%	ELEMENTO SECUNDARIO - PRESIÓN ESTÁTICA Y TEMPERATURA	Rango de operación de los elementos transmisores/traductores de presión y temperatura y su calibración	3%
11%	COMPUTADOR DE FLUJO	Evaluar la información del computador de flujo y verificar el cumplimiento de la normatividad vigente	11%
4%	MEDICIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y CALIDAD EN PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA	Verificar en campo la instalación de los equipos de cromatografía, humedad, punto de rocío de hidrocarburos, H ₂ S y azufre total, evaluar su comportamiento y sus programas de verificación.	4%
2%	MEDICIÓN VOLUMÉTRICA	Verificar en campo la configuración del computador de flujo y los procedimientos de calibración realizados para garantizar la confiabilidad en la medición.	2%
3%	MEDICIÓN OTRAS VARIABLES	Determinación de supercompresibilidad del gas, y otras variables.	3%
4.5%	PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN	Verificar resultados de calibración en campo	4.5%
11%	BUENAS PRÁCTICAS METROLÓGICAS	Aplicación de recomendaciones de la norma y de las buenas prácticas de la industria	11%
15.5%	CALIDAD Y MUESTREO	Verificar el cumplimiento de la normativa en calidad y muestreo.	15.5%
3%	GESTIÓN Y NORMATIVA CORPORATIVA	Gestión, seguimiento y existencia de normativa corporativa.	3%
1%	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA DEL PERSONAL	Capacitación y competencia del personal	1%

Fuente: Ecopetrol

MEDICIÓN DE GAS TIPO PLATINA DE ORIFICIO

Tabla 45. Evaluación IGSM Medición Gas Tipo Platina de Orificio

PESO POR ASPECTO	ASPECTO	CRITERIOS	PESO POR CRITERIO
2.5%	CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO	Verificación de las condiciones de operación y desempeño.	2.5%
12%	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA PLATINA DE ORIFICIO	Verificación de las especificaciones técnicas de la platina de orificio.	12%
9%	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS TUBOS DE MEDICIÓN Y PORTAPLATINA	Verificación de las especificaciones técnicas de los tubos de medición y el portaplatina	9%
6%	TOMAS DE PRESIÓN	Características de las tomas de presión	6%
6%	SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL - LÍNEAS MANOMÉTRICAS	Características del sistema de medición de presión diferencial y las líneas manométricas	6%
6%	ELEMENTO SECUNDARIO - PRESIÓN ESTÁTICA Y DIFERENCIAL	Características del elemento secundario de presión estática y diferencial.	6%
3%	SISTEMA DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA	Características del sistema de medición de temperatura y del elemento secundario	3%
4%	ELEMENTO SECUNDARIO - TEMPERATURA	Verificar registros históricos del computador de flujo y calibración del mismo	4%
6%	COMPUTADOR DE FLUJO	Evaluar la información del computador de flujo y verificar el cumplimiento de la normatividad vigente	6%
6%	MEDICIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y CALIDAD EN PUNTOS DE ENTRADA	Verificar en campo la instalación de los equipos de cromatografía, humedad, punto de rocío de hidrocarburos, H ₂ S y azufre total, evaluar su comportamiento y sus programas de verificación.	6%
6%	MEDICIÓN VOLUMÉTRICA	Verificar la confiabilidad de la medición de acuerdo a las condiciones acordadas entre el remitente y el transportador	6%
6%	MEDICIÓN OTRAS VARIABLES	Determinación de supercompresibilidad del gas, y otras variables.	6%
5%	PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN	Verificar resultados de calibración en campo	5%
1%	BUENAS PRÁCTICAS METROLÓGICAS	Aplicación de recomendaciones de la norma y de las buenas prácticas de la industria	1%
15.5%	CALIDAD Y MUESTREO	Verificar el cumplimiento de la normativa en calidad y muestreo.	15.5%
3%	GESTIÓN Y NORMATIVA CORPORATIVA	Gestión, seguimiento y existencia de normativa corporativa.	3%
3%	CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA DEL PERSONAL	Capacitación y competencia del personal	3%

Fuente: Ecopetrol

11.2 TABLERO BALANCEADO DE GESTIÓN DE MEDICIÓN

El tablero balanceado de gestión es una herramienta de medida de los resultados del negocio que nos permite:

Administrar y comunicar la estrategia

Hacer un seguimiento permanente al cumplimiento y avances de las metas y objetivos propuestos

Utilizar los resultados obtenidos para la gestión del desempeño

Es una forma integrada, balanceada y estratégica de medir el progreso actual y suministrar la dirección futura de la compañía, que nos permitirá convertir la visión en acción, por medio de un conjunto coherente de objetivos, indicadores e iniciativas agrupados en perspectivas. (Ricardo Martinez, 1997)

El tablero balanceado de gestión TBG se basa en las 4 perspectivas del proceso de planeación integrados los cuales son:

Figura 23. Perspectivas Proceso de Planeación

FINANCIERA	CLIENTES
INNOVACIÓN Y APRENDIZAJE	INTERNAS



Fuente: El Proceso de Planeación, Juan Carlos Fernández

Los tableros balanceados de gestión son las herramientas más utilizadas en Ecopetrol en sus diferentes procesos críticos en los cuales se necesita un seguimiento y monitoreo constante a los indicadores y objetivos propuestos.

Con el fin de implementar, asegurar y sostener el cumplimiento de los estándares de medición se realizó una recopilación y búsqueda de los principales objetivos de medición cada uno acompañado de sus principales indicadores y actividades que ayudaran entre todos a conseguir el aseguramiento de los sistemas de medición deseado para la SOM, estos fueron agrupados en el TBG DE MEDICIÓN SOM según las 4 perspectivas o área de influencia las cuales son perspectivas clientes, perspectivas interna, perspectivas financiera, perspectivas aprendizaje,

Cada actividad de los objetivos tácticos de medición posee definido un seguimiento, entregable, indicador, unidad y peso, la meta definida por actividad fue determinada en base a los resultados obtenidos y no conformidades levantadas en las auditorias previas de IGSM, de igual forma en base a lo exigido en el manual de medición de hidrocarburos y los reglamentos de medición y contabilización de ECP, los cual nos servirá de punto de partida para definir las metas iniciales para alcanzar en la SOM.

11.2.1 Perspectiva: Cliente

INDICADOR OBJETIVO: Aumentar la participación de mercado objetivo de los productos de ECP

OBJETIVO TÁCTICO DE MEDICIÓN: Asegurar los acuerdos de Transferencia de Custodia y/o Reglamentos de Transporte para TC para aquellos puntos de TC.

ACTIVIDAD 1: Elaborar Acuerdos Operacionales para efectos de transferencia de custodia entre los Negocios

- ❖ SEGUIMIENTO: TRIMESTRAL
- ❖ ENTREGABLE: Acuerdos de conexión firmado
- ❖ INDICADOR: #Acuerdos Formalizados / #Acuerdos Programados
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 5%
- ❖ META: 3
- ❖ DESCRIPCIÓN:

Tabla 46. Descripción Acuerdos De Medición Requeridos

CRUDO		GAS		
SANTOS	TECA	COMPRESORA LLANITO	PLANTA DE GAS PROVINCIA	PLANTA DE GAS EL CENTRO
DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA
1	1	1		

Fuente: El autor

11.2.2 Perspectiva: Interna

INDICADOR OBJETIVO: Mejorar la Confiabilidad de los Sistemas de Medición Existentes y Asegurar los Estándares de Ingeniería en Proyectos Nuevos

OBJETIVO TÁCTICO DE MEDICIÓN: Operar bajo Estándares Unificados y Niveles de Confiabilidad Operacional.

ACTIVIDAD 1: Levantamiento de realidad actual de los sistemas de medición y Presentación de Proyectos de mejoramiento a los sistemas. Validación de los proyectos nuevos.

- ❖ SEGUIMIENTO: BIMESTRAL
- ❖ ENTREGABLE: Proceso de Maduración de Proyectos que corresponda y Actas de Comité
- ❖ INDICADOR: Proyectos Planeados / Proyectos Validados
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 15%
- ❖ META: 3
- ❖ DESCRIPCIÓN:

Tabla 47. Descripción Proyectos Requeridos

CRUDO	GAS	
LISAMA	COMPRESORA LLANITO	PLANTA DE GAS PROVINCIA
DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA
1	1	1

Descripción
<p>1. Diagnostico (IGSM) e identificación del sistema de medición actual; en todos los puntos de transferencia en custodia.</p> <p>2. Mejorar medición de gas de teas compresora llanito, suerte, santos.</p> <p>3. Separación patin de medición dinamica del campo la cira y campo llanito (construir nuevo patin para lisama)</p>

Fuente: El autor

ACTIVIDAD 2: Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medición en todas las facilidades.

- ❖ SEGUIMIENTO: TRIMESTRAL
- ❖ ENTREGABLE: Actas de Socialización y evaluaciones
- ❖ INDICADOR: No. Personas Socializadas / Total Personas
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 10%
- ❖ META: 50
- ❖ DESCRIPCIÓN:

Tabla 48. Descripción Personal que Requiere Socialización de Normas

CRUDO						
SANTOS	TISQUIRAMA	SAN ROQUE	GALAN	LISAMA	TECA	COCORNA
DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (CARROTANQUES)
5	5		6	7		1

GAS				
COMPRESORA LLANITO	PLANTA DE GAS PROVINCIA	PLANTA DE GAS EL CENTRO		
DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	RECIBO DE GAS OPOP	RECIBO DE GAS LA CIRA
4	10	12		

Descripción
<p>CRUDO: san roque y tisquirama (5 personas) santos, techa, cocorna (6 personas) galan (6 personas) lisama (7 personas)</p> <p>GAS: Gas 12 personas planta de gas el centro Gas 10 personas planta de gas provincia, Gas 4 personas planta Compresora Llanito</p>

Fuente: El autor

ACTIVIDAD 3: Cumplimiento > del 90% de rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo (calibración y verificación) asociado a los equipos y componentes de los equipos de medición (Laboratorios, Medición Dinámica y Medición Estática) gestionados en el Sistema de Administración de Mantenimiento (CMMS) Corporativo ELLIPSE para ECP y en el equivalente para las Asociadas.

- ❖ SEGUIMIENTO: MENSUAL
- ❖ ENTREGABLE: Reporte de avance del Sistema

- ❖ INDICADOR: Rutinas Mantenimiento ejecutadas / Rutinas Mantenimiento Programadas en Elipse
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 14%
- ❖ META: 132 (año)
- ❖ DESCRIPCIÓN: 11 rutinas mensuales

Tabla 49. Descripción Rutinas Requeridos

CRUDO						
SANTOS	TISQUIRAMA	SAN ROQUE	GALAN	LISAMA	TECA	COCORNA
DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (CARROTANQUES)
1	1	1	1	1	1	1

GAS			LABORATORIO
COMPRESORA LLANITO	PLANTA DE GAS PROVINCIA	PLANTA DE GAS EL CENTRO	
DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	LABORATORIO EL CENTRO SOM
1	1	1	1

Descripción
Según el cronograma de metrología. Cintas a Fondo, Termómetros digitales, transmisores de presión y temperatura, termómetros de vidrio, fischer, Cabinas extractoras, Hidrometros, Salinometros, Centrifugas, demas equipos de laboratorio. Entregable mensual CMMS, los puntos estan en el cuadro adjunto, cada punto tiene su cronogrma de verificación, calibración y mtto.

Fuente: El autor

ACTIVIDAD 4: Plan de Mejoramiento para el Cierre de Hallazgos Producto de las Inspecciones a los Sistemas de Medición realizadas: Gas, Crudo, Productos blancos, INLAB y DAI

- ❖ SEGUIMIENTO: MENSUAL
- ❖ ENTREGABLE: Evidencias de Cierre - Sharepoint
- ❖ INDICADOR: NC Cerradas / NC Totales en Share Point
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 15%
- ❖ META: 53
- ❖ DESCRIPCIÓN: NC encontradas según las revisiones de IGSM

Tabla 50. Descripción Cierre de No Conformidades

CRUDO						
SANTOS	TISQUIRAMA	SAN ROQUE	GALAN	LISAMA	TECA	COCORNA
DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (CARROTANQUES)
3	5	5	4	3	6	0

GAS		
COMPRESORA LLANITO	PLANTA DE GAS PROVINCIA	PLANTA DE GAS EL CENTRO
DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA
5	12	10

Fuente: El autor

ACTIVIDAD 5: Cumplimiento al Cronograma de Aforos del año, validando tablas con software.

- ❖ SEGUIMIENTO: MENSUAL
- ❖ ENTREGABLE: Tablas de aforo con firmas Min Minas e incertidumbre
- ❖ INDICADOR: No. Tanques Aforados / No. Tanques Programados
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 5%
- ❖ META: 8
- ❖ DESCRIPCIÓN:

Tabla 51. Descripción Aforo de Taques Requeridos

CRUDO			GAS
SAN ROQUE	GALAN	LISAMA	PLANTA DE GAS EL CENTRO
DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE GAS A REFINERIA
1	1	3	3

Descripción
Lisama TK 01 (Capacidad 10,000 Bbls) , Lisama TK 02 (Capacidad 10,000 Bbls) , Lisama TK 101 (Capacidad 7,200 Bbls), Galan TK 03 (Capacidad 10,000 Bbls) San Roque TK 3000 (capacidad 3,000 Bbls) Bala 104 Bala 107 Bala condensados lisama

Fuente: El autor

ACTIVIDAD 6: Realizar Anualmente el Cálculo del IGSM de todos los puntos de Transferencia de Custodia.

- ❖ SEGUIMIENTO: MENSUAL
- ❖ ENTREGABLE: IGSM
- ❖ INDICADOR: Valoración IGSM Realizados / Puntos de TC
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 15%

- ❖ META: 9
- ❖ DESCRIPCIÓN:

Tabla 52. Descripción Valoración IGSM Requeridos

CRUDO					
SANTOS	TISQUIRAMA	SAN ROQUE	GALAN	LISAMA	TECA
DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (POR OLEODUCTO)
1	1	1	1	1	1

GAS		
COMPRESORA LLANITO	PLANTA DE GAS PROVINCIA	PLANTA DE GAS EL CENTRO
DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA
1	1	1

Descripción
<p>CRUDO</p> <p>1. Envío de crudo a GCB desde la estación Santos.</p> <p>2. Envío de crudo a Ayacucho desde la estación Tisquirama.</p> <p>3. Envío de crudo a Ayacucho desde la estación San Roque.</p> <p>4. Envío de crudo a GCB desde la estación Galan.</p> <p>5. Envío crudo a GCB desde la estación Lisama.</p> <p>6. Envío crudo a Vasconia desde la estación Teca.</p> <p>GAS</p> <p>7. Envío gas Planta Provincia a refinería.</p> <p>8. Envío gas Compresora Llanito a refinería.</p> <p>9. Envío gas Planta de Gas el Centro a refinería.</p>

Fuente: El autor

11.2.3 Perspectiva: Financiera

INDICADOR OBJETIVO: Control y seguimiento de Balance y Conciliaciones

OBJETIVO TÁCTICO DE MEDICIÓN: Disminuir el Porcentaje de Perdidas por Mejoramiento de la Medición y Contabilización

ACTIVIDAD 1: Seguimiento y verificación del Cierre de Balances con una Desviación Inferior del 0.18% en el Balance en Línea atribuibles a medición.

- ❖ SEGUIMIENTO: MENSUAL
- ❖ ENTREGABLE: Balances
- ❖ INDICADOR: No. Entregas Cumpliendo Meta / No. Entregas Totales
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 15%
- ❖ META: 48
- ❖ DESCRIPCIÓN: 4 balances mensuales, 48 anuales

Tabla 53. Descripción Seguimientos Balances Requeridos

CRUDO			
SANTOS	GALAN	LISAMA	TECA
DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (POR OLEODUCTO)
1	1	1	1

Descripción
Los cuatro puntos son: lisama, galan, teca, santos. cumplimiento de 0.18 desviación recibo vs entrega son: lisama galan teca Cumplimiento menor a 0.61 desviación recivo vs entrega es: santos.

Fuente: El autor

11.2.4 Perspectiva: Innovación y Aprendizaje

INDICADOR OBJETIVO: Asegurar las competencias del personal de medición

OBJETIVO TÁCTICO DE MEDICIÓN: Asegurar el cumplimiento del programa de capacitación del plan de desarrollo de competencias.

ACTIVIDAD 1: Capacitación en Medición y Contabilización

- ❖ SEGUIMIENTO: ANUAL
- ❖ ENTREGABLE: Registro Asistencia
- ❖ INDICADOR: No. Funcionarios Capacitados / No. Funcionarios Programados UNIDAD: %
- ❖ PESO: 4%
- ❖ META: 54
- ❖ DESCRIPCIÓN:

Tabla 54. Descripción Personal que Requiere Capacitación

GAS			MTTO	INGENIERIA
COMPRESORA LLANITO	PLANTA DE GAS PROVINCIA	PLANTA DE GAS EL CENTRO		
DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA	DESPACHO DE GAS A REFINERIA		
4	10	12	2	2

CRUDO					
SANTOS	TISQUIRAMA	SAN ROQUE	GALAN	LISAMA	TECA
DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO AYACUCHO (POR CARROTANQUES)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A GCB (POR OLEODUCTO)	DESPACHO DE CRUDO A VASCONIA (POR OLEODUCTO)
5	5		6	7	1

Descripción
<p>CRUDO: san roque y tisquirama (5 personas) santos, teca, cocorna (6 personas) galan (6 personas) lisama (7 personas)</p> <p>GAS: Gas 12 personas planta de gas el centro Gas 10 personas planta de gas provincia, Gas 4 personas planta Compresora Llanito 2 personas mtto 2 personas Ingenieria</p>

Fuente: El autor

ACTIVIDAD 2: Taller de Lecciones por Aprender

- ❖ SEGUIMIENTO: TRIMESTRAL
- ❖ ENTREGABLE: Registro de Lección
- ❖ INDICADOR: No. Lecciones Documentadas / No. Lecciones Programadas
- ❖ UNIDAD: %
- ❖ PESO: 2%
- ❖ META: 1
- ❖ DESCRIPCIÓN:

Tabla 55. Descripción Taller Lecciones Aprendidas Requeridas

Descripción
cargar y divulgar una lección aprendida en medición en la SOM

Fuente: El autor

11.2.5 TBG Consolidado Medición

Tabla 56. TBG Medición Consolidado SOM

PERSPECTIVA	INDICADOR OBJETIVO	OBJETIVO TÁCTICO DE MEDICIÓN	ACTIVIDAD	SEGUIMIENTO	ENTREGABLE	INDICADOR	UNIDAD	PESO	PESO TOTAL	META (Cantidad)	META	
CLIENTES	Aumentar la participación de mercado objetivo de los productos de ECP	Asegurar los acuerdos de Transferencia de Custodia y/o Reglamentos de Transporte para TC	Elaborar Acuerdos Operacionales para efectos de transferencia de custodia entre los Negocios	TRIMESTRAL	Acuerdos de conexión firmado	#Acuerdos Formalizados / #Acuerdos Programados	%	5%	5%	3	100%	
INTERNA	Mejorar la Confiabilidad de los Sistemas de Medicion Existentes y Asegurar los Standares de Ingeniería en Proyectos Nuevos	Operar bajo Estándares Unificados y Niveles de Confiabilidad Operacional	Levantamiento de realidad actual de los sistemas de medicion y Presentación de Proyectos de mejoramiento a los sistemas. Validación de los proyectos nuevos.	BIMESTRAL	Proceso de Maduración de Proyectos que corresponda y Actas de Comité	Proyectos Planeados / Proyectos Validados	%	15%	74%	3	100%	
			Socializar, implementar y evaluar la normativa y procedimientos corporativos de medicion en todas las facilidades.	TRIMESTRAL	Actas de Socialización y evaluaciones	No. Personas Socializadas / Total Personas	%	10%		50	100%	
			Cumplimiento > del 90% de rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo (calibración y verificación) asociado a los equipos y componentes de los equipos de medición (Laboratorios, Medición Dinámica y Medición Estática) gestionados en el Sistema de Administración de Mantenimiento (CMMS) Corporativo ELLIPSE para ECP y en el equivalente para las Asociadas.	MENSUAL	Reporte de avance del Sistema	Rutinas Mantenimiento ejecutadas / Rutinas Mantenimiento Programadas en el CMMS	%	14%		132	90%	
			Plan de Mejoramiento para el Cierre de Hallazgos Producto de las Inspecciones a los Sistemas de Medición realizadas: Gas, Crudo, Productos blancos, INLAB y DAI	MENSUAL	Evidencias de Cierre - Sharepoint	NC Cerradas / NC Totales en Share Point	%	15%		53	100%	
			Cumplimiento al Cronograma de Aforos del año, validando tablas con software.	MENSUAL	Tablas de aforo con firmas Min Minas e incertidumbre	No. Tanques Aforados / No. Tanques Programados	%	5%		8	100%	
	Garantizar a los accionistas una rentabilidad permanente y un mayor valor de la acción en el largo plazo	Valorar el IGSM por Superintendencia (Operativas y Asociadas)	Realizar Anualmente el Cálculo del IGSM de todos los puntos de Transferencia de Custodia.	MENSUAL	IGSM	Valoracion IGSM Realizados / Puntos de TC	%	15%		9	100%	
FINANCIERA	Control y seguimiento de Balance y Conciliaciones	Disminuir el Porcentaje de Perdidas por Mejoramiento de la Medicion y Contabilización	Seguimiento y verificación del Cierre de Balances con una Desviación Inferior del 0.18% en el Balance en Línea atribuibles a medicion.	MENSUAL	Balances	No. Entregas Cumpliendo Meta / No. Entregas Totales	%	15%	15%	48	100%	
INNOVACION Y APRENDIZAJE	Asegurar las competencias del personal de medicion	Asegurar el cumplimiento del programa de capacitacion del plan de desarrollo de competencias.	Capacitación en Medición y Contabilización: Analisis en Laboratorio, Ingeniería de Medición, Pedagogia Instructor	ANUAL	Registro Asistencia	No. Funcionarios Capacitados / No. Funcionarios Programados	%	4%	6%	54	100%	
			Taller de Lecciones por Aprender	TRIMESTRAL	Registro de Leccion	No. Lecciones Documentadas / No. Lecciones Programadas	%	2%		1	100%	
TOTAL									100%	100%		

Fuente: El autor

11.3 COMITÉ DE MEDICIÓN

Objetivo:

Implementar una reunión sistemática con el fin de realizar seguimiento al avance en los temas relacionados con medición de hidrocarburos y cumplimiento de estándares en la superintendencia de operaciones de mares SOM, en dicha reunión se tomaran las medidas pertinentes del caso ante desviaciones entre lo programado y lo ejecutado con el fin de cerrar las brechas y alcanzar las metas establecidas.

Alcance:

Revisión del cumplimiento de estándares de medición en los puntos de transferencia en custodia de crudo y gas de la SOM

Agenda:

La agenda de la reunión propuesta será en base a los siguientes temas:

1. Momento de seguridad
2. Revisión de compromisos (portal de compromisos corporativo ECP)
3. Revisión TBG
4. Revisión IGSM
5. Revisión cierre de no conformidad y plan de acción
6. Otros
7. Lectura de nuevos compromisos
8. Evaluación de la reunión.

1. Momento de seguridad: En ECP todas las reuniones deben iniciar con un momento de seguridad en HSE como una ratificación de nuestro compromiso con la vida y el medio ambiente.
2. Revisión de compromisos: en este punto se revisaran el avance en el cumplimiento de los compromisos adquiridos en las reuniones previas por parte de los integrantes o responsables de cada compromiso.
3. Revisión TBG: se presentara el avance de cumplimiento puntual mes y acumulado año del TBG de medición SOM y su comparación entre lo planeado y lo ejecutado con sus causas de desempeño respectivos.
4. Revisión IGSM: se presentara los resultados puntuales mes de IGSM de cada punto de transferencia en custodia y su causa de desempeño respectivo.
5. Revisión de cierre de no conformidades y plan de acción: se presentara el avance en el cierre de no conformidades halladas en las diferentes auditorias o inspecciones de medición y su comparación entre lo planeado y lo ejecutado según el plan de acción propuesto para levantar cada NC, con sus causas de desempeño respectivos.
6. Otros: se tocaran temas relacionados con medición que los asistentes consideren pertinente tocar y lleva al comité de medición para su revisión o aprobación y que no estén en los puntos de la agenda principal.
7. Lectura de nuevos compromisos: se leerán los compromisos adquiridos por los participantes durante el desarrollo de la reunión, compromisos generados ante una oportunidad de mejora o incumplimiento detectado en la revisión de los diferentes temas de medición programados en la reunión.

8. Evaluación de la reunión:

La reunión finalizara con la evaluación de la reunión, esta evaluación se realizara desde el portal corporativo de reuniones de ECP, el cual cuenta con un formato de evaluación ya preestablecido, el cual nos ayuda a determinar si logramos el objetivo de la reunión o no.

Cargue de la Reunión y compromisos:

La reunión deberá ser creada en el portal virtual corporativo de reuniones de ECP, en dicho portal quedaran cargados los compromisos adquiridos por los participantes durante la reunión, el cual cuenta con un formato ya establecido para el cargue de compromisos. Dicho portal permite que las personas responsables de algún compromiso adjunten magnéticamente las evidencias y comentarios respectivos para el cierre y cumplimiento de los mismos, dicha información podrá ser consultada por cualquier integrante de la reunión.

Los compromisos debe ser claros y acordes a la desviación u oportunidad de mejora detectada, estos deben tener un responsable definido y una fecha límite de realización.

A cada persona con un compromiso pendiente se le enviara un recordatorio (mensaje al correo) diario del mismo, este mensaje saldrá automáticamente del portal hasta que el compromiso se haya cumplido y las evidencias y comentarios cargados.

Moderadores:

Se deberá nombrar mínimo dos moderadores de la reunión, estos serán los

responsables de administrar la reunión y cargar los compromisos en el portal de reuniones de ECP.

Responsable de la reunión:

El responsable de la realización de la reunión será el Superintendente de Operaciones de Mares.

Expositores:

La exposición estará en cabeza del líder de Medición de la SOM, todos los participantes son libres de exponer.

Acta de la reunión:

Se realizara un acta de la reunión la cual contendrá principalmente lo tratado y los compromisos adquiridos durante la reunión por parte de los participantes, para la creación de esta acta se utilizara el formato de acta ya establecido por Ecopetrol y contenido en su Sistema de Gestión Corporativo SGC.

Esta acta deberá ser aprobada en físico por medio de firma por el Superintendente de Operaciones de Mares y revisada por el Líder de Medición de la SOM.

Lista de asistencia:

Cada reunión debe tener como soporte una lista de asistencia, la cual contendrá las firmas de los participantes en la reunión, utilizara el formato de lista de asistencia ya establecido por Ecopetrol y contenido en su Sistema de Gestión Corporativo SGC.

Frecuencia de la reunión:

La reunión se propone que se realice mensualmente, el segundo martes de cada mes en horario laboral.

Duración reunión:

La reunión tendrá una duración de 1 hora y 30 minutos.

Participantes:

La reunión estará presidida por:

- Superintendente de Operaciones De Mares
- Jefe Departamento de Producción
- Jefe Departamento de Ingeniería
- Jefe Departamento de Mantenimiento
- Líder de Medición SOM
- Coordinadores de Producción
- Profesional medición Contratado
- Supervisor Volumétrico SOM

11.4 INFORMES DE SEGUIMIENTO E INSPECCIÓN

Para estos se contara con una empresa contratista especializada en medición de hidrocarburos quienes mensualmente entregaran informes de inspección por cada punto de transferencia en custodia en los cuales se realizara un seguimiento y evaluación a nuestros sistemas de medición, IGSM y TBG, estos informes tendrán también consignadas las recomendaciones de mejora pertinentes a la revisión

realizada y hallazgos encontrados para que la SOM mejore sus sistemas de medición y el cumplimiento de estándares.

Estos informes de seguimiento e inspección estarán revisados por los Profesionales de Medición de cada área y serán aprobados por el Líder de Medición de la SOM.

12. CONCLUSIONES

- Se pudo identificar las áreas de resultado clave en las cuales se debe enfocar y enfatizar en el cumplimiento de los estándares de medición, estas áreas son los puntos de transferencia en custodia de crudo y gas en la SOM o también conocidos operacionalmente como los puntos en los cuales se registra la venta de crudo y gas a los diferentes clientes.
- Se realizó la revisión en la SOM con el fin de determinar las áreas de resultados claves donde se realiza transferencia de custodia de crudo y gas, encontrándose 6 áreas que realizan transferencia de crudo y 3 áreas que realizan transferencia de gas a Clientes, estas áreas son:
 - Crudo
 - Estación Santos
 - Estación Tisquirama
 - Estación San Roque
 - Deshidratadora Galán
 - Deshidratadora Lisama
 - Estación Teca
 - Gas
 - Panta de Gas el Centro
 - Panta de Gas Provincia
 - Compresora Llanito
- Al realizar una revisión del plan y objetivos estratégicos de ECOPETROL S.A se identificó que en la Vicepresidencia de Producción ya hay

establecidos dos indicadores con los cuales se busca hacer seguimiento al aseguramiento de los sistemas de medición, estos indicadores son llamados como:

1. Indicador Gestión de aseguramiento de los sistemas de medición, cuya meta es obtener un resultado mínimo de 95%.
2. Indicador Tablero Balanceado de Gestión de Medición de Hidrocarburos, cuya meta es obtener un resultado de 100%.

Estos dos indicadores aplican totalmente a la Superintendencia de Operaciones de Mares al igual que el valor de su meta ya establecida, a partir de estos indicadores se empezó a trabajar en la elaboración de los planes requeridos y el cumplimiento de sus metas representaran el punto focal de su plan táctico y serán los factores principales mediante los cuales se podrá medir el rendimiento de cada área.

- Se determino el grado de conformidad de la aplicación y cumplimiento de los estándares de medición por medio de la aplicación y realización de la evaluación o inspección previamente explicada y denominada IGSM en los diferentes puntos de transferencia en custodia de crudo y gas de la SOM.
- Los resultados obtenidos en la evaluación de IGSM en las 9 ares de resultado claves muestras que no se está cumpliendo o alcanzando las metas establecidas, ya que los resultados están por debajo de la meta de 95% de calificación, por ende se tienen grandes oportunidades de mejora en estos sistemas de medición en la SOM.

- Se detectaron 26 oportunidades de mejora en los sistemas de medición de Crudo y 27 oportunidades de mejora en los sistemas de medición de Gas, para un total de 53 oportunidades de mejoras totales para el aseguramiento de los sistemas de medición.
- Se determino los roles y responsabilidades de la Superintendencia de operaciones de mares y sus tres jefaturas de departamento, de igual forma los responsables de los proyectos de inversión y gasto, todo con relación y a favor del aseguramiento de los sistemas medición.
- Se identifico la responsabilidad y necesidad de contar con profesionales de medición en las diferentes áreas de resultado claves de la SOM, como garantes y custodios de los sistemas de medición.
- Se generaron los planes de acción respectivos por cada una de las 53 oportunidades de mejora o no conformidades detectadas en la revisión realizada de IGSM en las áreas de resultado claves de la SOM con el fin de cerrarlas y subsanarlas.
- Por cada oportunidad de mejora encontrada se determino el porcentaje peso de la mismo en la evaluación de IGSM, la prioridad o impacto de la no conformidad en el aseguramiento de la medición (alto, medio o bajo), se planteo la recomendación para levantar y subsanarla, se definió el responsable de la ejecución según los roles y responsabilidades, y se planteo una fecha límite de implementación a la solución.

- Se definió el contrato de medición requerido para los años 2012-2014 y su presupuesto, para mantener y asegurar los estándares de medición y levantar las no conformidades encontradas.
- Se definieron 16 criterios básicos para tener en cuenta en la elaboración y planeación de los contratos de medición.
- Se definieron 19 actividades primordiales que se realizaran en el contrato y que están contenidas en las especificaciones técnicas del mismo, y que se definieron como items de pago, también se definió las cantidades, unidades de pago utilizados y el precio de cada.
- Al sacar un único contrato de medición para la SOM y con vigencia 2012-2014, se lograra primero una sinergia contractual entre las diferentes áreas y coordinaciones y se lograra un ahorro económico por manejar contratos macros a gran escala.
- Se definieron los planes de desarrollo del personal en base a los requerimientos de competencia, competencias actuales y definiciones de competencias, planes y acciones.
- Se creó la guía de formación para el plan de desarrollo del personal de la SOM, la cual se divide en un nivel básico, medio y avanzado. La guía reúne las formaciones con relación a medición de hidrocarburos más importantes, impactantes, indispensables y obligatorios según el cargo de cada funcionario.
- Se determino que con el fin de involucrar el personal en el cumplimiento del aseguramiento de los estándares de medición cada persona tendrá cargado

indicadores de eficiencia dentro de su acuerdo de desempeño anual relacionados con el cumplimiento de los estándares de medición.

- Se crearon las bases y guías para definir y crear los acuerdos de desempeño propuesto con el cumplimiento de los estándares de medición por cada puesto de trabajo de la SOM. Esta guía se elaboró desde el punto de vista de roles y responsabilidades, influencia, puesto desempeñado, área a la que pertenece cada trabajador entre otros, todo con el fin de determinar los indicadores a cumplir y el peso que debería tener el cumplimiento de cada uno en el acuerdo de desempeño pactado entre las personas y la empresa.
- Se creó un TBG de medición SOM, en base a la recopilación y búsqueda de los principales objetivos de medición cada uno acompañado de sus principales indicadores y actividades que ayudaran entre todos a conseguir el aseguramiento de los sistemas de medición deseado. Cada actividad de los objetivos tácticos de medición posee definido un seguimiento, entregable, indicador, unidad y peso, la meta definida por actividad fue determinada en base a los resultados obtenidos y no conformidades levantadas en las auditorías previas de IGSM, de igual forma en base a lo exigido en el manual de medición de hidrocarburos y los reglamentos de medición y contabilización de ECP, los cual servirá de punto de partida para definir las metas iniciales para alcanzar en la SOM.
- con el fin de conocer periódicamente el nivel de cumplimiento de las metas y objetivos propuestos en el aseguramiento de los estándares de medición se adoptara como mecanismos y herramientas de seguimiento y monitoreo las siguientes actividades periódicas:

- Con el fin de conocer el grado de cumplimiento y conformidad del aseguramiento de los estándares de medición se realizarán auditorías internas mensuales en las diferentes áreas de resultado claves, estas auditorías o inspecciones se realizarán siguiendo las directrices y lineamientos definidos en las inspecciones de IGSM.
- Se Utilizará un tablero balanceado de gestión de medición con el fin de tener una herramienta de medida de los resultados del negocio, según las 4 perspectivas o área de influencia principales las cuales son perspectivas clientes, perspectivas interna, perspectivas financiera y perspectivas aprendizaje.
- Se implementará una reunión sistemática denominada Comité de Medición SOM con el fin de realizar seguimiento al avance en los temas relacionados con medición de hidrocarburos y cumplimiento de estándares en la superintendencia de operaciones de mares SOM, en dicha reunión se tomarán las medidas pertinentes del caso ante desviaciones entre lo programado y lo ejecutado con el fin de cerrar las brechas y alcanzar las metas establecidas.
- Se presentarán informes de seguimiento e inspección mensualmente Para estos se contará con una empresa contratista especializada en medición de hidrocarburos quienes mensualmente entregarán informes de inspección por cada punto de transferencia en custodia en los cuales se realizará un seguimiento y evaluación a nuestros sistemas de medición, IGSM y TBG, estos informes tendrán también consignadas las recomendaciones de mejora pertinentes a la revisión realizada y hallazgos encontrados para que la SOM mejore sus sistemas de medición y el cumplimiento de estándares.

13.RECOMENDACIONES

- Es fundamental que la alta administración de la SOM y sus áreas reconozcan la importancia de la medición para ECOPETROL S.A.
- Una vez se cierren las oportunidades de mejora encontradas en la SOM, viene una según fase que es la más complicada y por ende donde se debe colocar más esfuerzo y es la relacionada con el mantenimiento y sostenibilidad de los sistemas de medición en el tiempo con el fin de que no se vuelva a caer el sistema o se vuelva a incurrir en las fallas ya solucionadas previamente.
- Se debe tener conciencia que el personal es clave en el aseguramiento de los sistemas de medición ya que son los que día a día interactúan con estos sistemas, por ende garantizar sus competencias y compromiso es algo fundamentales para lograr los objetivo propuestos en medición.
- El cumplimiento estricto a las actividades definidas de seguimiento y monitoreo en una empresa son fundamental para saber cómo están las cosas actualmente y poder de una manera proactiva y oportuna lanzar y redefinir nuevos planes de acción ante desviaciones entre lo programado y lo ejecutado con el fin de cerrar las brechas y alcanzar las metas establecidas, lo que no se mide no se controla.
- El mejoramiento continuo de los sistemas de medición es la base del sistema de gestión de ECOPETROL S.A.
- Es clave que al momento de plantear la solución para levantar alguna no conformidad le apuntemos a atacar el problema desde el origen, para esto

es fundamental realizar un buen análisis de causa raíz por cada no conformidad detectada con el fin de garantizar que no vuelva a ocurrir en el tiempo.

- Se necesita que el contratista que gane el contrato de medición sea un verdadero aliado de ECOPETROL SOM en esa búsqueda de alcanzar sus metas en medición.

BIBLIOGRAFIA

- ARMANDO, Amundarain. Procesos Administrativos. [online]. Febrero 28 del 2005, Verificable en el sitio web: <<http://www.monografias.com/trabajos17/procesos-administrativos/procesos-administrativos.shtml>>.
- COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, PRESENTACIÓN INDICADORES DE GESTIÓN, ING. AIDA IVONNE AGUDELO P.
- DIAGRAMAS ESQUEMATICOS DE PROCESOS VOLUMETRICOS, VSM 2008-2011.
- ECOPETROL S.A., Manual de Medición de Hidrocarburos, Colombia. 1 de Abril 2010. ECP-VSM-M-001.
- ECOPETROL S.A., Informes Técnicos de evaluación de IGSM Campos SOM 2011.
- ECOPETROL S.A., Manual de Contratación de Ecopetrol, Colombia. 1 de Julio 2009. ECP-VIJ-M-002.
- ECOPETROL S.A., Hoja de Vida Indicadores de Gestión Ecopetrol VPR. Colombia. 6 de Febrero 2011.
- ECOPETROL S.A., Manual de Operación Campo Provincia. Colombia. Junio 20 del 2007.

- ECOPETROL S.A., Manual de Operación Planta de Gas Provincia. Colombia. 30 de diciembre del 2005.
- ECOPETROL S.A., Manual de Operación Planta de Gas el Centro. Colombia. 20 de Junio del 2007.
- ECOPETROL S.A, Informe Técnico Teca Abril 2011.
- ECOPETROL S.A, Informe Generalidades Llanito Año 2011.
- ECOPETROL S.A, Reglamento Para la Gestión de la Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles. Colombia. Octubre 1 del 2010. ECP-VSM-R-001.
- ENCICLON. Planes Estratégicos, Tácticos y Operacionales. art id #89. [online]. Verificable en el sitio web: <http://www.rodinias.com/enciclopedia/index.php?option=com_content&view=article&id=89>.
- JUAN CARLOS, Fernandez. El Proceso de Planeación. [online]. Febrero 20 del 2009. Verificable en el sitio web:<"<http://www.slideshare.net/jcfdezmxestra/el-concepto-de-planeacin-estratgica>">.
- JULCA, Moreno. Planeación. [online]. Mayo 9 del 2006, Verificable en el sitio web: <<http://www.monografias.com/trabajos33/planeacion/planeacion.shtml>>.
- LILIANA, Cabrera. Planeación, Estrategias y Táctica. [online]. Verificable en el sitio web: <<http://www.monografias.com/trabajos11/plantac/plantac.shtml>>.

- MILENA, Leal. Diseño de perfiles por competencia para los cargos directivos del Instituto Universitario de Tecnología Venezuela I.U.T.V. [online]. VENEZUELA, Caracas. Abril 2003. Verificable en el sitio web: [http://www.monografias.com/trabajos16/cargos-directivos / cargos-directivos.shtml](http://www.monografias.com/trabajos16/cargos-directivos/cargos-directivos.shtml)>.