

**PROPUESTA PARA LA EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN
BASADO EN LAS NORMAS QUE APLICAN EN COLOMBIA PARA EL CAMPO
GARZAS DE NEW GRANADA ENERGY CORPORATION**

**DIEGO ARMANDO DÍAZ OLAYA
EDWIN FABIÁN ÁVILA SUÁREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

**PROPUESTA PARA LA EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN
BASADO EN LAS NORMAS QUE APLICAN EN COLOMBIA PARA EL CAMPO
GARZAS DE NEW GRANADA ENERGY CORPORATION**

**DIEGO ARMANDO DÍAZ OLAYA
EDWIN FABIÁN ÁVILA SUÁREZ**

**Monografía presentada como requisito para optar al
Título de Especialistas en Producción de Hidrocarburos**

**Director:
Julio Cesar Pérez Angulo
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

AGRADECIMIENTOS

Cada meta que alcanzamos tanto personal como profesional no es un logro solamente personal, ya que todas las personas que hacen parte de nuestra vida aportan a su manera para que esto suceda y siempre de la mejor manera, pero existen personas que se ven involucradas directamente.

Logramos obtener y sacar adelante esta especialización gracias a los docentes de la UIS que con sus enseñanzas y experiencias dejaron en nosotros los estudiantes la semilla para continuar las investigaciones en producción de hidrocarburos.

Recordamos y agradecemos de manera especial a nuestros padres por el apoyo y ayuda que solo los padres saben dar en el momento indicado.

A Christian Piraban Líder de medición de New Granada Energy y la empresa como tal por hacer posible realizar e implementar parte de la propuesta presentada en esta monografía en el campo Garzas Doradas

Los Autores

Existen personas con las que vives día a día y enfrentas la vida hombro a hombro, aprendiendo uno del otro, apoyándose mutuamente, personas las que admiras y te ayudan sin interés alguno más que ayudarte a llegar integro a la meta.

Gracias infinitas a Pilar Méndez, mi compañera, esposa y parce.

Diego Armando Díaz

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES.....	16
1.1. OBJETIVO GENERAL	16
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
1.3. ALCANCE.....	16
1.4. ANTECEDENTES	17
1.5. JUSTIFICACIÓN	17
2. MARCO TEÓRICO.....	19
2.1. REGLAMENTACIÓN PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN.....	19
2.2. FUNDAMENTO DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	20
3. CONTEXTUALIZACION DEL CAMPO GARZAS	30
3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO.....	30
3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	34
4. EVALUACIÓN DEL INDICE DE GESTIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.....	38
4.1. SISTEMA ACTUAL DE MEDICIÓN.....	38
4.2. IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ACTUAL DE GARZAS	47
5. PROPUESTA DE SISTEMA DE GESTIÓN DE LA MEDICIÓN	50
5.1. PLAN DE ACCIÓN.....	50
5.1.1 Plan Metrológico	55
5.1.2 Rutinas de Mantenimiento	55
5.1.3 Cronograma de Capacitación	56
6. PLAN PILOTO DE IMPLEMENTACIÓN	58
7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA	63
7.1. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	63
7.2. ANÁLISIS CUALITATIVO	66
8. CONCLUSIONES.....	68
9. RECOMENDACIONES.....	70
BIBLIOGRAFIA	72

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. COORDENADAS DEL ÁREA DE DESARROLLO LAS GARZAS	30
TABLA 2. COORDENADAS Y ACCESO A LOS POZOS GARZAS DORADAS B1, B4, B3, B5 Y B7	32
TABLA 3. DATOS PRODUCCIÓN PRIMER SEMESTRE DE 2014	33
TABLA 4. MANO DE OBRA Y EQUIPOS EMPLEADOS EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN.....	33
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DEL HIDROCARBURO DE LOS POZOS GARZAS DORADAS B1 Y B4.....	36
TABLA 6. IGSM EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN	40
TABLA 7. IGSM PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS	42
TABLA 8 IGSM MANTENIMIENTO PREVENTIVO	44
TABLA 9. IGSM INVENTARIOS	45
TABLA 10. IGSM GESTIÓN NORMATIVA.....	46
TABLA 11. IGSM CAPACITACIÓN Y COMPETENCIAS.....	47
TABLA 12. OPORTUNIDADES DE MEJORA PARA EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD	50
TABLA 13. OPORTUNIDADES DE MEJORA PARA PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD ...	51
TABLA 14. OPORTUNIDADES DE MEJORA PARA RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	52
TABLA 15. OPORTUNIDADES DE MEJORA PARA BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS	52
TABLA 16. OPORTUNIDADES DE MEJORA PARA GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA	53
TABLA 17. OPORTUNIDADES DE MEJORA PARA CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA.....	53
TABLA 18. LISTADO DE FORMATO PROPUESTOS	54
TABLA 19. RUTINAS DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS E INSTRUMENTOS	55
TABLA 20. VERIFICACIONES DE INSTRUMENTOS Y EQUIPOS	56
TABLA 21. CAPACITACIONES EN MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 2014	57
TABLA 22. ACTIVIDADES DE MEJORA IMPLEMENTADAS PARA EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD.....	58
TABLA 23. ACTIVIDADES DE MEJORA IMPLEMENTADAS EN PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD	59
TABLA 24. ACTIVIDADES DE MEJORA IMPLEMENTADAS PARA RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO.....	60
TABLA 25. ACTIVIDADES DE MEJORA IMPLEMENTADAS PARA BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS.....	61
TABLA 26. ACTIVIDADES DE MEJORA IMPLEMENTADAS PARA GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA.....	61
TABLA 27. ACTIVIDADES DE MEJORA IMPLEMENTADAS PARA CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA	62
TABLA 28. COSTOS ESTIMADOS DE LA AUDITORÍA INTERNA	63
TABLA 29. COSTOS ESTIMADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	64
TABLA 30. ELABORACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN PARA MEJORA DEL IGSM	64
TABLA 31. COSTOS ESTIMADOS CAPACITACIONES	65
TABLA 32. COSTOS ESTIMADOS EQUIPOS E INSTRUMENTOS	65

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. MÉTODO MEDICIÓN CON CINTA	24
FIGURA 2. PROCEDIMIENTO LIQUIDACIÓN DE TANQUES	28
FIGURA 3. IMAGEN PANORÁMICA CAMPO GARZAS DORADAS	31
FIGURA 4. LAYOUT FACILIDADES DE PRODUCCIÓN GARZAS DORADAS B1	35
FIGURA 5. PANORÁMICA FACILIDADES CAMPO GARZAS.....	36
FIGURA 6. RESULTADOS ANÁLISIS DE LABORATORIO CRUDO GARZAS.....	37
FIGURA 7. VOLÚMENES DESCARGADOS VS VOLÚMENES DESPACHADOS	49

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA PARA LA EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN BASADO EN LAS NORMAS QUE APLICAN EN COLOMBIA PARA EL CAMPO GARZAS DE NEW GRANADA ENERGY CORPORATION*

PALABRAS CLAVES: *IGSM, Verificaciones, Certificación, Fiscalización.*

AUTORES: DIEGO DÍAZ OLAYA Y EDWIN ÁVILA SUÁREZ**

El campo Garzas operado por New Granda Energy Corporation está ubicado en el departamento de Vichada con un área de 30.904.45 Hectáreas. Actualmente cuenta con tres (3) pozos los cuales aportan una producción de 150 BOPD de una gravedad de 16°API y en los que se emplea el sistema de medición estática para fiscalizar, cargar y vender su producción.

La presente monografía se centra en la evaluación del actual sistema de medición del campo Garzas con base en una auditoría interna realizada en el mes de febrero de 2014, durante la cual se obtuvo un IGSM equivalente al 73% y se generaron varios puntos de mejora. Los resultados obtenidos permitieron al departamento de producción de New Granda Energy Corporation evidenciar la necesidad de optimizar su sistema de medición con el fin de lograr un IGSM mayor y por lo tanto, a través de este trabajo de grado, se optó por elaborar la propuesta para la evaluación de dicho sistema con base en las normas que aplican en Colombia para el campo Garzas.

Dentro de la propuesta se incluyó la implementación de un plan de acción que requiere una inversión económica por parte de NGECC, la cual no estaba contemplada en su presupuesto anual y por lo tanto se decidió realizar un plan piloto durante el cual se desarrollaron algunas de las actividades de mejora propuestas, la cuales permitieron alcanzar un IGSM de 91% en el campo Garzas, evidenciando la pertinencia y aplicabilidad del plan de acción propuesto.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Julio Cesar Pérez

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR THE EVALUATION OF MEASUREMENT GESTION SYSTEM BASED IN THE NORMS WHICH APPLY IN COLOMBIA FOT THE GARZAS´ FIELD FROM NEW GRANADA ENERGY CORPORTATION*

KEY WORDS: IGMS, Verifications, Certifications, Supervision

AUTHORS: DIEGO DIAZ OLAYA AND EDWIN AVILA SUAREZ**

The Garzas field operated by New Granada Energy Corporation is located in the department of Vichada with a gross area of 30.904.45 Hectares. Today it counts with three wells which gives a production of 150 BOPD with a gravity of 16 °API. In those wells is used the static measurement system in order to supervise, load and sell the production.

This monograph is focus in the evaluation of the current measurement system in the Garzas field based in an internal audit made on February 2014; This audit showed a IGSM equivalent to 73% and also showed a generation of different kind of improvements. The results allow the production department of New Granada Energy Corporation to see the need for the optimization of the measurement system with the aim of increased the IGSM. Such a need is the reason for this monograph, whereby the proposal was made for the evaluation of measurement gestion system based in the norms which apply in Colombia for the Garzas´ field from New Granada Energy Corportation.

The proposal includes the implementation of an action plan that needs an economic investment from NGENC. Such an investment was not include in the annual budget then the company have to do a pilot plan doing some of the proposed activities, the result of those activities was an increase of the IGSM up to 91%in the Garza´s field. Showing how useful can be the proposal.

* Disertation work

** Physicochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering. Director Julio Cesar Pérez

GLOSARIO

AGUA EN SUSPENSIÓN: Es el agua dispersa en el crudo, en pequeñas gotas.

AGUA LIBRE: Agua separada del crudo en el fondo del tanque.

ARI: Agua Residual Industrial.

ALTURA DE REFERENCIA: Es la distancia desde el fondo del tanque hasta la marca de referencia.

CORTE: Es la línea de demarcación sobre la escala de la pesa o cinta de medición, hecha por el material que se está midiendo.

CINTA DE MEDICIÓN: Cinta de acero graduada, para la medición del producto.

ESCOTILLA DE MEDICIÓN: Abertura en la tapa del tanque por donde se hace la medición del nivel de hidrocarburo.

IGSM: Índice de Gestión del Sistema de Medición

MME: Ministerio de Minas y Energía del estado Colombiano

NGEC: New Granada Energy Corporation

MEDIDA A FONDO: Profundidad del líquido en un tanque.

MEDICIÓN EN VACÍO: Es la distancia desde el punto de referencia hasta la superficie del líquido en un tanque.

PASTA INDICADORA DE PRODUCTO: Químico que cambia de color cuando se pone en contacto con un producto específico.

PESA: Plomada adjunta a la cinta de medición para mantener la cinta tensa.

PLATO DE MEDICIÓN: Un plato localizado bajo la escotilla de medición y donde se encuentra el punto medición.

PUNTO DE REFERENCIA: Punto en la escotilla de medición que indica la posición desde donde se medirá el nivel de hidrocarburo.

PUNTO DE MEDICIÓN: Punto en o cerca del fondo del tanque hasta el cual llegará la cinta durante la medición y desde donde se tomarán la altura del nivel del líquido.

REGLA DE MEDICIÓN: Es la regla graduada unida a la cinta de medición.

VOLUMEN BRUTO OBSERVADO: Volumen que incluye el agua disuelta, pero excluye el agua libre.

VOLUMEN NETO OBSERVADO: Volumen que excluye el agua disuelta y el agua libre.

VOLUMEN TOTAL OBSERVADO: Volumen que incluye agua total y sedimento, a la temperatura y presión presentes en el crudo.

ZONA CRÍTICA: Es la distancia entre el punto donde el techo flotante está apoyado en sus soportes normales y el punto donde el techo está flotando libremente.

INTRODUCCIÓN

El campo Garzas Doradas ubicado en la inspección de Guacacías, del municipio de Santa Rosalía en el Departamento del Vichada y perteneciente a la empresa New Granada Energy cuenta con un sistema de medición estática, método que genera incertidumbre en la fiscalización de los volúmenes de fluidos producidos, afectando a los clientes, el buen nombre de la empresa y sus proyecciones, y acarreando posibles sanciones del Ministerio de Minas y Energía (MME).

Por lo anterior, se decidió entonces, a través del presente trabajo de investigación, evaluar el Sistema de Gestión de Medición del campo Garzas Doradas con base en las normatividad colombiana, para finalmente plantear un plan de acción que permita la optimización del mismo. Así pues, tras realizar una auditoría interna se obtuvo un IGSM inicial de 73% que luego de implementar parte del plan de acción propuesto (plan piloto) llegó a ser de 91%, evidenciando la pertinencia del mismo y de los formatos de seguimiento planteados.

1. GENERALIDADES

1.1. OBJETIVO GENERAL

Elaborar una propuesta para la evaluación del sistema de gestión de medición para el campo Garzas Doradas de New Granada Energy Corporation, con base en las normas que aplican en Colombia.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir y contextualizar el campo Garzas y su problemática en la medición de hidrocarburos con respecto a las normas existentes en Colombia.
- Realizar un diagnóstico al sistema de medición de HC existente en el campo Garzas de New Granada Energy Corporation.
- Comparar, analizar y priorizar las fallas y por ende el incumplimiento en las normas de medición de HC que aplican para Colombia con el panorama actual del sistema de medición de HC del campo Garzas de NGEC.
- Elaborar una propuesta del plan de acción para la optimización del sistema de gestión de medición de HC para el campo Garzas de NGEC.
- Construir y proponer los formatos adecuados que respondan al plan de acción propuesto, junto con el cronograma de seguimiento para dar cumplimiento a las normas que aplican para Colombia para la medición de HC.

1.3. ALCANCE

El presente trabajo de monografía presentará una propuesta para la evaluación del sistema de gestión de medición existente para el campo Garzas Doradas de New Granada Energy Corporación, realizando una auditoría interna en la que se evalué el panorama actual del campo y planteando un plan de acción derivada de ésta, que genere actividades de mejora que no necesiten altas inversiones de recursos económicos, diseñando un programa de capacitación a los operadores y auxiliares en procedimientos y normas de la medición, realizando un plan de seguimiento detallado en el diligenciamiento de formatos diarios, mensuales y semestrales y determinando el beneficio de tener un sistema de gestión de medición eficiente y real.

1.4. ANTECEDENTES

El seguimiento y control diario de la producción es el pilar que sostiene el avance y proyección de una compañía operadora, ya que con la información generada con la producción diaria se evalúan y estudian el comportamiento de pozos, intervenciones, se plantean objetivos, se realiza la evaluación de yacimientos, se plantean campañas de perforación, adquisición de bloques y licitaciones, entre otras. De la misma manera, la información obtenida del seguimiento y control diario de la producción se puede utilizar para generar un plan de mejora que permita establecer las acciones necesarias para corregir y depurar errores en la medición.

Es común que por falta de personal capacitado y/o falta de entrenamiento en temas de medición de hidrocarburos, la alta rotación del personal, la deficiente adquisición de equipos y herramientas para la medición, la falta de periodicidad y retroalimentación en auditorías internas y externas en medición de hidrocarburos, se realicen malas prácticas, fiscalización y transferencias de custodia y por ende se presente descontrol en inventarios y posibles pérdidas por desbalances volumétricos, que a su vez ocasionan pérdidas de recursos económicos para la empresa y posiblemente a un país ya que se podrían liquidar mal las regalías, conlleven al incumplimiento de contratos, haya pérdida de credibilidad y del buen nombre de la empresa ante los entes reguladores MME y ANH y/o se generen sanciones por parte de los mismos.

En consecuencia, el control y monitoreo eficaces y certeros de un sistema de gestión de medición generan en las compañías confiabilidad en la información, reflejada en la toma de decisiones y manejo de su capital. Así mismo, permite dar cumplimiento a los contratos, concibe y mantiene la credibilidad ante los entes reguladores como la ANH y el MME y alcanzar los estándares que ellos indican.

1.5. JUSTIFICACIÓN

El poco y/o mal control de balances volumétricos de la producción diaria y las malas prácticas en medición de hidrocarburos pueden generar posibles pérdidas de producción por diferencias en balances de volumétricos con consecuencias de gran impacto desde incumplimientos a contratos, sanciones por parte de la ANH y MME, pérdida de credibilidad y del buen nombre de la empresa ante los entes reguladores hasta el cierre del campo.

El desarrollo de esta propuesta le permitirá a New Granada Energy Corporation evaluar el sistema actual de gestión y lograr que se rija dentro de las normas que aplican para Colombia en cuanto a medición de hidrocarburos, a través de la implementación de un plan de acción planteado a partir de las necesidades de mejora evidenciadas. Esto podrá ser igualmente aplicado en los demás campos de la empresa NGEC, reestructurando el plan propuesto de acuerdo a las necesidades puntuales de cada uno de los campos.

Al tener dentro de la propuesta formatos que faciliten el desarrollo del plan de acción se contribuirá al continuo aprendizaje de desarrollo del sistema de gestión de medición de HC de la empresa NGEC.

Con la propuesta se espera que el personal maneje, controle y monitoree eficazmente los equipos que tiene la compañía y se puedan plantear el cronograma de revisiones, mantenimientos, certificaciones, cambios y nuevas adquisiciones para cumplir con las normas que aplican en Colombia para la medición de hidrocarburos.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. REGLAMENTACIÓN PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN

- **Resolución N° 2021 de Diciembre de 1986 - Ministerio de Minas y Energía.** Establece el procedimiento de liquidación volumétrica de productos derivados del petróleo para las entregas a carro tanques, vagón-tanques y botes en refinerías, terminales y plantas de abasto en el país. Igualmente establece que el volumen debe ser corregido por el factor de calibración de los equipos de medición utilizados para determinar el volumen de los productos derivados del petróleo; el volumen será entregado a la presión de la tubería y temperatura del producto en el sitio de venta.
- **Normas API- MPMS** (American petroleum institute) (manual of petroleum measurement standards / manual de estándares para medición de petróleo). Actualización noviembre del 2004.

El instituto Americano del petróleo es una asociación que representa a toda la industria del petróleo y el gas natural en los EEUU. Sus miembros incluyen más de 400 corporaciones involucradas en la industria del petróleo y el gas y cuenta con organizaciones que proveen estándares, como:

- **ISO:** International organization for standars.
- **ANSI:** American national standard institute.
- **NIST:** American national institute for standars and technology.
- **API:** American petroleum institute.
- **ASTM:** American society for testing and materials.
- **GPA:** American gas producers association
- **IP:** The institute of petroleum (London).
- **BSI:** British standard institute.

Los códigos de la ANSI, presentan especificaciones de materiales y equipos, métodos de prueba, características y valores, selección y dimensionamiento que deben cumplir los equipos y materiales, simbología, definiciones, recomendaciones de diseño de sistemas eléctricos. Cubren especialmente tuberías para diferentes usos.

- **Manual de Medición de Hidrocarburos (MMH):** publicado por Ecopetrol y sirve como guía para dar cumplimiento a las normas establecidas para la medición de hidrocarburos.

En Colombia comúnmente se diseña bajo normas API que hacen referencia a los materiales fijados, por las normas ASTM y siguen las normas seguidas por la NFPA.

Dentro de las Normas aplicables se encuentra la **API 650**, pues establece la construcción de tanques soldados para el almacenamiento de petróleo, que la presión interna a la que pueden estar sometidos es de 15 psig y que la temperatura máxima es de 90°C. Con estas características son aptos para almacenar la mayoría de los productos producidos en una refinería.

De manera complementaria, en el Anexo 1 se listan las normas aplicables al sistema de medición que pueden ser objeto de consulta para una optimización del índice de gestión del mismo.

2.2. FUNDAMENTO DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

Medir es comparar una magnitud con otra llamada patrón con el fin de establecer una exactitud o diferencia.

En términos internacionales es establecer condiciones bases para la medición del petróleo teniendo en cuenta que el volumen depende de variables físicas, tomando como base 60°F y 14,7 psia. Estos valores son denominados condiciones de referencia, condiciones bases o condiciones estándar.

Existen dos tipos de medición, la estática y la dinámica, las cuales se explican a continuación:

- **Medición Dinámica:** Determina la cantidad de flujo que circula a través de un elemento primario de medición. Existen varios métodos para medir el caudal según el tipo; es decir hay medidores volumétricos y medidores de caudal de masa. Los medidores volumétricos, determinan el caudal en volumen de fluido de manera directa (desplazamiento positivo) o por deducción (presión diferencial, etcétera).
- **Medición Estática:** Es aquella en la cual la cuantificación de las cantidades se realizan midiendo el nivel de líquido contenido en los tanques de almacenamiento mediante la medición manual con cinta y sin necesidad del uso de dispositivos medidores de líquidos.

Aunque en el campo Garzas se cuenta con algunos dispositivos como el medidor tipo coriolis de desplazamiento positivo como método de corroboración para realizar los cargues, el método que se tiene oficialmente es la *medición estática*, y por lo

tanto se describirán a continuación los temas relacionados con este método de medición.

✓ **Almacenamiento de Hidrocarburos**

El almacenamiento de crudo constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburo debido a que:

- Actúa como un pulmón entre producción y transporte, para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la sedimentación de agua y lodos antes de su despacho por oleoductos.
- Brindan flexibilidad operativa a las refinerías.
- Es un punto de referencia en la medición de despacho de producto.

Los tanques de almacenamiento se localizan suficientemente lejos del área de proceso para no ser incluidos dentro del inventario del proceso. El arreglo de equipos de la planta también cumple con lo dispuesto en las regulaciones el estándar NFPA 30A para espaciamiento.

El tanque se puede definir como la bodega o depósito para guardar líquidos y/o gases que los protege de las contaminaciones, tales como las materias extrañas, la lluvia; disminuye las pérdidas por evaporación y normalmente se construyen en láminas de acero. En términos generales todo tanque de almacenamiento debe tener:

- Tabla de aforo, por lo cual deben ser calibrados antes de ponerse en servicio.
- Entrada y salida
- Drenajes
- Válvulas de presión y vacío
- Punto de medición o escotilla de medición
- Agitadores dependiendo de lo que se va a almacenar
- Radar de medición
- Switchs por alto y bajo nivel si se requiere
- Sensores de temperatura
- Pictograma de seguridad
- Venteos
- Protección contra corrosión
- Puesta a tierra
- Dique de contención

Los tanques de almacenamiento, se clasifican según su uso, construcción, producto.

Según su uso:

- Producción (refinería).
- Yacimiento.
- Terminal de despacho.
- Reserva.

Según su construcción:

- **Cilíndricos con techo cónico:** Para productos con presión de vapor menor a 10 psi, no producen vapores a temperatura ambiente. Diesel, Kerosene, Crudo.
- **Cilíndricos con fondo y tapa cóncavos:** Se usan generalmente para almacenar productos con una presión de vapor relativamente alta, es decir con gran tendencia a emitir vapores a la temperatura ambiente.
- **Cilíndricas con techo flotante:** Se asemeja en su construcción a los tanques cilíndricos de techo cónico con la diferencia que su tapa superior o techo, flota sobre el producto que se almacena; es decir se desplaza verticalmente de acuerdo al nivel. La presión dentro de estos tanques corresponde a la atmosférica y disminuye las pérdidas por evaporación.

Los nuevos techos internos se construyen en aluminio, y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque. Las ventajas que presenta el domo con respecto a un techo convencional son:

- Es un techo autoportante, es decir no necesitan columnas que lo sostengan, esto evita tener que perforar la membrana.
 - Se construye en aluminio, lo cual lo hace más liviano.
 - Se construye en el suelo y se monta armado mediante la ayuda de una grúa, evitando trabajos riesgosos en alturas.
 - Cuando se coloca un techo flotante, no se colocan VPV, si no que se practican ventanas en la parte superior de la envolvente contra el techo.
- **Cilíndricos con membrana flotante:** Con el objeto de minimizar las pérdidas por evaporación, en tanques de techo cónico y que estén en servicio de almacenamiento de productos livianos, se coloca una membrana en la parte interior del tanque, diseñada y construida de tal forma que flote sobre el producto almacenado.

Estos tanques minimizan pérdidas, por evaporación la exterior y reduciendo el daño ambiental, y el riesgo de la formación de mezclas explosivas, la rededor del tanque. El techo flotante puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque), o externo (se encuentra a cielo abierto). En cualquier caso entre la membrana y la envolvente debe existir un sello.

- **Pontones:** Son cilindros estancos que flotan sobre el espejo del producto y sustentan al techo. No debe ser un componente estructural del techo sometido a esfuerzos, ya que esto produciría su pinchadura y posterior hundimiento. Como alternativa a los pontones, se pueden colocar membranas de contacto total para evita el espacio vapor que queda entre el líquido y el techo flotante, con pontones, pueden ser de aluminio o polímeros patentados. Los sellos se encargan de minimizar las fugas de vapores en la unión entre el techo flotante y la envolvente del tanque. Es conveniente usar un sello primario y un sello secundario.
- **Tanques tipo esfera – LPG:** Las esferas son ideales para gases con presión de vapor entre 25 y 100 psia. Poseen Válvula de seguridad y doble pared (criogénicos-GLP). Si se dispusiera almacenar gas licuado de petróleo a presión atmosférica, se requerirían tanques que mantuvieran la temperatura de -42°C , con toda la complejidad que ello implica. Por ello se utilizan recipientes a presión con forma esférica o cilíndrica que trabajen a una presión interior de 15 Kg/cm^2 aproximadamente y temperatura ambiente. Estos recipientes se diseñan de acuerdo a normas API, que considera el diseño del recipiente a presión como lo hace el código ASME sección VIII. La ventaja de los tanques es que cuando se sacan de servicio se les puede inspeccionar visualmente a ambos lados de la chapa en su totalidad (piso de tanques).

Según el producto que contienen:

Para almacenar crudo se utilizan generalmente tanques de techo cónico y tamaño relativamente grande ya que permite una operación estable durante varios días.

Los tanques para almacenar productos derivados son de capacidad y de forma variable, dependiendo del producto manejado y de la presión de vapor o volatilidad del mismo. Los tanques horizontales se utilizan para almacenar volúmenes relativamente chicos.

✓ Métodos de medición en tanque

Medición a fondo

El procedimiento consiste en bajar la plomada para medir a fondo hasta tocar el plato de medición, en el fondo del tanque, sin dejar descargar la plomada teniendo en cuenta la medida de referencia. El nivel de fluido es leído directamente en la Cinta, como se evidencia en la Figura 1.

Medición a vacío

Es medir la distancia existente entre la superficie del líquido y el punto de referencia. El procedimiento consiste en bajar la plomada para medir a vacío hasta tocar la superficie de fluido, luego bajar la plomada 5 u 8 cm más, manteniendo una marca completa en el punto de referencia. Se tiene en cuenta el corte en la plomada para sumarlo con la marca en la cinta. Por norma se puede medir a vacío con una cinta de a fondo.

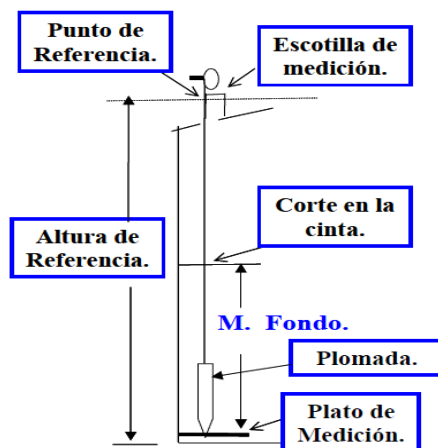
El nivel de fluido es la resta de la medida del vacío de la medida de referencia:

$$\text{Nivel de Fluido} = \text{Nivel de referencia} - (\text{Marca en la cinta} + \text{Corte en la plomada})$$

Si el corte no se hizo en la plomada si no en la cinta el nivel de fluido sería igual:

$$\text{Nivel de Fluido} = \text{Nivel de referencia} - (\text{Marca en la cinta} - \text{Corte en la cinta})$$

Figura 1. Método medición con cinta



Fuente: Fundamento medición de hidrocarburos ECP

Medición de agua libre

El agua libre de los tanques se debe medir por el método a vacío. El procedimiento consiste en recubrir la plomada con una capa delgada de pomada indicadora de agua y bajar la plomada para hasta una altura inferior de 2 a 4 cm de la altura de referencia. Se debe mantener el tiempo necesario para que la pomada cambie de color y se anota el corte en la plomada.

✓ Precauciones al medir un tanque

- Se deben realizar tres medidas y no diferir en más de tres (3) mm. Si dos medidas consecutivas coinciden se debe reportar este dato, si no el promedio de las tres.
- Esperar un tiempo prudente después de un despacho o recibo.
- Verificar que la entrada y salida estén totalmente cerradas; y los agitadores apagados.
- Tener en cuenta el nivel de fluido indicado por la escala de medición externa o el radar, y conocer la altura de referencia del tanque a medir.
- Aterrizar la cinta de medición mediante conexión a tierra, y descargar la energía estática antes de abrir la escotilla.
- No realizar medición alguna en tiempo de lluvia o tormentas eléctricas.
- Realizar la medición desde el lugar establecido y en el punto de referencia marcado.
- Verificar que las cinta no presente torcedura y/o curvatura.
- Verificar que las plomadas no estén achatada en la punta.
- No mezclar plomada de vacío con cinta de fondo, o viceversa.
- No realizar medición a fondo con cinta de vacío.

✓ Medición de temperatura en tanques

El objetivo es obtener un perfil de temperaturas del fluido que contiene el tanque. Se realiza con un termómetro de vidrio de inmersión total, ASTM-130F. Rango de 20°F a 220°F. Ubicado en un montaje de madera y una copa metálica; o con un termo–probe digital con una sonda para alcanzar toda la longitud del tanque.

El procedimiento consiste en bajar el termómetro anclado en el mástil de madera atado a una cuerda hasta la altura indicada. En este punto se debe subir y bajar en una distancia de un metro el tiempo correspondiente. Al subirse se debe leer la temperatura lo más pronto posible y lo más cercano a 1°F.

La altura indicada depende del nivel de fluido que contiene el tanque. Se debe hacer en los puntos medios de cada zona y reportar el promedio.

El tiempo de inmersión del termómetro depende de la gravedad API del producto medido:

> 40 API 5 minutos	30 a 39 API 12 minutos
20 a 29 API 20 minutos	< 20 API 35 minutos

Para toda medida de temperatura se debe aplicar el factor CTL conocido como el *factor de corrección por temperatura en el líquido*. Se determina por medio de las tablas 6-A del API, en función de la gravedad API corregida y la temperatura observada en el tanque en el momento de medirlo.

El factor CTL es siempre menor para temperaturas mayores a 60 ° F y se usa para corregir el volumen de líquido medido a una temperatura observada a una temperatura estándar de 60°F. A mayor temperatura tenga un mismo fluido menor es el CTL; a mayor gravedad API tenga un fluido a temperatura igual menor es el CTL.

✓ Tipo de muestreo en tanques

Se define como muestra, el producto de características uniformes en el cual las muestras puntuales en la superficie, la parte superior, la parte media, la parte inferior y la salida, tienen valores similares de acuerdo con la precisión en los ensayos de laboratorio. Una excelente manipulación de la muestra es una gran garantía para la confiabilidad de los análisis de laboratorio efectuados, los cuales son Gravedad API, Agua por Karl Fischer, Sedimento por extracción, Sal, Punto de Fluidéz. El número de muestras depende del nivel de fluido en el tanque, las muestras deben ser tomadas en el punto medio de la zona determinada mentalmente y se deben tomar de arriba hacia abajo.

Los tipos de muestra en tanques son:

- **Muestra Representativa:** Es la que representa una pequeña porción del volumen total, con la precisión igual o mejor a los ensayos de laboratorio.
- **Muestra a todo Nivel:** Se obtiene sumergiendo una botella tapada hasta un punto cercano del drenaje, luego se destapa y se eleva a una velocidad tal que la botella salga llega en un 85%.
- **Muestra Corrida:** Igual en todo nivel pero la botella es lanzada destapada hasta el fondo y subida con un volumen del 85%.
- **Muestra Puntual:** Se obtiene en una posición específica en el tanque, el recipiente debe estar lleno un 100%.

Para tanques se utiliza la muestra puntual de varios niveles, efectuando una muestra puntual compuesta.

✓ Método liquidación de tanques

Se utiliza para determinar los volúmenes reales que tiene un tanque, deduciendo el efecto que produce la temperatura y el agua en suspensión.

Para la liquidación de un tanque se requiere:

- Medida del nivel total de fluido.
- Medida del nivel de agua libre.
- Temperatura promedio.
- Gravedad API y BSW del fluido.

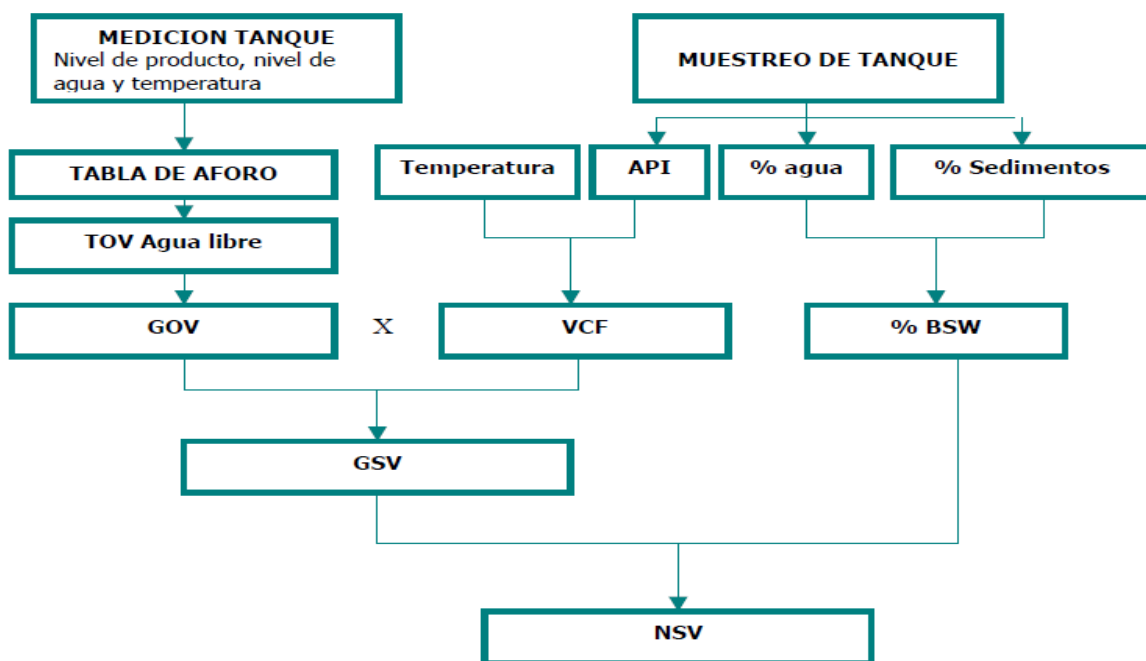
El procedimiento de liquidación de tanques se observa en la Figura 2 y los pasos a seguir son los siguientes:

- Obtenga la medida estática del volumen de crudo y agua libre.
- Realice las lecturas de temperatura.
- Obtenga el volumen total de crudo con la tabla de aforo.
- Obtenga el volumen de agua libre de la tabla de aforo.
- Obtenga los factores de corrección por el efecto de la temperatura, techo y temperatura de lámina.
- Obtenga la calidad del crudo con la muestra.
- Liquide el tanque para hallar los GSV netos.

Finalmente los cálculos requeridos son:

- Volumen Total Observado (TOV)
- Agua libre (FW)
- Volumen Bruto Observado (GOV = TOV – FW)
- Factor de corrección por la temperatura de la pared = CT sh
- Ajuste del techo flotante (FRA)
- Volumen bruto observado = (GOV*CTsh+/-FRA)
- Factor de corrección por temperatura en el liquido CTL tabla 6ª/6B.
- Volumen bruto estándar GSV= (GOV*CTsh+/-FRA)*CTL.
- Factor de corrección por agua y sedimento CSW= (1-%BSW/100)
- Volumen estándar neto NSV=GSV*CSW.

Figura 2. Procedimiento liquidación de tanques



Fuente: Fundamento medición de hidrocarburos ECP

✓ Errores de medición inherentes al tanque

A medida que el tanque se llena, el peso del producto causa que el fondo se deforme o deflece. Si la deformación o defección es constante, es posible corregir el error.

Si el fondo se deforma elásticamente con cada ciclo de llenado-vaciado, el error será significativo, del orden de 0.1% o más. Dependiendo del grado de compresibilidad del terreno, el tiempo de estabilización del terreno es más largo y este error aumenta la capacidad del tanque.

Cuando productos viscosos o sedimentos se adhieren a las paredes internas del tanque se genera un error que disminuye la capacidad el tanque y la tabla de aforo no tiene en cuenta éste error.

También se pueden presentar errores de calibración dependiendo del método utilizado:

- **Cinteo (Starpping):** Consiste en medir la circunferencia del tanque a diferentes alturas.
- **Óptico:** Radica en utilizar un sistema de radar óptico con relación a una línea vertical de referencia.
- **Volumétrico:** Consiste en el llenado del tanque con producto, utilizando un medidor y un probador volumétrico.

La precisión de la calibración es de aproximadamente $\pm 0.1\%$ para tanques intervenidos recientemente.

Para la calibración del tanque no se tiene en cuenta el coeficiente de expansión térmica del material y dependiendo de la distribución de calor, la expansión es aleatoria a lo largo del perímetro del tanque. Si la temperatura es mayor a 60°F se tendrá una mayor capacidad, obviamente ocurrirá lo contrario a temperatura menor de 60°F pero es importante tener en cuenta que éste error es diferente para los tipos de tanque cónico, flotante y esférico.

Los mayores errores de medición se deben a los movimientos de los dispositivos de medida o movimiento de la referencia por efecto del llenado, pues a medida que el tanque se llena, las paredes tienden a tomar la forma del barril. La parte superior del tanque puede descender hasta en $\frac{1}{2}$ pulgada.

Las tablas de aforo del tanque no compensan por esta deformación y este error causa una mayor capacidad y una alinealidad en la tabla de aforo. Para evitar esto, es necesario, que el dispositivo no esté colocado sobre la pared o techo del tanque sino que se hace necesario el uso de soportes, tubos o pozos de medición, los cuales deben ser anclados al fondo del tanque y separados entre 18 y 24 pulgadas de la pared.

3. CONTEXTUALIZACION DEL CAMPO GARZAS

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

New Granada Energy Corporation es una empresa perteneciente al grupo chino Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation (SIPC) que se dedica a la exploración y explotación de petróleo en Sudamérica, específicamente Colombia, Ecuador, Venezuela, Trinidad y Tobago, Brasil y Argentina. En Colombia, New Granada posee cuatro campos productivos: Dorotea, Leona, Cabiona y Garzas Doradas.

El Área de Desarrollo Las Garzas se localiza en la inspección de Guacacías, del municipio de Santa Rosalía en el departamento del Vichada. La superficie total del área es de 30.904,45 Ha, las coordenadas se presentan en la Tabla 1 y en la Figura 1 se observa una panorámica del mismo.

Tabla 1. Coordenadas del Área de Desarrollo las Garzas

VÉRTICE	Datum Bogotá, Origen Este		Datum Magna Sirgas, Origen Este	
	ESTE	NORTE	ESTE	NORTE
A	1.000.858	1.031.966	1.000.869	1.031.963
B	1.002.760	1.031.966	1.002.771	1.031.963
C	1.002.760	1.034.241	1.002.771	1.034.237
D	1.013.075	1.034.195	1.013.086	1.034.191
E	1.013.093	1.038.189	1.013.104	1.038.185
F	1.025.074	1.038.134	1.025.085	1.038.131
G	1.025.034	1.029.149	1.025.045	1.029.145
H	1.020.042	1.029.171	1.020.053	1.029.167
I	1.020.024	1.025.177	1.020.035	1.025.173
J	1.016.030	1.025.195	1.016.041	1.025.191
K	1.016.017	1.022.199	1.016.028	1.022.196
L	1.011.025	1.022.221	1.011.035	1.022.218
M	1.011.015	1.020.000	1.011.026	1.0199.96
N	1.000.868	1.020.000	1.000.878	1.0199.96

Fuente: Resolución 2127 del 2009

El acceso al área de desarrollo Las Garzas se realiza por vía terrestre utilizando la carretera nacional que desde Villavicencio conduce a Puerto Gaitán, departamento del Meta y finalmente al municipio de Puerto Carreño en el departamento del Vichada, pasando por la Inspección de Puente Arimena y por la entrada al Centro de investigación de CORPOICA “Carimagua”. Desde este lugar y sin acceder a las instalaciones de Carimagua se continúa por la carretera nacional en

un recorrido de 2,8 Km hasta donde se localiza una bifurcación conocida localmente como la “Y” o “Puerto Machete”; en dicho lugar se toma a la izquierda la vía en dirección noreste, por la que se transcurren 45,3 Km hasta la inspección de Guacacías. Desde la Inspección Guacacías se continúa 735 metros y se toma a la derecha una vía de tercer orden que conduce a la inspección de San Teodoro y pasa por la finca La Esmeralda.

Figura 3. Imagen panorámica campo Garzas Doradas



Fuente: Google Earth.

Locaciones del campo Garzas Doradas

Las locaciones del campo Garzas Doradas se ubican en el predio El Zafiro de la inspección Guacacías, en el departamento del Vichada. Las coordenadas de ubicación y la descripción del acceso de cada uno de los pozos se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Coordenadas y Acceso a los Pozos Garzas Doradas B1, B4, B3, B5 y B7

POZO	COORDENADAS DATUM BOGOTÁ (Origen 3° Este)		DESCRIPCIÓN ACCESO
	NORTE	ESTE	
Garzas Dorada B1	1.031.300	1.019.475	Desde la Inspección de Guacacías se continúa 735 metros y se toma a la derecha la vía de tercer orden que conduce a la inspección de San Teodoro y pasa por la finca la esmeralda y el predio el Zafiro
Garzas Dorada B4	1.032.375	1.020.260	Para acceder a la locación, desde Guacacías se toma la vía que conduce hacia la Hacienda La Esmeralda en un terraplén que inicia a 735 m de Guacacías y de longitud de 16.1 kilómetros y se ingresa al sitio por un acceso de 582 metros hasta la locación del pozo.
Garzas Dorada B3	1.018.655	1.030.935	Desde la inspección de Guacacías se toma la vía que conduce hacia la Hacienda La Esmeralda y las locaciones Garzas Doradas B1, Garzas Doradas B2 y Garzas Doradas B4 en un terraplén que inicia a 735 m de la inspección Guacacías y recorriendo una longitud de 14 kilómetros y se ingresa al sitio por un acceso de 700 metros hasta la locación del pozo.
Garzas Dorada B5	1.015.815	1.028.785	Para acceder a la locación, desde la Inspección Guacacías se toma la vía que conduce hacia la Hacienda La Esmeralda y las locaciones Garzas Doradas B1, Garzas Doradas B2 y Garzas Doradas B4 en un terraplén que inicia a 735 m de Inspección Guacacías y recorriendo una longitud de 9,02 kilómetros se gira a mano derecha para el acceso final a la locación Garzas Doradas B5, el cual tiene una longitud de 1893 m. De los cuales los últimos 500 metros cuentan con un terraplén.
Garzas Dorada B7	1.012.684	1.025.676	Para acceder a la locación, desde la bifurcación conocida localmente como la "Y" o "Puerto Machete", se desvía a la derecha hacia la Inspección de Guacacías a la altura del Kilómetro 46,0 se toma hacia la izquierda por el carretable de 14,35 kilómetros que conduce a la Locación Garzas Blancas A1 y a las fincas La Palmita y Santa Helena luego de 275 metros correspondientes al terraplén de la vía de acceso.

Fuente: PMA GDB1

Producción

Durante el 2014 se encontraban en producción los siguientes pozos: Garzas Doradas B1 y Garzas Doradas B4; En la Tabla 3 se presentan los datos de producción mes a mes del primer semestre de 2014. El pozo Garzas Doradas B5, solo estuvo en producción durante el mes de enero. La mano de obra y equipos empleados para alcanzar la citada producción se lista en la Tabla 4.

Tabla 3. Datos producción primer semestre de 2014

	January	February	March	April	May	June
	OIL	OIL	OIL	OIL	OIL	OIL
Garzas B1	1.669	1.220	1.375	1.786	1.603	1.612
Garzas B4	4.072	3.804	3.775	3.158	3.388	3.274
Garzas B5	134	-	-	-	-	-
GARZAS	5.875	5.024	5.150	4.944	4.991	4.886

Fuente: Producción NGEC. 2014

Tabla 4. Mano de obra y equipos empleados en el proceso de producción

MANO DE OBRA		EQUIPOS	
CARGO	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Supervisor de Producción	1	Tanques Horizontales para almacenamiento de crudo	4
Especialista de Producción	1	Tanques Verticales para almacenamiento de crudo	3
Técnico de Mantenimiento	1	Gun Barrel	1
Operador de Producción	1	Tanques horizontales almacenamiento agua: 1 Agua Aceitosa 1 Almacenamiento Floccs 2 Almacenamiento agua tratada	4
Auxiliar de Producción	1	Cargadero	1
Auxiliar de Cargue	1	Container Oficina	1
Auxiliar de Aguas	2	Container para alojamiento	3
Portera	1	Catch tank	3
Cuadrilla Ambiental	2	Tanque Almacenamiento Diésel	1
Cuadrilla Civil	2	Generador Eléctrico	1
Operador de Caldera	1	Caldera	1
Asistente HS	1	Piscinas para almacenamiento de agua tratada.	2
Ingeniero Ambiental de campo	1		
Interventor Ambiental	1		
TOTAL	17		25

Fuente: Autores

3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

En la actualidad en Campo Garzas Doradas hay dos pozos productores Garzas Doradas B1 y Garzas Doradas B4, los cuales producen mediante levantamiento artificial por Bombeo Electro Sumergible y un pozo inyector Garzas Doradas B3 donde se dispone el agua de producción.

La producción diaria es de aproximadamente 150 barriles, provenientes de los pozos Garzas Doradas B1 y B4 y para el almacenamiento y despacho de crudos se cuenta con los siguientes tanques horizontales de 500 barriles de capacidad: TKH-01, TKH-02, TKH-03, TKH-04 y los siguientes tanques verticales de 500 barriles de capacidad: TKV-05, TKV-06 y TKV-07.

Actualmente el campo Garzas Doradas B1, cuenta con capacidad de almacenamiento para 3.500 Bbls de crudo, cuatro (4) Tanques horizontales propios con capacidad para 500 Bbls aforados, y tres (3) tanques verticales para la misma capacidad. Para el tratamiento de ARI, en el campo existen dos (2) tanques horizontales con capacidad para 1000 Bbls, con tres (3) catch tank con capacidad total de 600 Bbls, y un tanque para flocs de 500 Bbls, dos (2) piscinas revestidas con geomembrana con capacidad para 9000 Bbls cada una.

La estación cuenta con un skimming tank con capacidad de 500 Bbls (el cual es solamente un tanque de paso, pues no cuenta con desnate ni está diseñado para separación) y un GB de igual volumen, en el cual se encuentra la enervase.

Existe un área conformada como plataforma de producción, una vía interna para el tránsito de vehículos para facilitar la movilidad hacia el cargadero.

La facilidad está diseñada para manejar 2000 barriles de producción, con capacidad de almacenamiento de 3.500 barriles de crudo y está diseñada para hacer pruebas de potencial de pozos mediante la línea existente de prueba conexas a los tanques horizontales. (Ver Figuras 4 y 5)

Este fluido es transportado a través de 5,7 km por la línea de producción de 5 1/2" desde cabeza de pozo hasta la locación Garzas Doradas B1 donde se encuentran las facilidades, en la que se realiza el tratamiento primario de deshidratación, puesta a punto en condiciones de venta tanto para clientes externos que compran en cabeza como para cargue de regalías. Estos cargues se realizan en carrotanque.

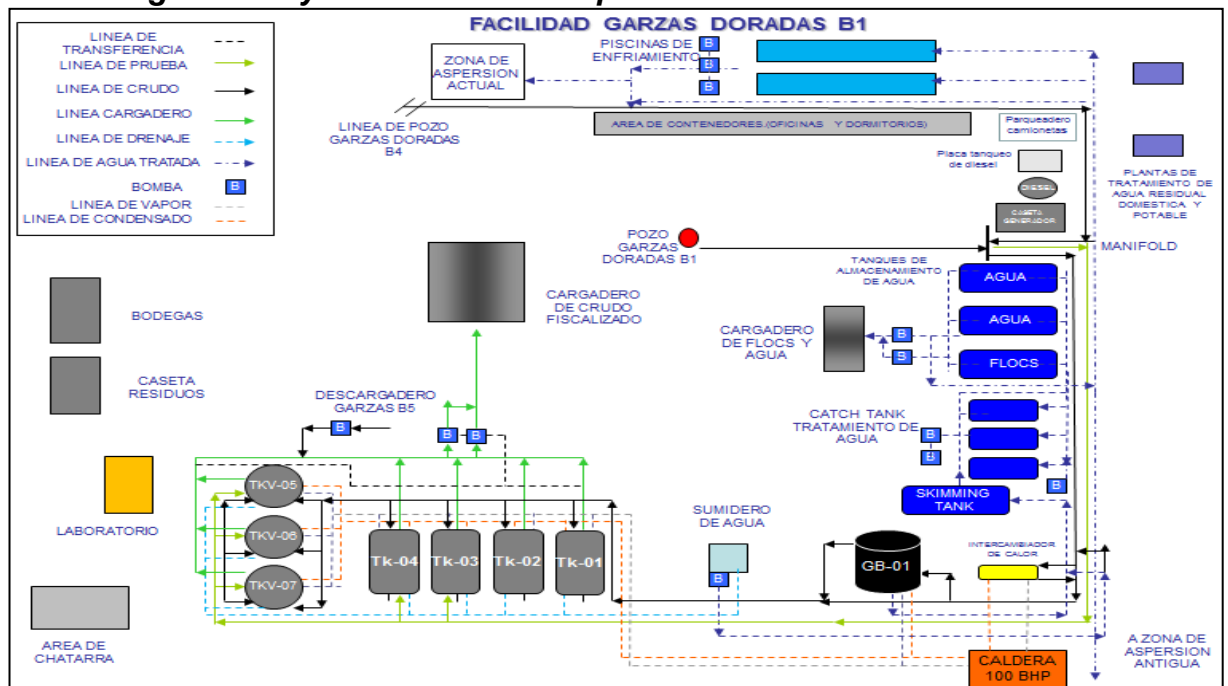
El fluido llega a la facilidad pasando directamente por un intercambiador de capacidad de 7000 BFPD elevando la temperatura desde 110°F hasta 150°F, luego ingresa a un tanque de lavado "Gun Barrel" con capacidad de 500 Bbls, el cual cuenta con serpetin y ayuda a elevar la temperatura hasta 110°F, rebosando con un BSW aproximado de 0,6% pasando directamente a tanque el cual luego de su

llenado y con la ayuda del sepentín del mismo tanque eleva la temperatura hasta 160 °F. Una vez esta lleno, se procede a cerrar el tanque y se suspende el vapor y se inicia el proceso de deshidratación durante un lapso de 8 horas. Luego se hace el perfil del tanque tomando muestras en el fondo y en el medio del mismo, realizando el análisis de BSW por el método del Karl Fischer, la determinación del API y finalmente se procede a cargar los carrotanques.

Por licencia ambiental se tiene autorizado la disposición de agua para aspersión o para inyección con un caudal permitido de 7.000 Bbls/día. A partir de marzo del 2013 se inició la inyección de agua en el pozo Garzas Doradas B3.

El campo Garzas debido a su madurez tiene un comportamiento estable en producción que se debe a su BSW y potencial no varían en lapsos cortos de tiempo.

Figura 4. Layout facilidades de producción Garzas Doradas B1



Fuente: Archivo histórico campo Garzas Hupecol

Figura 5. Panorámica facilidades campo Garzas



Fuente: Informe Anual HSE. NGEC. 2012.

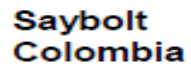
Las características del hidrocarburo que se obtiene en los pozos productores se listan en la Tabla 5 y los resultados de los análisis de laboratorio del crudo mezclado se evidencian en la Figura 6.

Tabla 5. Características del hidrocarburo de los pozos Garzas Doradas B1 y B4


PARÁMETRO	GARZAS DORADAS B1	GARZAS DORADAS B4
WHP	18 psi	30 psi
WHT	130°F	124 °F
PR	2050 psi	2080 psi
PIP	1250 psi	120 psi
PD	1750 psi	1325 psi
QOPD	52 Bbls	100 Bbls
QWPD	822 Bbls	132 Bbls
BSW	94%	57%

Fuente: Reporte diario de producción de mayo 2014. NGEC.

Figura 6. Resultados Análisis de Laboratorio Crudo Garzas



**Saybolt
Colombia**



Saybolt
A CORE LABORATORIES COMPANY
FAST TO THE POINT.

LABORATORY ANALYSIS REPORT


CUSTOMER
REF. NO(S): ----

VESSEL: ----
LABORATORY NO: 17412
INVOICE NO.: 15300-00004270-14

REPORT DATE : February 13, 2014

DESCRIPTION	ANALYSIS		
SAMPLE DESIGNATED AS:	TEST NAME AND NUMBER	UNIT	RESULT
CRUDO	API Gravity @ 60 °F (seco)	ASTM D-1298	16,6
IDENTIFYING MARKS:	Flash Point	ASTM D-93	122
GARZAS	Pour Point	ASTM D-97	-27
TKV7	Sulfur X-ray	ASTM D-4294	mass % 0,246
Registro No 269	Water and Sediment	ASTM D-4007	vol % 0,10
NEW GRANADA ENERGY	Vanadium	ASTM D-5863	mg/kg 4,3
SUBMITTED BY AND SAMPLING DATE:	Nickel	ASTM D-5863	mg/kg 1,4
Corelab / January 27, 2014	Salt content	ASTM D-3230	PTB 1,6
CLIENT: CORELAB	Asphaltenes	IP-143	mass % 1,0
LOCATION: Bogota, Colombia	Paraffin content	UOP-46	mass % 2,2
DISCLAIMERS	Ash	ASTM D-482	mass % 0,007
Precision parameters apply in the evaluation of the test results specified above. Please also refer to ASTM D3244 (except for analysis of RFG), IP 367 with respect to the utilization of test data to determine conformance with specifications.	Viscosity @ 100 °F	ASTM D-445	cP 215,0
Issuer warrants that it has exercised due diligence and care with respect to the information and professional judgments embodied in this report. This report reflects only the findings at the time and place of the inspection and testing. Issuer expressly disclaims any further indemnity of any kind. This report is not a guarantee or policy of insurance with respect to the goods or the contractual performance of any party. Any person relying upon this report should be aware that Issuer's activities are carried out under their general terms and conditions.	Viscosity @ 122 °F	ASTM D-445	cP 100,4
	Viscosity @ 210 °F	ASTM D-445	cP 12,9
	Total Acid Number	ASTM D-664	mg KOH/g 0,823
	Distillation	ASTM D-86	°F
	IBP		258
	5%		422
	10%		542
	20%		598

LAB-201 Rev. 2


RONALD VARGAS BARRIOS
 TYPED NAME OF APPROVER
 Page 1 of 1

Fuente: Archivo histórico campo Garzas Hupecol

4. EVALUACIÓN DEL INDICE DE GESTIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

4.1. SISTEMA ACTUAL DE MEDICIÓN

Los campos de New Granada Energy Corporation son fiscalizados por medición estática en tanques. Los niveles se determinan con la medición de la cinta a fondo, medición de temperatura por niveles, muestras corridas, determinación del API y determinación de BSW por el método del Karl Fischer.

- API MPMS 3.1A. Aforo de tanques.
- API MPMS 7, Determinación de temperatura
- API MPMS 8,1/ 8,2 Muestreo Productos del Petróleo
- API MPMS 11.1, Factor de corrección del Volumen
- API MPMS 12.1,1/1,2/2 Cálculos cantidades del petróleo.

El análisis de calidad para venta de crudo por carrotanques se determina mediante los siguientes métodos:

- ASTM 4377: Determinación de contenido de agua por el método titulación Karl Fischer
- ASTM D 1298: Determinación de gravedad API bajo el método Hidrómetro
- ASTM D4007-08: Determinación de agua y sedimentos por centrifuga

El Sistema de Gestión de la Medición se estableció mediante los parámetros ISO 9001-2008, manejo de planes metrológicos, levantamiento de acciones preventivas y correctivas, cierre de no conformidades y oportunidades de mejora con ciclo PHVA.

La medición estática es la medición oficial en el Campo Garzas Doradas, el personal encargado de la medición son los operadores y auxiliares de New Granada. Se cuenta con una hoja de liquidación de medición estática en Excel, a la cual se le ingresan los valores de volumen observado de crudo y agua, temperatura del líquido en el tanque, gravedad API y porcentaje de S&W para obtener los volúmenes oficiales recibidos o despachados.

En términos generales, el sistema de medición de hidrocarburos en el campo Garzas se encuentra en el siguiente estado:

- Cuenta con las últimas calibraciones de sus tanques y se encuentran vigentes. SIMI la empresa aforadora se encuentra autorizada por el Ministerio de Minas y Energía para realizar aforo de tanques.
- Se realizan verificaciones periódicas (no con regularidad) de las alturas de referencia de los tanques de almacenamiento y las acciones de ajuste no se encuentran debidamente documentadas.
- Los tanques de almacenamiento no cuentan con escotilla de medición a una altura que permita una lectura de la cinta con una baja incertidumbre.
- Las tablas de aforo actuales de los tanques de almacenamiento no cuentan con cálculo de incertidumbre.
- Todos los tanques de almacenamiento cuentan con tablillas informativas sobre la información de la última calibración.
- No cuenta con un plan de capacitaciones para el personal que permita afianzar los conocimientos en medición de hidrocarburos.
- No tiene un plan metrológico.

Sin embargo, para realizar un diagnóstico detallado y una propuesta de mejora acertada, se llevó a cabo una auditoría interna que permitiera evidenciar el estado actual del IGSM del campo Garzas, con base en el Capítulo 23 del Manual de Medición de Hidrocarburos de Ecopetrol, cuyos hallazgos se describen a continuación y los resultados se listan de manera diferenciada en las Tablas 6 a 11 y de manera completa en el Anexo 2.

Equipos e instrumentos de medición de cantidad y calidad

- Los tanques de fiscalización están debidamente aforados y con los registros de los mismos, aunque no se cuenta con un plan para los próximos aforos o para los tanques que se puedan llegar a instalar.
- Al no contar con escotilla de medición en los tanques se aumenta la incertidumbre en la medición debido a la mala posición del operador al momento de la lectura. Ésta medición se realiza directamente del spool superior del tanque. Cuando se instalen las escotillas de medición será necesario cambiar las alturas de referencia por un ente avalado por el MME.

- El las tablas figuran la incertidumbre combinada y expandida. No se puede establecer si las memorias de cálculo contienen el presupuesto de incertidumbre.
- La pasta reveladora está en buen estado y marca la presencia de agua, no trae la fecha de vencimiento ni en los tubos, ni en la caja ni en los documentos.
- Falta fabricar estuche para guardarlo y/o hacer el cerramiento de gabinetes en el laboratorio.
- El certificado de calibración es de 07 /marzo/2013 y según API MPMS capítulo 7 se debe calibrar cada dos años.
- Se tienen los dos tipos de ladrón (de botella y de escotilla), aunque el ladrón de botella presenta fallas en su sistema de tapón.

Tabla 6. IGSM Equipos e Instrumentos de Medición

Fecha de Auditoría: Febrero 2014				
EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD				
Ítem	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	Norma API MPMS u otra aplicable	PESO POR PRUEBA	PESO MEDICIÓN DINÁMICA POR ÍTEM
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.	API MPMS Chapter 2.2A	4%	10%
1.2	Comprobar que existen los registros de verificación de las alturas de referencia y las acciones de ajuste fino debidamente documentadas.	Buenas Prácticas de Medición API MPMS Chapter 3.1A	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 y 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.	Buenas Prácticas de Medición API MPMS Chapter 3.1A	0%	
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 la incertidumbre calculada.(ver GUIA TECNICA COLOMBIANA GTC-51 # 7)	GTC-51 ISO-7507-1 Annex D	0%	

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.	API MPMS Chapter 2.2A	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.	Buenas Prácticas de Medición	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 para comprobar que se encuentra en buen estado y con su respectivo polo a tierra.	API MPMS Chapter 3.1A ISO-10012	0%	
1.8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	Buenas Prácticas de Medición	0%	
1.9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura-patrón efectivamente se encuentre en buen estado y con certificado de calibración vigente. Y cuente con almacenamiento adecuado.	API MPMS Chapter 7	1%	
1.10	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	API MPMS Chapter 7	0%	
1.11	Verificar que el muestreador cumple con la norma, para cada aplicación en particular.	API MPMS Chapter 8.1	2%	

Fuente: Auditoría interna de medición NGEC 2014

Procedimientos operativos de cantidad y calidad

- En el campo Garzas solo se tiene el procedimiento de medición a fondo, el cual da cumplimiento a la normatividad internacional. Sin embargo, se evidenciaron falencias ya que la experticia y habilidades de los operadores que realizan este procedimiento no es la misma y no se evidenciaron certificados de capacitación y/o socialización del procedimiento. Adicionalmente, se requiere tener un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.

- La medida estática es la única que se tiene avalada para llevar a cabo las ventas y control de volúmenes en el movimiento de tanques y reporte del MME. Aun así, en los dos brazos del cargadero de crudo se tienen instalados sistemas de cargue dinámico como lo es el microload, que se tienen para realizar un proceso más rápido en el cargue.
- Las contramuestras se toman actualmente para cada carrotanque que se vende y para cada tanque que se cierra luego de su fiscalización, aunque se guardan en un espacio dentro del laboratorio, no corresponde a un espacio adecuado para este propósito pues no cuenta con condiciones ambiente controladas y adicionalmente las contramuestras no cuentan con contratapas.
- Las muestras se encuentran rotuladas manualmente pero no cumplen con los requerimientos de MMH y el API MPMS.
- En cuanto en estructura física el laboratorio cumple con lo requerido pero le hace falta mejorar en aspectos ergonómicos, locativos y sistemas de extracción de vapores, campanas de extracción. También faltan equipos e instrumentos como los frascos lavadores y goteros, ya que actualmente se usan botellas de agua. Los gabinetes existentes no cuentan con cerramiento de gabinetes lo cual impide un orden adecuado y control dentro del laboratorio. Entre los equipos faltantes de mayor importancia e incidencia en el laboratorio está el homogenizador.
- No se realizan pruebas de laboratorio ni se evidencia ninguna gestión al respecto para el inicio de las mismas.

Tabla 7. IGSM Procedimientos operativos

Fecha de Auditoría: Febrero 2014				
PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD				
Ítem	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	Norma API MPMS u otra aplicable	PESO POR PRUEBA	PESO MEDICIÓN DINÁMICA POR ÍTEM
2.1	Verificar los procedimientos de medición al vacío y/o fondo con el operario encargado de la medición y confrontarlos con los descritos en el MMH y el API MPMS.	API MPMS Chapter 3.1A	3%	16%
2.2	Verificar si el procedimiento de muestreo cumple con los estándares corporativos e internacionales que hacen referencia acerca de una muestra representativa.	API MPMS Chapter 8.1	0%	

2.3	Verificar que la diferencias entre la mediciones de nivel manual y la telemetría no exceden la tolerancia máxima permitida por la norma API MPMS 3.1 B.	API MPMS Chapter 3.1B	2%	
2.4	Verificar que en el almacenaje 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.	API MPMS Chapter 8.3	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.	API MPMS Chapter 8.3	1%	
2.6	El inspector debe verificar que el procedimiento de liquidación manual de productos en tanques se esté cumpliendo de acuerdo a la Norma API MPMS Capítulo 12, sección 1 y MMH Cap. 12.	API MPMS Chapter 12.1.1	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)	Buenas Prácticas de Medición HSEQ	3%	
2.8	Las condiciones para los análisis respectivos tales como agitación (homogenización), equipos, aseguramiento metrológico cumplen con los procedimientos descritos en el MMH Capítulo 8 y el API MPMS. Verificar si el proceso de composición de muestras cumple con los estándares internacionales que hacen referencia acerca de una muestra representativa.	API MPMS Chapter 8.1	0%	
2.9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	Buenas Prácticas de Medición	0%	
2.10	Verificar que los procedimientos y registros para los análisis de calidad se tienen asegurados y controlados.	Buenas Prácticas de Medición ISO-10012 SGC	2%	

Fuente: Auditoría interna de medición NGECC 2014

Rutinas de mantenimiento preventivo base y aseguramiento metrológico

- Los equipos patrón se encuentran con certificaciones funcionales y vigentes, es aconsejable fabricar un estuche y tenerlos en un sitio adecuado.
- Es necesario realizar un cronograma de mantenimiento y/o rutinas para cambio o calibraciones de los equipos.

Tabla 8 IGSM Mantenimiento Preventivo

Fecha de Auditoría: Febrero 2014				
RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO				
Ítem	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	Norma API MPMS u otra aplicable	PESO POR PRUEBA	PESO MEDICIÓN DINÁMICA POR ÍTEM
3.1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	Buenas prácticas de Medición ASTM D3244 SGC	0%	11%
3.2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	Buenas Prácticas de Medición ISO-10012	0%	
3.3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	Buenas Prácticas de Medición ISO-10012	3%	
3.4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que esté 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.	Buenas Prácticas de Medición	5%	
3.5	Verificar que los equipos existentes en el laboratorio estén calibrados y cuenten con rutinas de mantenimiento preventivo.	Buenas Prácticas de Medición ISO-10012	3%	

Fuente: Auditoría interna de medición NGECC 2014

Balances y control de inventarios

- El movimiento de tanques (cuadro 1A) que actualmente funciona permite realizar balances mensuales los cuales se comparan con los de recibo en las diferentes plantas de descargue. Esta acción no se encuentra documentada ni se tienen programas de acciones correctivas.
- Los parámetros en cuanto a calidad que el cliente exige han servido para mantener estándar de calidad.

Tabla 9. IGSM Inventarios

Fecha de Auditoría: Febrero 2014				
BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS				
Ítem	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	Norma API MPMS u otra aplicable	PESO POR PRUEBA	PESO MEDICIÓN DINÁMICA POR ÍTEM
4.1	Verificar los balances de planta y/o líneas, su periodicidad y su comparación con la meta proyectada.	Buenas Prácticas de Medición	9%	21%
4.2	Verificar que exista un sistema de control de inventarios documentado.	Buenas Prácticas de Medición	4%	
4.3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	Buenas Prácticas de Medición	0%	
4.4	Verificar si se están cumpliendo con los criterios del MMH, donde aplique en cuanto a diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	Buenas Prácticas de Medición	4%	
4.5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	Buenas Prácticas de Medición	4%	

Fuente: Auditoría interna de medición NGECC 2014

Gestión normativa y corporativa

- Se debe implementar un programa de divulgación de formatos, procedimientos y estándares, ya que actualmente se realizan algunas de forma informal y no se tiene evidencia de ello.

- Se debe socializar con la alta dirección de la compañía, el estado actual del IGSM para vincularlos y hacerlos partícipes en los cambios, sensibilizándolos acerca de la importancia de dar cumplimiento a los contratos adquiridos y a la normatividad colombiana vigente.

Tabla 10. IGSM Gestión Normativa

Fecha de Auditoría: Febrero 2014				
GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA				
Ítem	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	Norma API MPMS u otra aplicable	PESO POR PRUEBA	PESO MEDICIÓN DINÁMICA POR ÍTEM
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.	Buenas Prácticas de Medición - SGC	1%	9%
5.2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad. Se encuentran controlada bajo la norma ISO 9001. Evidenciar que los registros sistemáticos estén debidamente documentados con manuales, calibraciones, intervenciones y/o modificaciones y que estén almacenados en una base histórica magnética y/o copia dura.	Buenas Prácticas de Medición - SGC	4%	
5.3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Buenas Prácticas de Medición - SGC	0%	
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.	Buenas Prácticas de Medición - SGC	2%	
5.5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de las mismas. Revisar los históricos de divulgación.	Buenas Prácticas de Medición	2%	

Fuente: Auditoría interna de medición NGEC 2014

Capacitación y competencia

En cuanto a las capacitaciones y competencia, se evidencia que aunque la experticia y la formación de los operadores es buena y pueden desarrollar esta labor es necesario crear un plan de capacitación que involucre a todo el personal que desarrolla actividades medición, iniciando prioritariamente con la certificación de

alturas que responde al requerimiento legal según Resolución 1409 del 2012 y con un curso en medición de hidrocarburos que genere la debida certificación.

Tabla 11. IGSM Capacitación y Competencias

Fecha de Auditoría: Febrero 2014				
CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA				
Ítem	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	Norma API MPMS u otra aplicable	PESO POR PRUEBA	PESO MEDICIÓN DINÁMICA POR ÍTEM
6.1	Verificar competencia en medición del operador (medidor), mediante la observación de las actividades de medición realizadas durante la inspección y pruebas spot.	Buenas Prácticas de Medición ISO-10012	4%	6%
6.2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Buenas Prácticas de Medición ISO-10012	2%	

Fuente: Auditoría interna de medición NGECE 2014

4.2. IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ACTUAL DE GARZAS

Con el sistema de medición estática empleado actualmente se tiene un nivel alto de incertidumbre al momento de fiscalizar los tanques de almacenamiento, realizar tanqueos de crudo a la caldera (consumo interno), cargue de carrotanques y/o transferencia entre tanques debido a necesidades propia de la operación.

Las prácticas y procedimientos utilizados causan pérdidas de producción ya que si se liquida y fiscaliza mal un tanque de almacenamiento por ejemplo reportando 480 Bbl netos y al realizar el cargue se obtiene 475 Bbls netos se generan 5 Bbls netos de pérdida.

Cuando se realizan pruebas de producción y se liquidan la mismas no se tiene certeza al establecer el potencial real de producción de los pozos, lo cual repercute en el factor de campo y/o yacimientos, afectando indirectamente al departamento de perforación, yacimientos y exploración, ya que estas áreas dependen directamente de la información suministrada por el departamento de producción y de las pruebas que éste genera.

Las diferencias negativas en volúmenes despachados vs volúmenes descargados, significan pérdidas económicas para la empresa ya que eso significa que se está vendiendo o despachando más cantidad que la pactada o facturada.

Las diferencias positivas en volúmenes despachados vs volúmenes descargados, pueden llegar a significar problemas legales debido a incumplimientos en volúmenes pactados con el cliente y/o cobros por cláusulas económicas. Adicionalmente pérdida del buen nombre, pérdida de posibles clientes y generación de mala imagen ante el ANH, incurriendo en pérdida de posibilidades en las rondas de asignación de bloques.

Inconformidades de clientes por inconvenientes en volúmenes de cargue en estaciones.

En el año 2012, el contrato de comercialización para el campo Garzas Doradas fue de venta directa en cabeza de pozo a la empresa Pacific Rubiales Energy, es decir Pacific Rubiales Energy enviaba sus carrotanques al campo Garzas Doradas B1 donde se cargaban directamente del tanque de almacenamiento, realizando su fiscalización con medición estática. Para este tipo de contrato nunca se obtuvo reclamaciones por parte del cliente ya que él asumía el volumen según capacidad de cada carrotanque pero en caso de que se facturara de acuerdo a los volúmenes registrados en cabeza de pozo, se podrían generar inconsistencias poniendo en juego el buen nombre de New Granada Energy Corporation y posibles implicaciones legales. El mismo problema se puede llegar a generar en los despachos realizados para regalías y/u otros tipos de ventas.

Para el año 2014 se realizaron descargues en la estación Vasconia de Ecopetrol, evidenciándose diferencias en los volúmenes reportados por NGEN en los campos Cabiona y Garzas Doradas y los reportados en la estación de Vasconia de Ecopetrol, el cual, como cliente manifiesta su inconformidad con esta anomalía lo que ocasiona pérdida de confianza.

Debido a esto, se decide verificar la inconsistencia registrada directamente en la planta de Vasconia, encontrándose diferencias entre los volúmenes reportados por cada una de las partes. En la Figura 7 se relacionan los volúmenes descargados provenientes de los campos Garzas Doradas y Cabiona, comercializado por New Granada en Planta Vasconia correspondientes al periodo del 11 al 20 del mes de Septiembre del 2014. Se descargaron 5685,06 Bbls, en un total de 28 vehículos, resultando una diferencia de -126,42 Bbls con respecto a lo reportado en las guías de transporte. De la citada diferencia, el 51,7% corresponde al crudo despachado del campo Garzas Doradas y el 48,3% del campo Cabiona.

Figura 7. Volúmenes descargados vs Volúmenes despachados

NOMBRE DEL CAMPO	PROPIETARIO	Nº CARROTANQUES DESCARGADOS	VOLUMEN DESCARGADO (Bls)	VOLUMEN REPORTADO EN REMESAS (Bls)	DIFERENCIA (Bls)	% IPM	VEHÍCULOS DESCARGADOS EN BLOQUE CON NOVEDAD	% DE VEHÍCULOS DESCARGADOS EN BLOQUE	% PARTICIPACIÓN EN PÉRDIDAS
GABIÑA	NEW GRANADA/SPEP	20	4034,06	4095,15	-61,09	-1,49%	0	0,0%	48,3%
GARZAS DORADAS	NEW GRANADA/SPEP	8	1651,00	1716,33	-65,33	-3,81%	1	12,5%	51,7%
TOTAL		28	5685,06	5811,48	-126,42	-2,18%	1	3,6%	100,0%

Fuente: Reporte Estación Vasconia. 2014.

Una vez verificadas las diferencias entre lo reportado en los campos y lo que se recibe en estación Vasconia se generó la necesidad, desde el departamento de producción de asegurar y mejorar el sistema de medición de los campos para dar cumplimiento legal y para descartar que se estén presentando diferencias volumétricas a causa de errores en la medición en campo.

5. PROPUESTA DE SISTEMA DE GESTIÓN DE LA MEDICIÓN

5.1. PLAN DE ACCIÓN

Con base en los hallazgos realizados en la auditoría realizada en febrero de 2014, al sistema de medición del campo Garzas Doradas se identificaron oportunidades de mejora para cada uno de los aspectos que obtuvieron un peso por prueba de 0% y posteriormente se conformó el plan de acción con el objetivo de mejorar el IGSM del campo.

El Plan de Acción detallado se observa en el Anexo 3 y en las Tablas 12 a 17 se listan las oportunidades de mejora propuestas para cada uno de los ítems, dentro de las cuales se encuentra la generación de formatos que permitan evidenciar el seguimiento al IGSM. En la Tabla 18 se listan los formatos propuestos y estos se pueden observar en el Anexo 4.

Hacen parte también del Plan de Acción propuesto, el Plan Metrológico, las Rutinas de Mantenimiento y el Cronograma de Capacitación.

Tabla 12. Oportunidades de mejora para Equipos e instrumentos de medición de cantidad y calidad

EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	OPORTUNIDAD DE MEJORA
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 y 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.	Instalar escotillas de Medición de una altura aproximada de 90 centímetros con guía, pestaña o cuña que determine el punto de referencia, sobre la cual se ubica la cinta y se toma la lectura y que cuenten con tapa.
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 la incertidumbre calculada.(ver GUIA TECNICA COLOMBIANA GTC-51 # 7)	Realizar revisión de las tablas de aforo para que cumplan con los requisitos de contenido y trazabilidad de los productos que se van a almacenar, incertidumbre del aforo de acuerdo a la Norma API Capítulo 2, Sección 2A, numeral 2.2A,19.9 Resumen de datos en la tabla de capacidad

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 para comprobar que se encuentra en buen estado y con su respectivo polo a tierra.	Implementar un plan metrológico, realizar la verificación visual diaria y verificación mensual de cintas de trabajo con respecto a una cinta patrón dejando constancia de sus respectivos registros.
1,8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	Tener siempre en campo y en el inventario Crema reveladora de agua para medición de agua libre
1,9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura-patrón efectivamente se encuentre en buen estado y con certificado de calibración vigente. Y cuente con almacenamiento adecuado.	Realizar la calibración del termómetro patrón y mantener vigentes las calibraciones de los equipos patrón. Además de conservarlo en un empaque adecuado.
1,10	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	Implementar un plan metrológico y realizar la verificación diaria y mensual del termómetro electrónico de trabajo por comparación con un patrón a temperatura ambiente y cuya diferencia no sea mayor de 0.5 °F y dejar los respectivos registros

Fuente: Autores

Tabla 13. Oportunidades de mejora para Procedimientos operativos de cantidad y calidad

PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	OPORTUNIDAD DE MEJORA
2,2	Verificar si el procedimiento de muestreo cumple con los estándares corporativos e internacionales que hacen referencia acerca de una muestra representativa.	Envasar el contenido de las muestras en recipientes que cuenten con tapas y contratapas.
2,4	Verificar que en el almacenaje 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.	Revisar los tiempos de retención de las muestras testigo de acuerdo con el tiempo de entrega y dos días más al punto de transferencia de custodia, para cuando se presenten o realicen reclamos por calidad
2,8	Las condiciones para los análisis respectivos tales como agitación (homogenización), equipos, aseguramiento metrológico cumplen con los procedimientos descritos en el MMH Capítulo 8 y el API MPMS. Verificar si el proceso de composición de muestras cumple con los estándares internacionales que hacen referencia acerca de una muestra representativa.	Diseñar, revisar y ajustar procedimientos de calidad disponibles en área de operaciones de acuerdo a las normas internacionales actuales (ASTM, API, MPMS, Etc.)
2,9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	Revisar, diseñar y ajustar formatos para registro de información con su respectiva codificación.

Fuente: Autores

Tabla 14. Oportunidades de mejora para Rutinas de mantenimiento preventivo base y aseguramiento metrológico

RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	OPORTUNIDAD DE MEJORA
3,1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	Inscribirse en ejercicios interlaboratorios con el objetivo de tener otra forma de revisar el desempeño de los laboratorios de calidad.
3,2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	<ul style="list-style-type: none"> - Calibrar hidrómetro patrón para la verificación mensual de los instrumentos de trabajo. - Adquirir una pesa patrón para realizar verificaciones diarias de la balanza analítica y llevar los respectivos registros. - Calibrar Termómetro 12F Patrón.
3,3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	Implementar un formato y procedimiento para el tratamiento de la muestra testigo desde que entra al laboratorio hasta su desecho
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.	Ajustar y realizar las calibraciones y verificaciones de los equipos de medición de acuerdo con las buenas prácticas de la industria y actualizar la información del plan metrológico

Fuente: Autores

Tabla 15. Oportunidades de mejora para Balances y control de inventarios

BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	OPORTUNIDAD DE MEJORA
4,3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	Realizar un seguimiento a las diferencias presentadas en la transferencia de custodia para identificar la causa Raíz y eliminar las diferencias
4,4	Verificar si se están cumpliendo con los criterios del MMH, donde aplique en cuanto a diferencias en calidad y cantidad entre los sistemas de medición.	Establecer un acuerdo de conexión con las empresas que reciben el crudo para los reclamos por cantidad o calidad en la transferencia de custodia de crudo de la estación

4,5	Verificar si se documentan las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes, evaporación)	Realizar documentación de las acciones de cálculo y control estadístico de PI (drenajes).
------------	--	---

Fuente: Autores

Tabla 16. Oportunidades de mejora para Gestión normativa y corporativa

GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	OPORTUNIDAD DE MEJORA
5,2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad. Se encuentran controlada bajo la norma ISO 9001. Evidenciar que los registros sistemáticos estén debidamente documentados con manuales, calibraciones, intervenciones y/o modificaciones y que estén almacenados en una base histórica magnética y/o copia dura.	Establecer programa de auditoria interna al sistema de gestión de la medición por lo menos una cada año para cada área correspondiente
5,3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Realizar auditorías internas a los sistemas de medición
5,5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de las mismas. Revisar los históricos de divulgación.	Disponer de las Normas Internacionales (ASTM, API, ISO, MPMS) relacionadas con las medición al alcance del personal

Fuente: Autores

Tabla 17. Oportunidades de mejora para Capacitación y competencia

CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	OPORTUNIDAD DE MEJORA
6,2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Realizar el plan de capacitaciones para el personal involucrado en los sistemas de Medición de New Granada Energy Corporation

Fuente: Autores

Tabla 18. Listado de formato propuestos

ITEM	NOMBRE
FR-PRD-001	INSPECCION VISUAL DIARIA DE CINTAS DE MEDICION A FONDO
FR-PRD-002	VERIFICACIÓN DIARIA DE TERMOMETRO ELECTRONICO PORTATIL (PETs)
FR-PRD-003	VERIFICACIÓN MENSUAL DE TERMOMETRO ELECTRONICO PORTATIL (PETs)
FR-PRD-004	FORMATO DE SEGUIMIENTO DE MUESTRAS
FR-PRD-005	VERIFICACION MENSUAL DE ALTURAS DE REFERENCIA
FR-PRD-006	REGISTRO DE ENSAYOS PARA DETERMINAR GRAVEDAD API
FR-PRD-007	REGISTRO DE ENSAYOS POR MÉTODO DE PRUEBA PARA DETERMINAR AGUA EN CRUDO POR TITULACIÓN POTENCIOMÉTRICA CON REACTIVO KARL FISCHER
FR-PRD-008	INSPECCION MENSUAL DE LA CINTA DE MEDICION A FONDO
FR-PRD-009	VERIFICACIÓN MENSUAL DEL TERMOMETRO DE VIDRIO
FR-PRD-010	VERIFICACIÓN MENSUAL DEL HIDROMETRO
FR-PRD-011	AUDITORIA INTERNA SISTEMAS DE MEDICIÓN
FR-PRD-012	ETIQUETAS PARA MUESTRAS
FR-PRD-013	CUADRO DE VERIFICACIÓN, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN
FR-PRD-014	PLAN METROLOGICO
FR-PRD-015	REGISTRO DE ESTANDARIZACION DIARIA DEL REACTIVO KARL FISCHER
FR-PRD-016	VERIFICACION DIARIA DE BALANZA ELECTRONICA CONTRA PESAS PATRON CERTIFICADAS
FR-PRD-017	FORMATO VERIFICACION DE DESPACHOS POR TRACTOMULAS
FR-PRD-018	HOJA DE VIDA DE EQUIPOS
FR-PRD-019	Determinación de Agua y Sedimento en Crudos por Decantación
FR-PRD-020	BS&W por el Método de la Centrífuga

5.1.1 Plan Metrológico

Como mejoramiento para la gestión oportuna de las verificaciones y calibraciones de los equipos e instrumentos se propone el plan metrológico citado en el Anexo 5.

5.1.2 Rutinas de Mantenimiento

Se evidenció la necesidad de implementar rutinas de mantenimiento preventivo para garantizar que todos los equipos y elementos de medición estén en perfecto estado, calibrados y bajo estándares normativos y por lo tanto, con base en el Manual de Medición de Hidrocarburos de Ecopetrol y el Manual de Estándares para Medición de Petróleo (MPMS por sus siglas en inglés), se generaron los formatos y estándares de inspecciones de los instrumentos más importantes en la calidad de medición y caracterización de hidrocarburos del campo Garzas Doradas; como se observa en las siguientes tablas:

Tabla 19. Rutinas de mantenimiento de equipos e instrumentos

RUTINA DE MANTENIMIENTO	PERIODO DE TIEMPO		NORMA
	VERIFICACIÓN	CALIBRACIÓN	
Tanques de almacenamiento	5 años	15 años	API MPMS Capitulo 3
Cintas de medición	1 mes	1 año	API MPMS Capitulo 3
Termómetros electrónicos	1al día	1 cada seis meses	API MPMS Capitulo 7 numeral 8.2.1.
Toma muestras Automático	1al día	2 cada seis meses	API MPMS Capitulo 8 Sección 2
Hidrómetro	1 al día	1 año	ASTM D-1298 Y ASTM D-287
Termo hidrómetro	1 al día	1 año	ASTM D-1298 Y ASTM D-287
Termómetros	1 al día	1 año	ASTM E-1/ASTM E-77
Karl Fischer	1 al día	1 año	ASTM D-4377
Balanza Analítica	1 al día	1 año	ISO 17025
Salinómetro	1 al día	1 año	ASTM D-3230
Viscosímetros	1 al día	1 año	ASTM D-445

Fuente: Modificado MMH

Tabla 20. Verificaciones de instrumentos y equipos

VERIFICACIONES DE INSTRUMENTOS Y EQUIPOS	
NOMBRE	PERIODICIDAD
Inspección visual diaria de cinta de medición a fondo	Diaria
Verificación diaria de termómetro electrónico portátil	Diaria
Formato de seguimiento a muestras	Diaria
Registro de ensayos para determinar api	Diaria
Registro de ensayos por método de Karl Fischer	Diaria
Etiquetas para muestras	Diaria
Formato estandarización de reactivo Karl Fischer	Diaria
Formato de verificación de balanza	Diaria
Formato de verificación de despachos	Diaria
Verificación mensual de termómetro electrónico portátil	Mensual
Verificación mensual de alturas de referencia	Mensual
Verificación mensual de cinta de medición a fondo	Mensual
Verificación mensual de hidrómetro	Mensual

Fuente: Modificado MMH

5.1.3 Cronograma de Capacitación

Para garantizar una mejora del Índice de Gestión del Sistema de Medición (IGSM) se requiere llevar a cabo la capacitación del personal de todos los niveles involucrados en la operación de producción del campo en los temas que se listan a continuación y por lo tanto se planteó un cronograma de capacitación cuyo contenido se muestra en la Tabla 20.

En el Anexo 6, se identifican el responsable (Cargo) de la capacitación, fecha, número de participantes y semanas que serían programadas las jornadas.

Temas a tratar en las capacitaciones

- Sistemas de medición
- Normativa.

- Instrumentación
- Equipos de medición
- Procedimientos.
- HSE

Tabla 21. Capacitaciones en medición de hidrocarburos 2014

Capacitaciones
Manejo y uso del homogenizador
Manejo y diligenciamiento verificación mensual termómetro de vidrio, hidrómetro
Manejo y uso baño María
Introducción al sistema de medición
Medición estática , manejo y uso del tp7
Trabajo en alturas
Diligenciamiento y inspección de cintas de fondo
Medidores coriolis
Gun barrel
Toma % BSW por medio de centrifuga
Curso RETIE
Implementación del sistema integrado de calidad y gestión en la medición.
Formatos verificación diaria cintas de medición
Diligenciamiento de formatos y almacenamiento de muestras

Fuente: Plan de capacitación personal de campo Garzas Doradas New Granada Energy

6. PLAN PILOTO DE IMPLEMENTACIÓN

Con el fin de evaluar el Plan de Acción propuesto, se llevó a cabo un Plan Piloto en el campo Garzas, durante el cual se implementaron algunas de las actividades de mejora propuestas, las cuales se listan en las Tabla 22 a 27 y posteriormente se realizó una auditoria para establecer si existen o no cambios en el Índice de Gestión del Sistema de Medición (IGSM).

Es importante aclarar que durante la implementación del Plan Piloto se adelantaron algunas acciones, sin finalizarlas y por tanto no incidieron en el Peso por Prueba adjudicado en la auditoría. Estas actividades se identifican en las siguientes Tablas a través del color azul.

Tabla 22. Actividades de mejora implementadas para equipos e instrumentos de medición de cantidad y calidad

EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION DE CANTIDAD Y CALIDAD		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	ACTIVIDAD DE MEJORA IMPLEMENTADA
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 y 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 diseñaron y fabricaron los spools de medición con su respectiva pestaña para los tanques de almacenamiento y Gun barrels.
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 la incertidumbre calculada.(ver GUIA TECNICA COLOMBIANA GTC-51 # 7)	Se contactó la empresa SIMI Ingeniería Ltda. para implementación de la información. Se establece que en el momento en que se instalen los spools de medición se rectificará la tabla con toda la información requerida, con su nueva altura de referencia.
1,7	Verificar que las cintas de medición tanto de vacío como de fondo estén verificadas y corregidas con respecto a una cinta patrón de medición, además deben encontrarse en buen estado y con su respectivo polo a tierra.	Se elaboró plan metrológico. Se compraron dos (2) cintas de fondo certificadas a la empresa PROASEM, una (1) para trabajo y una (1) para patrón para todos los campos de NGE. Se elabora y se envía <i>Formato para verificación visual diaria de cinta de medición a fondo</i> con código FR-PRD-001 y <i>Formato de verificación mensual de cinta de medición a fondo</i> con código FR-PRD-008 para sus respectivos registros.

1,8	Verificar que las cremas reveladoras de agua y producto se encuentren vigentes, en óptimo estado y en su respectivo envase.	Se compró crema reveladora la cual se encuentra en el campo.
1,9	Verificar que el instrumento de medición de temperatura-patrón efectivamente se encuentre en buen estado y con certificado de calibración vigente. Y cuente con almacenamiento adecuado.	Se solicitó comprar un nuevo patrón TP7 y ya se encuentran aprobadas las órdenes de compra. Se solicita a compras las respectivas entregas del equipo en campo.
1,10	Verificar que el instrumento de medición de temperatura efectivamente se encuentre en buen estado, con registros de verificación y calibración vigentes.	Se elaboró el plan metrológico. Se compraron termómetro digitales TP7 (Patrón y trabajo) y los que se tienen actualmente se enviarán a mantenimiento para que sean calibrados y certificados por una empresa autorizada. Se elaboró el <i>Formato para Verificación Diaria de Termómetro Electrónico Portátil</i> con código FR-PRD-002 y el <i>Formato de Verificación Mensual de Termómetro Electrónico Portátil</i> con código FR-PRD-003.

Fuente: Autores

Tabla 23. Actividades de mejora implementadas en procedimientos operativos de cantidad y calidad

PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS DE CANTIDAD Y CALIDAD		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	ACTVIDAD DE MEJORA IMPLEMENTADA
2,2	Verificar si el procedimiento de muestreo cumple con los estándares corporativos e internacionales que hacen referencia acerca de una muestra representativa.	Se compraron de los envases de 1/2 galón con tapa y contratapa y están en campo.
2,4	Verificar que en el almacenaje 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 diseñó e implementó el <i>Formato Etiquetas para Muestras Testigo</i> con código FR-PRD-012.
2,8	Las condiciones para los análisis respectivos tales como agitación (homogenización), equipos, aseguramiento metrológico cumplen con los procedimientos descritos en el MMH Capítulo 8 y el API MPMS. Verificar si el proceso de composición de muestras cumple con los estándares internacionales que hacen referencia acerca de una muestra representativa.	Se encuentra en proceso de Diseño e implementación.

2,9	Verificar si existe un procedimiento de respaldo y/o contingencia para asegurar la medición.	Se diseñaron formatos codificados y se implementaron en campo.
-----	--	--

Fuente: Autores

Tabla 24. Actividades de mejora implementadas para rutinas de mantenimiento preventivo base y aseguramiento metrológico

RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	ACTIVIDAD DE MEJORA IMPLEMENTADA
3,1	Verificar participación y desempeño del laboratorio frente a las pruebas interlaboratorios. Verificar si las mismas han generado acciones de mejoramiento.	Para este proceso se están mejorando aspectos de los equipos y procedimientos del Laboratorio con el fin de obtener una Reproducibilidad para cada ensayo de acuerdo a las Normas ASTM.
3,2	Verificar que los patrones cuentan con certificado de calibración vigente y se encuentran en condiciones funcionales.	<ul style="list-style-type: none"> - Se generó orden de compra de hidrómetro patrón y actualmente está en campo. - Se compró kit Carepac de pesas certificadas patrón de 200g y 10g ajustadas a masa convencional E2. Se envía a campo kit y formato para implementación de registros. - Se generó orden de compra de termómetro patrón y se envió a campo.
3,3	Verificar la existencia de certificados de calibración para la instrumentación asociada a los tanques de almacenamiento, encontrándose documentada.	Se elaboraron e implementaron formato y procedimiento.
3,4	Verificar que se cumple con las rutinas de mantenimiento preventivo - correctivo que esté 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 actualizó el plan metrológico, dándose a conocer los equipos que deben entrar en calibración y que se deben comprar para tener el plan metrológico al día, lo cual fue ejecutado.

Fuente: Autores

Tabla 25. Actividades de mejora implementadas para balances y control de inventarios

BALANCES Y CONTROL DE INVENTARIOS		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	ACTIVIDAD DE MEJORA IMPLEMENTADA
4,3	Verificar que exista una acción inmediata sobre los Sistemas de Medición con base en los resultados de dichos balances.	Se realiza seguimiento mensual de las transferencias de custodia mediante el Formato "FORMATO CRUDO NGENC" en el cual se determina el Balance de Línea y con el Archivo de Balance de tanques "Cuadros 1A" Se hace seguimiento y se determinarán las diferencias de Balance de Planta. No existen diferencias mayores al 0,5% como lo estableció NGENC.

Fuente: Autores

Tabla 26. Actividades de mejora implementadas para gestión normativa y corporativa

GESTIÓN NORMATIVA Y CORPORATIVA		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	ACTIVIDAD DE MEJORA IMPLEMENTADA
5,2	Se tiene asegurada y controlada la documentación y registros de calidad. Se encuentran controlada bajo la norma ISO 9001. Evidenciar que los registros sistemáticos estén debidamente documentados con manuales, calibraciones, intervenciones y/o modificaciones y que estén almacenados en una base histórica magnética y/o copia dura.	Se estableció que las auditorías internas se realizarán una vez al año para el área de Medición. Esta actividad fue realizada en el mes de diciembre como parte del presente trabajo de investigación.
5,3	Evidenciar copia de la última inspección, con el respectivo seguimiento y cumplimiento de las acciones de mejoramiento.	Se envió copia de la auditoría realizada a campo en el mes de febrero para su respectivo archivo y seguimiento.
5,5	Verificar la disponibilidad de las normas actualizadas y la divulgación de las mismas. Revisar los históricos de divulgación.	Se recopila información de normas relacionadas con la medición para ser enviadas al personal de campo.

Fuente: Autores

Tabla 27. Actividades de mejora implementadas para capacitación y competencia

CAPACITACIÓN Y COMPETENCIA		
ÍTEM	PRUEBA OBJETIVAS SOLICITADAS POR EL INSPECTOR (basadas en la lista de verificación)	ACTIVIDAD DE MEJORA IMPLEMENTADA
6,2	Verificar planes de desarrollo y capacitación del personal que interviene en la medición de campo y en los cálculos de volumen.	Se proyectaron las capacitaciones de líder de medición para los cargos Especialistas en Producción y Líder de medición. Se planificó capacitación para los operadores de batería de NGEC.

La auditoría fue realizada en diciembre de 2014, obteniendo un IGSM del 91% como se observa en el Anexo 7, es decir, que debido a la implementación del plan piloto se obtuvo una optimización del IGSM de 18 puntos porcentuales, indicando así que las acciones del plan de acción propuesto permiten lograr el objetivo planteado. La comparación de los resultados obtenidos durante la auditoría de febrero respecto a la realizada en diciembre de 2014, después de implementar el plan piloto, se encuentra en el Anexo 8.

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

Debido a la dificultad de establecer una ganancia cuantificable al implementar el plan de acción propuesto para aumentar el Índice de Gestión de Medición (IGSM), a continuación se presenta un análisis económico y cualitativo de dos escenarios posibles al respecto.

Los escenarios propuestos son:

- **Escenario 1: No realizar inversión en plan de acción.**

La auditoría interna sería la única actividad a implementar.

- **Escenario 2: Ejecutando el Plan de Acción**

Se implementan todas las acciones de mejora propuestas en el Plan de Acción.

7.1. ANÁLISIS ECONÓMICO

- **Escenario 1: No realizar inversión en plan de acción.**

Si bien, en el desarrollo del presente trabajo de investigación, la auditoría fue realizada por los autores y no generó costos para la empresa, para otro campo y/o empresa la auditoría tendría que ser contratada y por lo tanto en la Tabla 28 se establecen los costos estimados de la misma.

Tabla 28. Costos estimados de la auditoría interna

ITEM	ÁREA	ACTIVIDAD	VALOR CON IVA
1	Documentación	Recolección de información	\$ 4.640.000
2	Auditoría	Realización de auditoría	\$ 4.640.000
3	Auditoría	Análisis de información auditoría	\$ 2.320.000
4	Análisis auditoría	Generación de plan de acción	\$ 4.640.000
TOTAL			\$ 16.240.000

Fuente: Autores

▪ **Escenario 2: Ejecutando el Plan de Acción**

Se estimó el valor total de inversión que genera la implementación de la propuesta de mejora del sistema de medición, de acuerdo a los ítems globales listados en la Tabla 29, cuyos costos están desglosados en las Tablas 30, 31 y 32, respectivamente.

Tabla 29. Costos estimados de la implementación del Plan de Acción

DESGLOSE	ÍTEM	VALOR IVA INCLUIDO
Tabla 29.	Elaboración del plan de acción para mejora del IGSM	\$ 46.400.000
Tabla 30.	Capacitaciones	\$ 31.220.000
Tabla 31.	Equipos e instrumentos	\$ 60.130.000
	TOTAL	\$137.750.000

Fuente: Autores

Tabla 30. Elaboración del plan de acción para mejora del IGSM

ITEM	ÁREA	ACTIVIDAD	VALOR IVA INCLUIDO
1	Documentación	Recolección de información	\$ 4.640.000
2	Auditoría	Realización de auditoría	\$ 4.640.000
3	Auditoría	Análisis de información auditoría	\$ 2.320.000
4	Análisis auditoría	Generación de plan piloto	\$ 4.640.000
5	Desarrollo plan de acción	Generación de plan de capacitación	\$ 4.640.000
6	Desarrollo plan de acción	Generación de plan de mantenimiento	\$ 4.640.000
7	Desarrollo plan de acción	Generar listado de equipos necesarios	\$ 4.640.000
8	Desarrollo plan de acción	Estandarización de procesos de medición	\$ 6.960.000
9	Desarrollo plan de acción	Generación de formatos para medición de HC	\$ 9.280.000
		TOTAL	\$ 46.400.000

Fuente: Autores

Tabla 31. Costos estimados Capacitaciones

ITEM	ÁREA	ACTIVIDAD	VALOR IVA INCLUIDO
1	Producción/medición	Manejo y uso del homogenizador	\$ 1.900.000
2	Producción/medición	Manejo y diligenciamiento verificación mensual termómetro de vidrio, hidrómetro	\$ 1.900.000
3	Producción/medición	Manejo y uso baño maría	\$ 1.900.000
4	Producción/medición	Introducción al sistema de medición	\$ 1.900.000
5	Producción/medición	Medición estática, manejo y uso del TP7	\$ 4.640.000
6	HSEQ	Trabajo en alturas X 10 personas	\$ 8.640.000
7	Producción/medición	Diligenciamiento e inspección de cintas de fondo	\$ 1.900.000
8	Producción	Liquidación de Gun Barrel	\$ 1.900.000
9	Producción	Toma % BSW por medio de centrifuga	\$ 1.900.000
10	Producción/medición	Implementación del sistema integrado de calidad y gestión en la medición.	\$ 4.640.000
TOTAL			\$ 31.220.000

Fuente: Autores

Tabla 32. Costos estimados Equipos e instrumentos

ITEM	ÁREA	ACTIVIDAD	VALOR IVA INCLUIDO
1	Cintas de Medición	Cinta medición con plomada de 15 m y 8 m par el 2014 y 2015	\$ 5.480.000
2	Termómetros	Termómetro digital calibración y diagnostico	\$ 1.800.000
		Termómetro digital Repuestos.	\$ 1.330.000
		Termómetro vidrio 12 F	\$ 1.200.000
3	Karl Fischer	Titulador Karl Fischer	\$ 3.800.000
4	Hidrómetro	Hidrómetro ASTM 4H Rango 29 - 41 °API	\$ 1.200.000
		Hidrómetro ASTM 4H Rango 16- 21 °API	\$ 1.200.000
5	Baño María	Baño María	\$ 1.500.000
6	Máquina de sellos por inducción	Sellado por inducción	\$ 870.000
7	Centrifugas	Robinson mantenimiento	\$ 1.000.000
		Robinson Repuestos	\$ 2.000.000
8	Tanques	Aforo de Tanques 500	\$ 7.150.000
9	Fungibles	Material de vidrio	\$ 7.800.000
10	Tallys y sticker	Control documental/ Identificación de muestras	\$ 7.800.000
11	Spool 2"	Escotilla de Medición	\$ 16.000.000
TOTAL			\$ 60.130.000

Fuente: Autores

7.2. ANÁLISIS CUALITATIVO

A continuación se establecen las ventajas y desventajas de cada uno de los escenarios planteados, con el fin de realizar un análisis cualitativo de los mismos.

▪ **Escenario 1: No realizar inversión en plan de acción.**

a) Ventajas:

- La única inversión por parte de la empresa será la correspondiente a la auditoría interna, la cual se encuentra alrededor de \$ 16.240.000. En el caso puntual del campo Garzas, está inversión no fue necesaria debido a que la auditoría fue realizada en el marco del presente trabajo de investigación.
- No requiere implementar ni desarrollar estándares o procesos en la operación.

b) Desventajas:

- Solo se plasma el análisis de la auditoría y el plan de acción de la misma sin resolver los puntos de mejora.
- El campo no contaría con un sistema de medición adecuado.
- No hay una mejora en el IGSM
- El campo queda expuesto a una posible sanción, suspensión o inconformidad de un cliente o ente de regulación debido a su básico sistema de medición.

▪ **Escenario 2: Ejecutando el Plan de Acción**

a) Ventajas:

- Para el campo Garzas Doradas se obtuvo un sistema de medición con un IGSM mayor al 90%, es decir, que tras implementar las acciones propuestas en el plan piloto el IGSM aumentó 18 puntos porcentuales.

- Se capacita al personal de campo en el sistema de medición, sus equipos, componentes y estantes de medición.
- Se minimiza el riesgo de incumplimientos o inconformidades de clientes o entidades de regulación
- El campo contaría con todos los equipos necesarios y en las mejores condiciones para el sistema de medición.
- El campo contaría con un sistema de medición adecuado que cumpla con los requerimientos legales y de norma.
- La implementación del Plan de Acción para mejorar el sistema de medición en el campo Garzas Doradas puede considerarse un piloto que permitirá replicarlo en los demás campos operados por NGEN de una manera más sencilla y económica.

b) Desventajas:

- Se debe realizar una inversión que se encuentra alrededor de 138 millones de pesos.

8. CONCLUSIONES

- Se contextualizó el campo Garzas campo Garzas de New Granada Energy describiendo su proceso y la forma de adquisición y manejo de los datos del sistema medición.
- Se realizaron dos auditorías internas de medición, la primera determino el estado inicial del IGSM para el mes de febrero del 2014 en 73% y la segunda auditoría en el mes de diciembre de 2014 evidenciando una mejoría del IGSM a 91%
- A partir de la primera auditoría realizada en febrero del 2014 se logró identificar y realizar un diagnóstico de la problemática en el sistema de medición que se empleaba en el campo Garzas de New Granada Energy basado en las normas que rigen los sistemas de medición para Colombia.
- Se genero un plan de acción como resultado de la primera auditoría y implemento el plan piloto a partir de este plan de acción con ocho (8) acciones terminadas aumentando el IGSM de 73% a 91.
- Los resultados obtenidos en este trabajo de monografía tienen como finalidad convertirse en guía de medición o inicio para la elaboración del sistema de gestión de medición IGSM aplicado a la mayoría de campos de petróleo del territorio colombiano tomando como referencia normas internacionales con el fin de preparar adecuadamente a los operadores de facilidades unificando criterios y estableciendo procedimientos para realizar una medición exacta.
- Se evidenciaron algunas fallas en todo lo concerniente a la toma de datos en el campo tales como:
 - En cuanto a la medición en tanques no se realiza tomando en cuenta parámetros establecidos en el API CAPITULO 2 en cuanto a la realización de 3 mediciones simultáneas.
 - En muchos de los tanques no se pueden realizar mediciones de agua en el fondo por la cantidad de lodo, borras y sedimentos que poseen los tanques en sus fondos ocasionando errores en medición, esta situación no permite que la plomada llegue a fondo y en la fiscalización del tanque tampoco da confiabilidad en la medición.
 - Las cintas utilizadas para realizar mediciones de manera directa muchos de los casos no poseen certificados de calibración exigidas y las que tienen certificado

solo se utilizan para medición de Diesel y en ocasiones para cargue de carro-tanques.

- Las cintas poseen muchos dobleces y los números de las mismas han desaparecido ocasionando errores en toma de niveles.
- No se almacenan las cintas de manera correcta puesto que muchas se encuentran en los techos de los tanques
- También se pueden observar envases generalmente de bebidas gaseosas en los techos de los tanques.
- La mayoría de las veces el control de BSW se realiza por centrifugación el cual aumenta la incertidumbre en cuando a una medición exacta, esta práctica se realiza debido a muchos factores como la rapidez en el análisis vs análisis por Karl Fischer, así como falta de insumos y/o daños en el Karl Fischer.
- Algunas de las cintas de medición no poseen conexión a tierra.
- A partir de las falencias encontradas en la primera auditoría interna se diseñaron los formatos adecuados que responden a las acciones propuestas en plan de acción.

9. RECOMENDACIONES

- Las normas técnicas aceptadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH y que son aplicables en la fiscalización de volúmenes y calidad de hidrocarburos son las relacionadas en el manual de medición de Ecopetrol MMH y las API MPMS (Manual de Estándares para Medición de Petróleo)
- El método aprobado para la extracción de agua, sólidos y sedimentos aprobado es el de destilación, aunque por agilidad también es avalado y usado el método de Karl Fischer, el de centrifugación presenta incertidumbre alta.
- Es necesario utilizar el cuadro 1A para liquidación de tanques ya que la aplicación de este tipo de programas minimiza los errores en el cálculo de volúmenes.
- Aunque se puede realizar mediciones con coriolis el único método aprobado y valido es la medición con cinta.
- Con las conclusiones expuestas en cuanto a la obtención de datos de campo en tanques se recomienda aplicar lo siguiente:
 - Se recomienda para la medición de tanques que las cintas utilizadas para este propósito en medición a fondo sean certificadas
 - Antes de realizar la medición es necesario identificar los datos del tanque a medir, la altura del mismo y el producto almacenado en el mismo
 - Antes de introducir la cinta se debe conectar a tierra la cinta con el propósito de disipar corriente estática que pueda existir.
 - Al abrir la escotilla esperar unos segundos para disipar los gases que pudiera emanar provenientes del interior del tanque.
 - Al momento de introducir la cinta verificar la aplicación de pomada reveladora de agua.
 - Para obtener resultados confiables se recomienda realizar este procedimiento tres veces consecutivas de tal manera que si existieran diferencias estas no deben exceder los 3mm entre la mayor y menor obtenida.
 - Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida si la diferencia con respecto a la tercera es 1 mm.

- Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio de las tres.
- La cima de los tanques siempre deben estar limpias por lo que se prohíbe dejar envases con solvente e incluso con las mismas cintas.
- Cuando una cinta no se pueda leer su medida claramente debe ser cambiada inmediatamente.
- Las cintas que presentan más de 11 dobleces a lo largo de la misma también debe ser cambiadas.
- Todas las cintas deben tener conexión a tierra.
- Las cintas deben ser limpiadas y almacenadas en el laboratorio de la estación.
- Las compañías deben tener las tablas de medición de manera digital las cuales facilitan un cálculo rápido y preciso, las tablas físicas deben ser solamente un medio de respaldo.
- Se debe socializar las recomendaciones dadas para establecer criterios y unificar procedimientos para la fiscalización de tanques.

BIBLIOGRAFIA

ECOPETROL S.A, Manual de medición de hidrocarburos (MME), Bogotá, 2007

ELITE TRAINING, Curso de medición de hidrocarburos líquidos, Bogotá, 2005

NEW GRANADA ENERGY CORPORATION, Informe de cumplimiento ambiental No. 9 área de desarrollo Las Garzas primer semestre de 2012, Bogotá, 2012

NEW GRANADA ENERGY CORPORATION, Informes diarios de producción y registros de medición, enero – diciembre 2014

NORMAS API- MPMS (American petroleum institute) (manual of petroleum measurement standards / manual de estándares para medición de petróleo). Washington, Actualización 2004, Octubre 2006, Marzo 2007, Octubre 2011,

PRODUCTION TESTING SERVICES COLOMBIA LTDA – PTS, Medición de hidrocarburos líquidos, Bogotá, 2005