

**DESARROLLO DE UNA PROPUESTA PARA UN PLAN DE
REESTRUCTURACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS OIL & GAS DE
LA EMPRESA MJ INGENIERÍA S.A.S**

JORGE EDUARDO URIBE VERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE LOS MATERIALES
BUCARAMANGA**

2017

**DESARROLLO DE UNA PROPUESTA PARA UN PLAN DE
REESTRUCTURACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS OIL & GAS DE
LA EMPRESA MJ INGENIERÍA S.A.S**

JORGE EDUARDO URIBE VERA

Trabajo de grado para obtener el título de: Ingeniero Metalúrgico

Director:

DARÍO YESID PEÑA BALLESTEROS

Ph.D. en Corrosión

Codirector:

FÉLIX ALFONSO JAIMES BARBOSA

Esp. en Alta Gerencia

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

*A mis padres, Leonor y Jorge.
A mi padre de vida Rafael Uribe Botero,
A mis hermanos y sus familias, Claudia y Cesar,
A mis Aussie mums Lyndal Hugo y Amanda Cornelissen,
Al amor de mi vida, Lina Fernanda Pardo Romero,
A mi gran amigo Félix A. Jaimes Barbosa y su familia,
Dedico.*

AGRADECIMIENTOS

A YHWH por darme fuerza, salud y coraje para superar todos los desafíos presentados durante el camino.

A mi familia, por el amor y apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida.

A la empresa MJ INGENIERIA S.A.S por la oportunidad, el apoyo, y su excelente grupo de trabajo.

Al Ph.D Darío Y. Peña por todo el apoyo brindado, y por su calidad humana,

Al ingeniero Carlos Andrés Galán Pinilla, por su apoyo brindado, calidad humana, y por la orientación durante la etapa de desarrollo del proyecto.

A las empresas ZEOLITE AUSTRALIA PTY LTD & ORLAR PTY LTD, por la oportunidad de permitirme trabajar y aprender con uno de los mejores grupos de ingeniería a nivel mundial.

A mis grandes amigas Lyndal Hugo y Amanda Cornelissen, por su apoyo brindado, por su amor entregado, por la motivación implantada en cada momento, y en especial por ser grandes educadoras académicas y de vida.

A la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales, por el gran equipo de académicos, personal administrativo y en especial su personal técnico Ambrosio Carrillo, Héctor Javier Gaitán Arenas, Juan Domingo Carreño.

“You got this lion. He is the king of the jungle, huge mane out to here. He is laying down under a tree, in the middle of Africa. He is so big, it is so hot. He does not want to move. Now the little lion comes, they star messing with him biting his tail, biting his ears. He does not do anything. The lioness, she stars messing with him coming over, making trouble, still nothing. Now the other animals, they notice this and the star to move in. The jackals, hyenas, they are barking at him, laughing at him, they nip his toes and eat the food that is in his domain. They do this and they get closer and closer, bolder and bolder. Until one day, that lion wakes up and tears the shit out of everybody, he runs like the wind, eats everything in his path, because every once in a while, the lion has to show to the jackals, who he is. ”

(Christopher Walken)

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. CONCEPTOS TEÓRICOS.....	19
1.1 DESCRIPCIÓN M&J INGENIERÍA S.A.S	19
1.2 SERVICIOS PRESTADOS POR M&J INGENIERÍA S.A.S.....	19
1.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD E INSPECCIÓN DE EQUIPOS (SGIIE)	20
1.4 SISTEMA DE INTEGRIDAD DE UN PROCESO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD E INSPECCIÓN DE EQUIPOS.....	21
1.4.1 Gestión de riesgos	22
1.4.1.1 Análisis cuantitativo de riesgos (QRA)	22
1.4.1.2 Análisis de riesgos de procesos (what if)	23
1.4.1.3 Seguridad instrumentada	23
1.4.1.4 Inspección basada en riesgos (RBI)	23
1.4.1.5 Aptitud para el servicio (FFS).....	23
1.4.2 Ingeniería de corrosión	23
1.4.2.1 Sistemas de protección catódica (SPC).....	23
1.4.2.2 Corrosión Externa (ECDA).....	24
1.4.2.3 Corrosión Interna (ICDA)	24
1.5 SISTEMAS DE INSPECCIÓN DE UN PROCESO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD E INSPECCION DE EQUIPOS.....	24
1.5.1 Análisis e investigación de fallas.....	25
1.5.2 Ensayos físicos y químicos	26
1.5.2.1 Inspección visual.....	26
1.5.2.2. Líquidos Penetrantes	26
1.5.2.3 Partículas Magnéticas.....	26

1.5.2.4 Ultrasonido.....	26
1.5.2.5 Ondas Guiadas	26
1.5.2.6 Phased Array	26
1.5.2.7 Identificación Positiva de Materiales (PMI)	27
1.5.3 Inspección de tubería.....	27
1.5.3.1 Mapeo actual de tuberías (PCM)	27
1.5.3.2 Gradiente de voltaje de corriente directa y corriente alterna (DCVG/ACVVG).....	27
1.5.3.3 Medición de intervalos cercanos (CIPS)	27
2. OBJETIVOS.....	28
2.1 OBJETIVO GENERAL	28
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	28
3. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA.....	29
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	29
3.2 CATEGORIZACIÓN DE PROCESOS	30
3.3 REPORTE DE GESTIÓN DEL DEPARTAMENTO OIL & GAS	30
3.4 ANÁLISIS DE MERCADO DE LOS SERVICIOS DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS.....	31
3.5 DESARROLLO DE LA PROPUESTA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SERVICIOS DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS.....	31
3.6 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA PROPUESTA	32
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	33
4.1 CATEGORIZACIÓN DE LOS PROCESOS	33
4.2 REPORTE DE GESTIÓN DEL DEPARTAMENTO OIL & GAS	34
4.2.1 Clientes y aliados	34
4.2.1 Materiales y equipos	35
4.2.2 Certificados comerciales	36
4.2.3 Matriz DOFA del departamento oil & gas.....	37
4.3 ANÁLISIS DEL MERCADO DE LOS SERVICIOS DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD EQUIPOS	38

4.3.1 Empresas de servicios de inspección e integridad de equipos	38
4.3.2 Demanda de los servicios de inspección e integridad de equipos	39
4.3.3 Sectores económicos e inversión	39
4.4 DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE LOS SERVICIOS DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS.....	42
4.4.1 Análisis de rentabilidad de los proyectos # 4000419 ECOPETROL, ECG- VIO-042-06 TGI S.A. E.S.P	43
4.5 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA PROPUESTA	44
5. CONCLUSIONES	47
6. RECOMENDACIONES.....	49
CITAS BIBLIOGRÁFICAS.....	50
BIBLIOGRAFÍA.....	52
ANEXOS	53

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de los proyectos de mantenimiento departamento Oil & Gas.	33
Tabla 2. Clientes y aliados del departamento oil & gas.	35
Tabla 3. Materiales y equipos del departamento oil & gas.....	36
Tabla 4. Certificados comerciales M&J INGENIERÍA S.A.S.	36
Tabla 5. Empresas oferentes de servicios de inspección e integridad de equipos.	38
Tabla 6. Plan de inversión general, procesos de inspección e integridad de equipos.	42
Tabla 7. Costos promedio para proyectos ECG –VIO -042 -06, No.4000419.....	43
Tabla 8. Estado de resultados final de la factibilidad del plan general de inversión.	45
Tabla 9. Flujo de caja del estado final de la factibilidad del plan de inversión general.....	45

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de servicios de M&J INGENIERÍA S.A.S.....	20
Figura 2. Diagrama de flujo general - gestión de integridad e inspección de equipos.	21
Figura 3. Sistema de integridad de un proceso de gestión de integridad e inspección de equipos.	22
Figura 4. Sistemas de inspección de un proceso de gestión de integridad e inspección de equipos.	25
Figura 5. Diagrama de bloques de la metodología utilizada.	29
Figura 6. Matriz DOFA del departamento oil & gas.....	37
Figura 7. Demanda de servicios de integridad e inspección por empresa en el 2017.....	39
Figura 8. Comportamiento de los SGIIE en los sectores económicos.	40
Figura 9. Análisis del tipo de inversión por empresa.....	41

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Contratos del Departamento Oil & Gas, M&J INGENIERIA S.A.S ..	53
ANEXO B. Plan de Análisis de mercado de servicios de inspección e integridad de equipos a nivel Nacional	58
ANEXO C. Análisis de rentabilidad mediante un flujo de caja financiero de dos proyectos de inspección e integridad.	63
ANEXO D. Descripción específica plan general de inversión en términos de equipos, flota maquinaria, y capital de trabajo.	66
ANEXO E. Servicios de inspección e integridad equipos que se podrían ofrecer con la inversión proyectada en el plan de inversiones general.	67
ANEXO F. Informes de los procesos de mantenimiento de gasoductos y tanques del departamento Oil & Gas.	69
ANEXO G. Balance general mercado de licitaciones en servicios de inspección e integridad de equipos del sector minero energético 2014 – 2017.	135
ANEXO H. Contrato No. 4000419 de la plataforma de licitaciones de SIPROE, ECOPEPETROL.	136
ANEXO I. Desarrollo paso a paso del estudio de factibilidad de la propuesta de implementación de procesos de inspección e integridad de equipos al departamento oil & gas de la empresa.	137

NOTACIONES

WACC = Costo de capital promedio

SGIIE = Sistemas de gestión de integridad e inspección de equipos

TIR = Tasa interna de retorno

DTF = Depósito a término fijo

EBITDA = Beneficio antes de impuestos, intereses, depreciaciones y amortizaciones

UAI = Utilidades antes de impuestos e intereses

PIB = Producto interno bruto

TRMA = Tasa de rendimientos mínima aplicable

VNA = Valor actual neto

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UNA PROPUESTA PARA UN PLAN DE REESTRUCTURACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS OIL & GAS DE LA EMPRESA MJ INGENIERÍA S.A.S*

AUTOR: JORGE EDUARDO URIBE VERA **

PALABRAS CLAVE: Integridad, inspección, factibilidad, inversión, M&J INGENIERÍA S.A.S,

DESCRIPCION: Los niveles altamente competitivos del mercado actual han llevado a las empresas industriales a replantear sus prioridades. Mitigar los daños en los procesos y los paros no planeados en las plantas se convierte en estrategias para estar un paso delante de la competencia. Adicionalmente, los requerimientos de servicios de inspección e integridad de equipos se hacen cada vez más estrictos y competitivos en términos de competitividad, confiabilidad, y sostenibilidad. Por esta razón, la propuesta de inversión para implementación de los servicios de integridad e inspección de equipos al departamento oil & gas de la empresa M & J INGENIERÍA S.A.S., busca sumar a la empresa a los canales de competitividad y crecimiento, que establece el mercado actual para las empresas que ofertan los servicios de inspección e integridad de equipos.

Esta propuesta para el plan de reestructuración del departamento oil & gas de la empresa, define una estrategia de acción a corto, mediano y largo plazo para implementación y que cumple con las diferentes etapas del proceso para generar propuestas que cumplan con la estrategia organizativa de la empresa M & J INGENIERÍA S.A.S.

En cada una de las etapas (caracterización, desarrollo de la matriz DOFA, investigación de mercado, desarrollo de la propuesta, y factibilidad), se desarrollaron procesos investigativos y prácticos, los cuales fueron documentados y utilizados para formular una propuesta de inversión robusta y con factibilidad económica viable, que cumpliera con uno de los objetivos estratégicos de la empresa.

Con la realización de esta estrategia de inversión para implementar al departamento oil & gas los servicios de integridad e inspección de equipos, la cual tiene como resultado una factibilidad económica viable, se logra asegurar el crecimiento del 14 %, en términos de volumen de ventas anuales de la empresa M & J INGENIERÍA S.A.S.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Directores: Ph.D. Darío Peña Ballesteros. Codirector: Dr. Felix Alfonso Jaimes Barbosa,

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A PROPOSAL FOR A RESTRUCTURING PLAN OF THE OIL & GAS SERVICES DEPARTMENT OF THE COMPANY M & J ENGINEERING S.A.S*

AUTHORS: JORGE EDUARDO URIBE VERA**

KEYWORDS: Integrity, investment, feasibility, inspection, M&J INGENIERÍA S.A.S.

DESCRIPTION:

The highly competitive levels of the current market have led industrial companies to rethink their priorities. Mitigating damage to processes and unplanned plant stoppages becomes a strategy to stay one step ahead of the competition. In addition, the requirements of inspection services and equipment integrity become increasingly strict and competitive in terms of competitiveness, reliability, and sustainability. For this reason, the investment proposal for the implementation of the equipment integrity and inspection services to the oil & gas department of M & J INGENIERÍA SAS, seeks to add the company to the channels of competitiveness and growth established by the market current for companies that offer inspection services and equipment integrity.

This proposal for the restructuring plan of the company's oil & gas department defines a short, medium and long term action strategy for implementation and that complies with the different stages of the process to generate proposals that comply with the company's organizational strategy.

In each of the stages (characterization, development of the SWOT matrix, market research, proposal development, and feasibility), investigative and practical processes were developed, which were documented and used to formulate a robust investment proposal with an acceptable economic feasibility, that fulfilled one of the strategic objectives of the company.

With the implementation of this investment strategy to implement the oil & gas department, the integrity and inspection services of the equipment, which results in a viable economic feasibility, it is possible to assure a growth of 14% in terms of annual sales volume of the company M&J INGENIERÍA SAS

* Degree work

** Physical-Chemistry Engineering Faculty. Metallurgical and Materials Engineering School. Directors: Ph.D. Darío Peña Ballesteros, Codirector: Felix Alfonso Jaimes Barbosa

INTRODUCCIÓN

Las empresas de ingeniería hoy en día desarrollan una serie de servicios tales como: estudios de viabilidad y factibilidad, estudios de la rentabilidad de la inversión, estudios de impacto ambiental, gestión del proceso de participación pública, evaluación de la eficacia del proyecto, elaboración de pliegos de licitaciones, planificación, redacción de proyectos, diseños de supervisión de las obras, gestión de proyectos, control de costo, control de planificación, gestión de riesgos, auditorías técnicas, seguridad, salud y control de calidad. Estos servicios se ofertan a los diferentes sectores económicos, así como: el de la construcción, el minero energético, el agropecuario, el comercial, y el tecnológico, buscando la estabilidad y crecimiento en pro de la sociedad y de la industria.

El crecimiento y la estabilidad de las empresas de ingeniería dependen en gran parte de la gestión de la diversificación de sus servicios y de su competitividad con los diferentes mercados, los cuales están constantemente variando y demandando la actualización de los servicios de ingeniería, para hacer estas empresas cada vez más competentes.

Para M&J INGENIERÍA S.A.S como una de las muchas empresas de servicios de ingeniería, ser confiable y competente en el mercado es el reto día a día. Para varias empresas con este modelo de negocio, durante su proceso de crecimiento, solo algunas de estas tienen la disposición para realizar un análisis en su gestión de diversificación, y aquellas compañías que realizan una investigación de este tipo suelen encontrar necesidades que afectan su proceso de evolución. En varios casos particulares, prefieren ignorar estas “necesidades” por el temor al cambio y a realizar altas inversiones en capacitación del personal y aplicación de nuevos sistemas.

Con el presente trabajo M&J INGENIERÍA S.A.S quiere canalizar esfuerzos en la gestión de diversificación del área oil & gas, mediante el análisis de factibilidad de una propuesta de implementación de servicios de inspección e integridad de equipos para la reestructuración del área de oil & gas de la empresa. Esta propuesta será ejecutada por un estudiante en práctica, con el fin de promover cooperaciones de conocimiento y reforzar vínculos entre academia y empresa.

1. CONCEPTOS TEÓRICOS

1.1 DESCRIPCIÓN M&J INGENIERÍA S.A.S

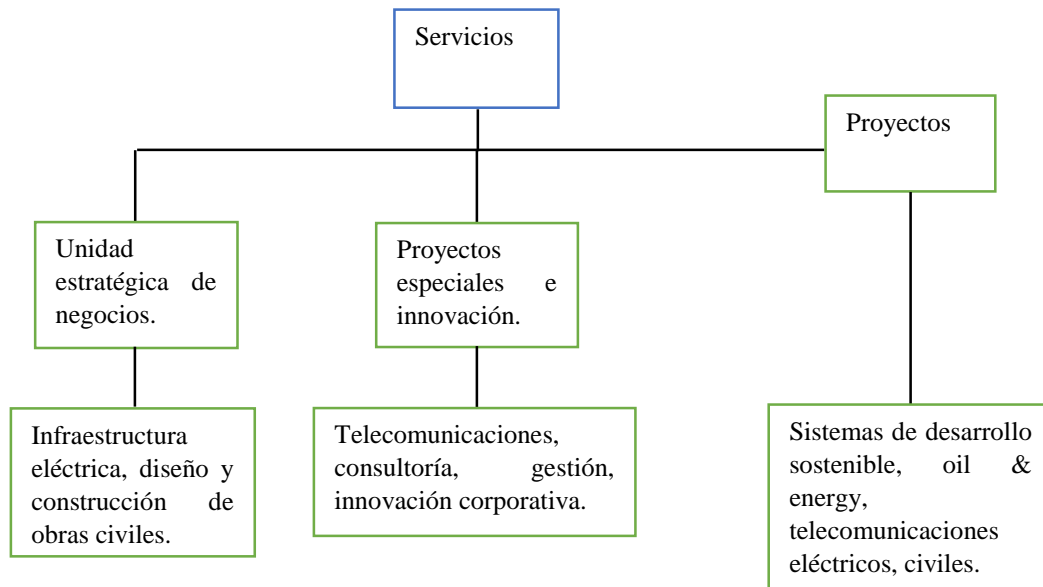
M&J INGENIERÍA S.A.S una empresa con 25 años de experiencia, comprometida por el desarrollo de una labor de ingeniería innovadora, de alta calidad, eficaz y responsable con el medio ambiente. La empresa ofrece con éxito soluciones globales de ingeniería, adquisición, construcción, mantenimiento y gestión de proyectos integrados a los clientes. Los clientes confían en nosotros como líderes de la industria para diseñar y construir proyectos de manera segura, rentable y dentro de los plazos establecidos.

Los más de 100 empleados de M&J INGENIERÍA S.A.S en las diferentes ciudades del país trabajan en colaboración para diseñar soluciones integrales para nuestros clientes. El enfoque de la empresa de soluciones integradas abarca todo el ciclo de vida de los diferentes proyectos que se realizan en los principales sectores económicos del país.

1.2 SERVICIOS PRESTADOS POR M&J INGENIERÍA S.A.S

M&J INGENIERÍA S.A.S tiene por objeto la planeación, la ampliación, la construcción, la operación y la explotación comercial de las diferentes soluciones globales de ingeniería, las cuales se pueden identificar en la **figura 1**.

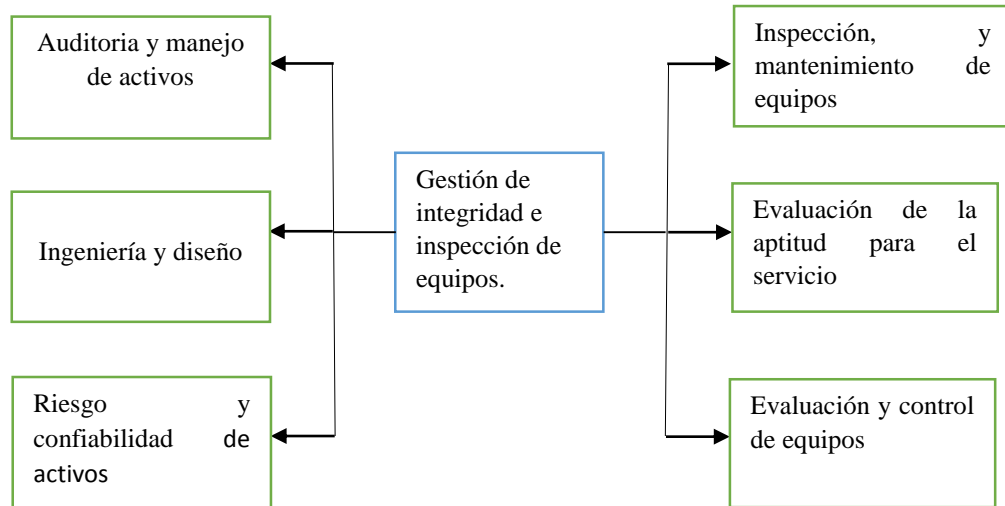
Figura 1. Diagrama de servicios de M&J INGENIERÍA S.A.S.



1.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD E INSPECCIÓN DE EQUIPOS (SGIIE)

Es el proceso sistemático e integrado que permite identificar las amenazas que actúan sobre los sistemas de estudio. Estas amenazas son los daños o peligros que afectan los equipos o sistemas de estudio disminuyendo de esta manera su vida útil. Un SGIIE funciona como una herramienta para mitigar y monitorear los diferentes tipos de amenazas con el objetivo de disminuir la probabilidad de falla asociada a la operación o minimizar las consecuencias, en el caso que un error se desarrolle en el sistema de estudio [10]. En la figura 2 se puede observar una distribución general de cómo se compone un sistema de gestión de integridad e inspección de equipos.

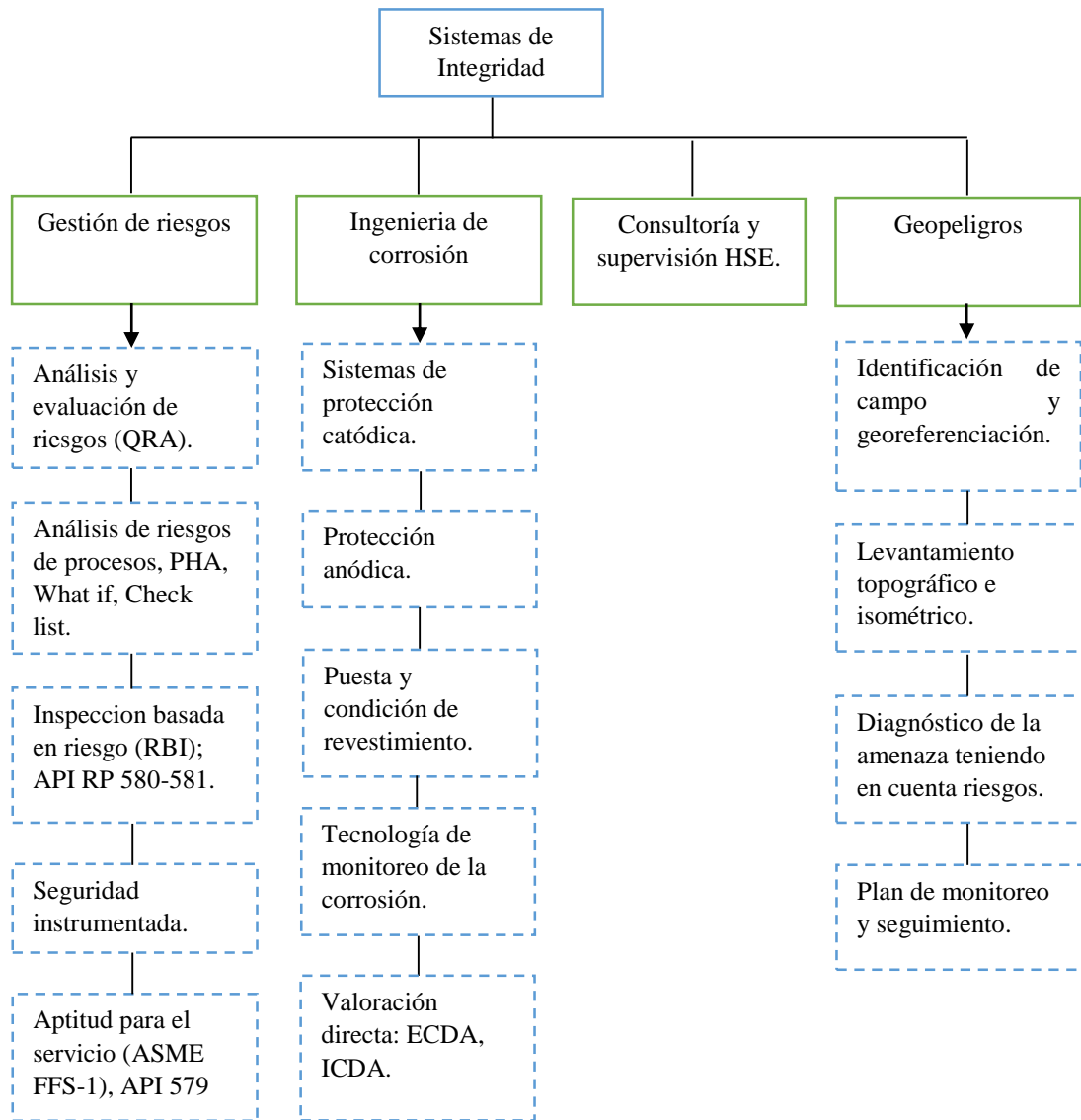
Figura 2. Diagrama de flujo general - gestión de integridad e inspección de equipos.



1.4 SISTEMA DE INTEGRIDAD DE UN PROCESO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD E INSPECCIÓN DE EQUIPOS.

Un sistema de integridad es un proceso de la ingeniería que busca alinearse con las mejores y más modernas prácticas de la industria, para responder ante los requerimientos de seguridad que plantea nuestra sociedad en la actualidad. En la figura 3, se puede observar un diagrama que muestra cómo está compuesto un sistema de integridad.

Figura 3. Sistema de integridad de un proceso de gestión de integridad e inspección de equipos.



1.4.1 Gestión de riesgos

1.4.1.1 Análisis cuantitativo de riesgos (QRA) El análisis cuantitativo de riesgo es una metodología que cuantifica la probabilidad esperada de ciertos eventos, así como las consecuencias dañinas en términos de muertos o heridos [7].

1.4.1.2 Análisis de riesgos de procesos (what if) Es un proceso de identificación de peligros, situaciones riesgosas o eventos específicos accidentales que puedan producir una consecuencia indeseable. Este proceso es ejecutado por un grupo de personas expertas que identifican las posibles situaciones de accidente, sus consecuencias, etc., y entonces sugieren alternativas para la reducción de los riesgos [10].

1.4.1.3 Seguridad instrumentada Un sistema de seguridad instrumentada ejecuta acciones automáticas para mantener una planta en un estado seguro, o para llevarla a un estado seguro cuando una situación anormal se presenta [10].

1.4.1.4 Inspección basada en riesgos (RBI) La inspección basada en riesgos es un proceso que identifica, evalúa y realiza un mapeo de los riesgos industriales (debido a corrosión y grietas por esfuerzo), los cuales pueden comprometer la integridad del equipo, tanto un equipo presurizado como en elementos estructurales [4].

1.4.1.5 Aptitud para el servicio (FFS) Las evaluaciones de aptitud para el servicio son análisis de ingeniería desarrollados para demostrar la integridad de un componente en servicio con fallas o daños [5].

1.4.2 Ingeniería de corrosión

1.4.2.1 Sistemas de protección catódica (SPC) La protección catódica es una técnica de control de la corrosión que se aplica en el mundo entero en instalaciones de ductos para transportar petróleo, productos terminados, tanques de agua, tanques de almacenamiento, cables eléctricos y otras instalaciones metálicas importantes [6].

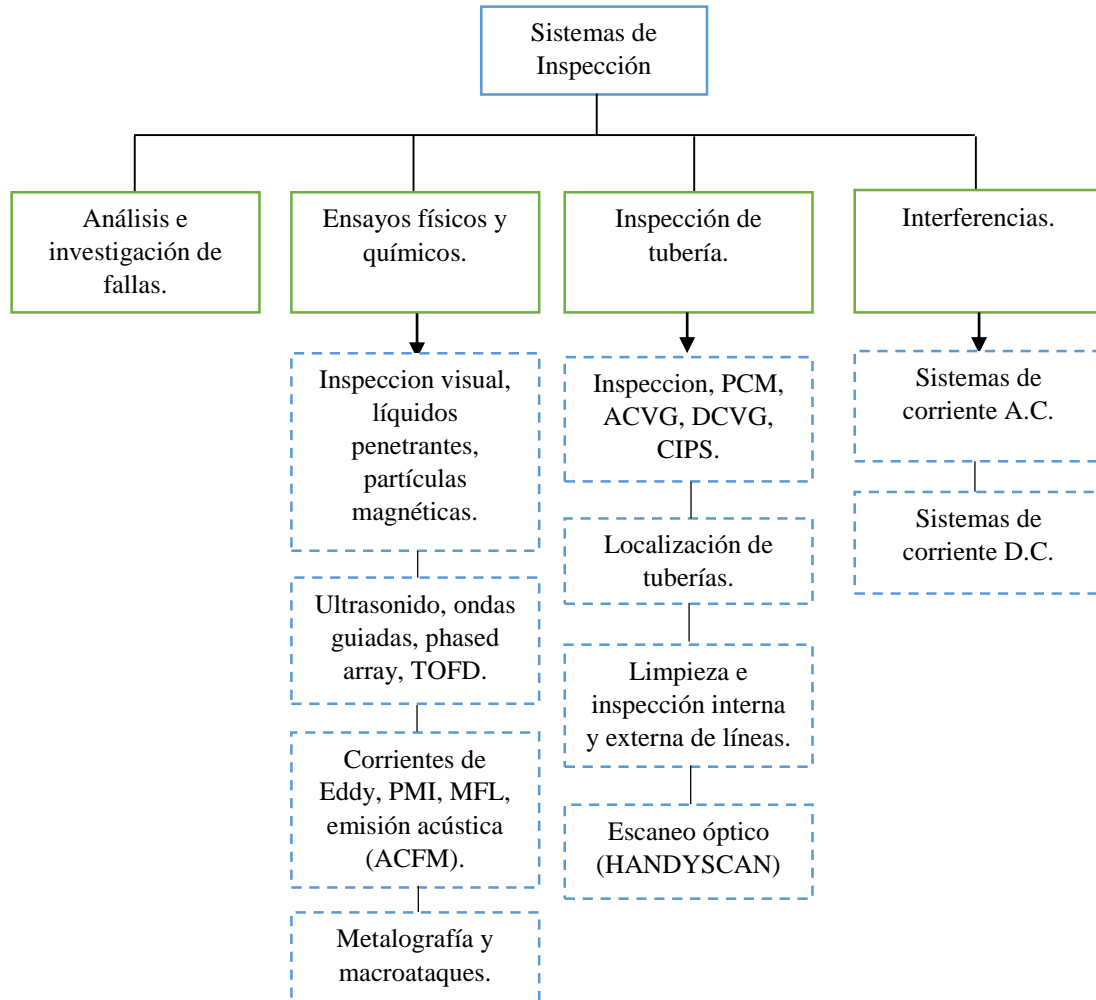
1.4.2.2 Corrosión Externa (ECDA) Esta valoración requiere la integración de las inspecciones y evaluaciones de corrosión exterior, con las características físicas e historia del componente a evaluar [6].

1.4.2.3 Corrosión Interna (ICDA) Evaluación directa de la corrosión interna en tuberías, que brinda información acerca de las condiciones de la línea en zonas críticas, donde es más probable que se presente corrosión [6].

1.5 SISTEMAS DE INSPECCIÓN DE UN PROCESO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD E INSPECCION DE EQUIPOS.

Los sistemas de inspección (Ver Figura 4), en lo referente a la calidad, consisten en examinar y medir las características de calidad de un producto, así como sus componentes y materiales de los cuales están elaborados, todo ello utilizando instrumentos de medición, patrones de comparación o equipos de prueba y ensayos, para ver si cumple o no los requisitos especificados.

Figura 4. Sistemas de inspección de un proceso de gestión de integridad e inspección de equipos.



1.5.1 Análisis e investigación de fallas Evaluación que se aplica para identificar el cómo y el porque de la falla bajo criterios causa-raíz, modo de falla, efecto y criticidad, estableciendo las razones del deterioro y fractura de los diferentes componentes o estructuras [11].

1.5.2 Ensayos físicos y químicos

1.5.2.1 Inspección visual La inspección visual es la técnica más antigua entre los ensayos no destructivos y también la más usada por su versatilidad y bajo costo. Se emplea como instrumento principal el ojo humano, el cual es complementado con instrumentos de magnificación, iluminación y medición [9].

1.5.2.2. Líquidos Penetrantes El análisis no destructivo con líquidos penetrantes se emplea generalmente para evidenciar discontinuidades superficiales sobre casi todos los materiales no porosos (o excesiva rugosidad o escamado) como metales, cerámicos, vidrios, plásticos, etc., característica que lo hace utilizable en innumerables campos de aplicación [9].

1.5.2.3 Partículas Magnéticas La inspección por partículas magnéticas es un método para localizar discontinuidades superficiales y subsuperficiales en materiales ferromagnéticos [9].

1.5.2.4 Ultrasonido Este método se basa en la medición de la propagación del sonido en el medio que constituye la pieza a analizar y tiene aplicación de todo tipo de materiales. Sus distintas técnicas permiten su uso en dos campos de ensayos no destructivo: control de calidad y mantenimiento preventivo [9].

1.5.2.5 Ondas Guiadas Es un ensayo no destructivo no convencional que utiliza un anillo de transductores mediante los cuales se generan ondas ultrasónicas guiadas hacia ambos lados de una tubería con el fin de detectar pérdidas de material debidas a la corrosión y erosión desde un único punto de inspección [7].

1.5.2.6 Phased Array Técnica de inspección por ultrasonido empleada para detectar indicaciones y/o defectos, por medio de imágenes mostradas empleando un único transductor de múltiples elementos en un arreglo lineal [7].

1.5.2.7 Identificación Positiva de Materiales (PMI) La identificación positiva de materiales ayuda a determinar la composición química de materiales e identificar el tipo de aleación con la que están compuestos materiales tales como tubos, válvulas, etc. Este análisis también contribuye para verificar que los componentes que conforman los distintos materiales corresponden con sus requerimientos.

1.5.3 Inspección de tubería

1.5.3.1 Mapeo actual de tuberías (PCM) Esta técnica electromagnética que no requiere el contacto con el suelo, es de gran ayuda en la dirección de interconexiones eléctricas en los sistemas de tuberías, así como áreas de defectos en el revestimiento de las tuberías. Por otro lado, mide la magnitud de la corriente que se aplica al sistema de protección catódica.

1.5.3.2 Gradiente de voltaje de corriente directa y corriente alterna (DCVG/ACVVG) Mediante estas técnicas se puede determinar la necesidad de rehabilitación de recubrimientos, se ubican defectos con precisión y se determina su importancia. Adicionalmente, se pueden ubicar las fuentes de interferencia (tuberías, sistemas de transporte).

1.5.3.3 Medición de intervalos cercanos (CIPS) El levantamiento del perfil de potenciales continuo ofrece una herramienta de evaluación del estado de protección de las estructuras enterradas. Por ejemplo, se pueden definir zonas desprotegidas, sobreprotegidas, interferencias y atenuación.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una propuesta para vincular los servicios técnicos de integridad e inspección de equipos al plan de reestructuración del departamento oil & gas de la empresa M&J INGENIERÍA S.A.S.

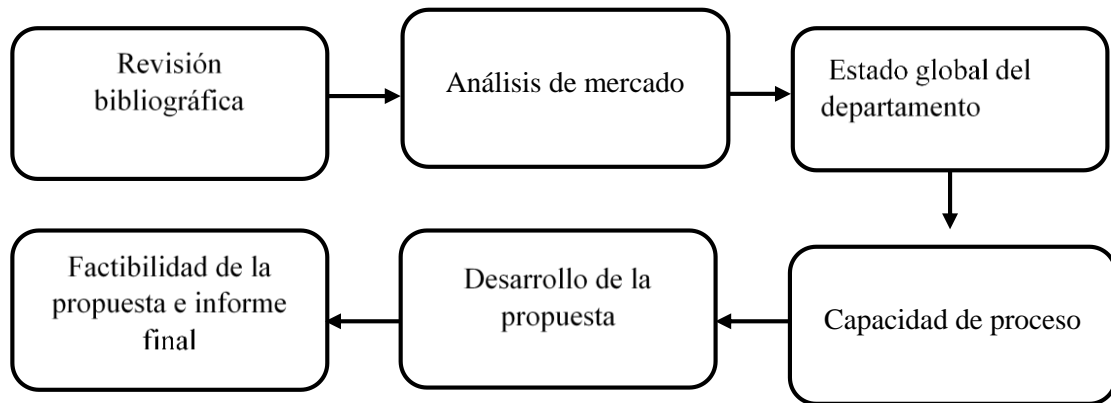
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Categorizar los procesos realizados por el departamento oil & gas de la empresa M&J INGENIERÍA S.A.S.
- Realizar un diagnóstico del estado global del departamento oil & gas de la empresa.
- Identificar el mercado, las oportunidades, los servicios, las tecnologías, y las dificultades de oferta y demanda de los servicios de integridad e inspección de equipos.
- Realizar la factibilidad económica de la propuesta que se quiere implementar en la gestión de diversificación del departamento oil & gas.

3. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA

La metodología realizada en esta práctica empresarial se muestra a continuación:

Figura 5. Diagrama de bloques de la metodología utilizada.



3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Durante la primera fase de trabajo fue necesario desarrollar una revisión bibliográfica en libros, artículos de investigación, revistas, centros tecnológicos de información, reportes económicos y técnicos, normas técnicas etc., enfocados a las nuevas tendencias económicas, evolución, desarrollo y nuevas tecnologías de la gestión de sistemas de integridad e inspección de equipos a nivel nacional e internacional. Seguidamente, se dio inicio a la revisión y verificación de la experiencia técnica en la ejecución de proyectos por parte del departamento de oil & gas de M&J INGENIERÍA S.A.S, en los diferentes sectores económicos del país.

3.2 CATEGORIZACIÓN DE PROCESOS

Para la categorización de los procesos técnicos ejecutados por el departamento de oil & gas de la empresa: se estableció una metodología de dos fases. La primera fase estaba compuesta por una revisión de la base de datos del departamento de oil & gas, la cual contenía todos los proyectos que habían sido trabajados en el sector minero-energético. Seguidamente se elaboró una clasificación de los procesos, unificándolos en dos secciones: proyectos de mantenimiento en gasoductos y tanques, y proyectos de electricidad para el sector de hidrocarburos. Para efectos de interés del presente trabajo, se relacionó únicamente la clasificación de los proyectos de mantenimiento en gasoductos y tanques.

Para la segunda fase se presentaron informes con especificaciones técnicas del desarrollo de los procesos de mantenimiento de gasoductos y tanques (Ver ANEXO F), los cuales se trabajaron durante los años del 2000 al 2008, ya que a partir del 2008 no se ejecutaron mas proyectos por parte del departamento oil & gas. Por consiguiente, en esta segunda fase se identificaron parámetros técnicos, económicos, financieros, y administrativos que fueron utilizados para contribuir en el desarrollo de la propuesta de implementación de los servicios de inspección e integridad equipos, para la reestructuración del departamento oil & gas de la empresa.

3.3 REPORTE DE GESTIÓN DEL DEPARTAMENTO OIL & GAS

Como parte de la estrategia de las organizaciones para optimizar procesos de mejora en las diferentes áreas que componen a una organización, los reportes gerenciales juegan un papel representativo dentro de la estrategia que aplique cada empresa, lo anterior porque es una manera práctica de reconocer los avances positivos y negativos del estado global de cada área de servicio de la empresa. Para

este caso en particular, el desarrollo del reporte de gestión del departamento de oil & gas se tuvo en consideración la información revisada durante el proceso de categorización (Ver ANEXO A) y se integraron los siguientes factores principales; clientes actuales, materiales, equipos, certificados comerciales y matriz DOFA.

3.4 ANÁLISIS DE MERCADO DE LOS SERVICIOS DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS

Una investigación de mercados tiene un aporte muy específico en la planeación de estrategias y la toma de decisiones en una empresa o proyecto, pues dependiendo de los resultados obtenidos, se definen propósitos y guías a seguir para atacar los problemas que se hayan detectado [17]. Para el desarrollo de investigación de mercados de los servicios de inspección e integridad a nivel nacional, se diseñó un plan de trabajo (Ver ANEXO B), el cual tenía como alcance operacionalizar el dinamismo del mercado de los servicios de inspección e integridad de equipos en los diferentes sectores económicos durante los últimos 4 años, identificando oportunidades, tecnologías, aliados, oferta y demanda de los mismos.

3.5 DESARROLLO DE LA PROPUESTA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SERVICIOS DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS.

La globalización de la economía y los factores asociados de incremento de efectividad en la producción, seguridad, calidad etc., están continuamente aumentando la presión en los diferentes sectores económicos de producción. En este contexto, sectores como el minero energético comprenden una serie de instalaciones tales como: ductos, generadores, tanques, estaciones de bombeo, entre otras., las cuales demandan un alto grado de confiabilidad. Por esta razón, se desarrolló una propuesta técnico económica para la implementación de los servicios

de inspección e integridad de equipos a el plan de restructuración del departamento oil & gas. La propuesta contiene un análisis de rentabilidad mediante un flujo de caja financiero de dos proyectos de inspección e integridad (Ver ANEXO C), una proyección de inversión en equipos, flota, maquinaria, y capital de trabajo (Ver ANEXO D) para la implementación y ejecución de los servicios de inspección e integridad y finalmente una tabla de los diferentes tipos de servicios de inspección e integridad equipos que se podrían ofrecer con esta inversión. (Ver ANEXO E).

3.6 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

Un estudio de factibilidad objeta la disponibilidad de los recursos para llevar a cabo los objetivos o metas trazados de un proyecto, propuesta, nuevo producto, etc., apoyándose en tres aspectos principales; operativo, técnico y económico [17]. En este caso, el estudio de factibilidad económica de la propuesta fue realizado para verificar la viabilidad financiera de la inversión de \$781.138.626,31, la cual cumpliera con un retorno de la inversión en un periodo de 5 años. Por lo tanto, para el desarrollo del estudio de factibilidad se trabajó a partir de la información presentada en (Ver ANEXOS C, D, G, I) un balance general del mercado de licitaciones en servicios de inspección e integridad de equipos ofertadas por empresas, tales como: TGI S.A E.S.P, ECOPETROL S.A., MANSAROVAR, a partir del año 2014 hasta el 2017 (Ver ANEXO G) y el plan de inversiones mostrado en la Tabla 6.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 CATEGORIZACIÓN DE LOS PROCESOS

Durante la revisión de los procesos ejecutados por el departamento oil & gas se encontraron diferentes proyectos realizados en el sector minero energético, dentro de los cuales estaban procesos eléctricos y de mantenimiento de tuberías con empresas tales como ECOGAS , TGI S.A. ESP , ECOPETROL S.A. y OXY. La categorización de estos procesos se observa en la Tabla 1, la cual solo indica los procesos de mantenimiento de tuberías del departamento oil & gas, puesto que estos se vinculan indirectamente con los proyectos que involucran los servicios de integridad e inspección de equipos.

Tabla 1. Clasificación de los proyectos de mantenimiento departamento Oil & Gas.

Contrato	Contratante	Contratista	Objeto	Fecha inicio
ECG-VIO-098-2000	ECOGAS	MJ Ingeniería S.A.S	Sistemas de protección catódica, mediante corriente impresa.	18/10/2000 18/12/2000
ECG-VIO-038-2001	ECOGAS	MJ Ingeniería S.A.S	Mantenimiento de los gasoductos de la costa atlántica.	02/02/2001 02/11/2001
ECG-VIO-148-2001	ECOGAS	MJ Ingeniería S.A.S	Mantenimiento de los gasoductos de la costa atlántica.	06/11/2001 06/03/2002

Contrato	Contratante	Contratista	Objeto	Fecha inicio
ECG-VIO-036-2002	ECOGAS	MJ Ingeniería S.A.S	Mantenimiento de los gasoductos de la costa atlántica.	06/03/2002 31/12/2002
5202810	ECOPETROL	MJ Ingeniería S.A.S	Obras para la protección catódica para el fondo de los tanques	12/12/2007 09/07/2008
ECG-VIO-042-2006	TGI S.A. ESP	MJ Ingeniería S.A.S	Potencializar los sistemas de protección catódica en los gasoductos de Mamonal.	04/12/2006 22/03/2007

Se observa que el departamento oil & gas tuvo una fuerte relación técnica y comercial con la empresa ECOGAS durante los años 2000 y 2002, trabajando sobre el mismo proyecto inicial de mantenimiento de los gasoductos de la costa atlántica. Posteriormente, entre el 2006 y 2008 el departamento ejecuta dos proyectos en instalación y mantenimiento de sistemas de protección catódica, con las empresas ECOPETROL S.A. y TGI S.A. ESP.

Finalmente, se identificó un patrón de decremento a partir del año 2008, en la demanda y oferta de los servicios de mantenimiento de tubería y sistemas de protección catódica del departamento oil & gas.

4.2 REPORTE DE GESTIÓN DEL DEPARTAMENTO OIL & GAS

4.2.1 Clientes y aliados En la tabla 2 se identifica la base de datos de clientes y aliados del sector minero energético con los que actualmente la empresa M&J

INGENIERÍA S.A.S tiene un relación comercial, debido a las diferentes áreas de trabajo que atiende la empresa.

Tabla 2. Clientes y aliados del departamento oil & gas.

CLIENTES DEL DEPARTAMENTO OIL & GAS
OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION (OXY)
HOLCIM
ISA
ECOPETROL
INSERCOR
HIDROSOGAMOSO
TGI
ESSA
ALIADOS DEL DEPARTAMENTO OIL & GAS
RPH Ingeniería & construcción
REGENERACIÓN
3ED

La anterior relación de clientes y aliados expuesta en la Tabla 2 muestra un fuerte vínculo comercial con los diferentes titanes del sector petrolero, petroquímico y energético, en pocas palabras, facilitando la viabilidad comercial y económica de implementar servicios de inspección e integridad de equipos al área de ingeniería oil & gas de la empresa.

4.2.1 Materiales y equipos La corta experiencia del departamento oil & gas durante los años 2000 – 2008, permitió que se adquirieran materiales y equipos de alto valor económico y técnico. No obstante, muchos de estos activos, los cuales se representan en la Tabla 3, han sido utilizados en diferentes áreas de ingeniería de la empresa debido a la inactividad del departamento durante los últimos 9 años. De cualquier modo, actualmente en las licitaciones de los proyectos de inspección e integridad de equipos aun demandan materiales y equipos, de los cuales muchos están en el inventario del departamento oil & gas. De lo anterior, se considera que

existe un potencial grande en materia de equipos para implementar los servicios de inspección e integridad de equipos en el departamento oil & gas.

Tabla 3. Materiales y equipos del departamento oil & gas.

Materiales y equipos del departamento oil & gas	
Cámara termográfica	Equipo de comunicación
GPS Submétrico	Telurómetro
Equipo batimetría	Voltímetro
Inclinómetro	Martillo neumático
Piezómetro	Motobomba
Video Beam	Guadañadora
Vehículos	Motosierra
Vehículos	Transformador eléctrico
Vehículos	Herramientas menores
Extintores 20 Lb	Equipo de Seguridad HSE

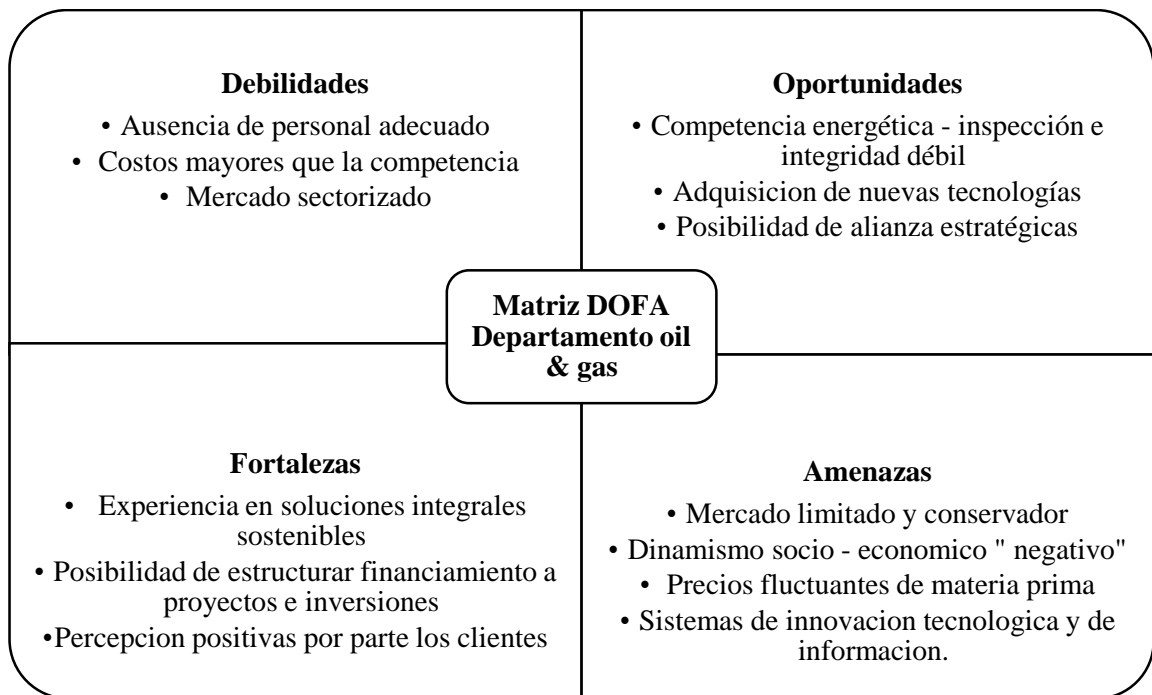
4.2.2 Certificados comerciales Se encontró que la empresa cuenta con los siguientes certificados comerciales, como se observa en la Tabla 4. Estos certificados le han sido útiles durante todo su trayecto en el ofrecimiento de soluciones de ingeniería en sus diferentes áreas, pero desafortunadamente estas certificaciones no fueron utilizadas de manera provechosa para el departamento oil & gas, debido a que el departamento se convirtió en un “segmento desatendido” después del año 2008 cuando fue ejecutado el proyecto de sistemas de protección catódica en la tubería y los tanques de la refinería de Cartagena, de la empresa ECOPETROL S.A.

Tabla 4. Certificados comerciales M&J INGENIERÍA S.A.S.

CERTIFICADOS M&J INGENIERIA S.A.S
NORSOK -S - 006: 2003
ISO 9001 - 2015
ISO 14001 - 2015
OSHAS - 18001
RUP

4.2.3 Matriz DOFA del departamento oil & gas La matriz DOFA como método de planificación que permite tener los enfoques claros de cuáles son los aspectos buenos y malos de un área de trabajo. Por lo anterior, el desarrollo de la matriz DOFA para el departamento oil & gas, fue un herramienta clave para el control y reorganización del mismo, considerando que el área llevaba 9 años fuera de operación y presentaba deficiencias a nivel organizacional en términos de su estructura. La matriz DOFA creada para el departamento oil & gas se puede observar en la Figura 6.

Figura 6. Matriz DOFA del departamento oil & gas.



4.3 ANÁLISIS DEL MERCADO DE LOS SERVICIOS DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD EQUIPOS

4.3.1 Empresas de servicios de inspección e integridad de equipos Se visitaron alrededor de 11 empresas del sector metalmeccánico, dedicadas a prestar servicios de inspección e integridad de equipos. En el plan de trabajo (Ver ANEXO B) se habían contemplado aproximadamente 21 empresas en las diferentes ciudades del país, pero por razones de planeación, estrategia y costo, se visitaron 11 empresas entre las ciudades Bucaramanga y Bogotá D.C.

En la Tabla 5 se observan las empresas con las cuales fue ejecutado el plan de investigación de mercado (Ver ANEXO B), donde varias de ellas expresaron una ausencia en el dinamismo de sus economías, esto por supuesto debido a la difícil crisis por la que cruza el sector minero energético. Una crisis que ha generado que las empresas entren en una competencia de “bajos costos”, la cual afecta directamente la calidad de los servicios de inspección e integridad de equipos y por ende la mano de obra de los profesionales.

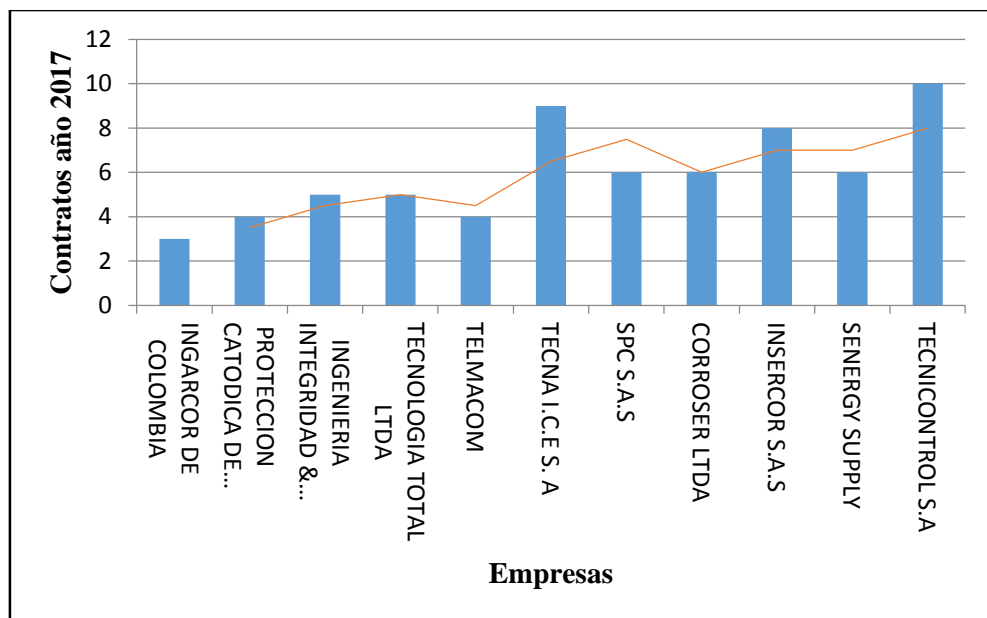
Tabla 5. Empresas oferentes de servicios de inspección e integridad de equipos.

Empresa	Ciudad
INGARCOR DE COLOMBIA	Bucaramanga
PROTECCION CATODICA DE COLOMBIA	Bucaramanga
TECNOLOGIA TOTAL LTDA	Bogotá D.C
TELMACOM	Bogotá D.C
TECNA I.C.E S. A	Bogotá D.C
SPC S.A.S	Bogotá D.C
CORROSER LTDA	Bogotá D.C
INSERCOR S.A.S	Bogotá D.C
SENERGY SUPPLY	Bogotá D.C
INSERCOR S.A.S	Bogotá D.C
TECNICONTROL S.A	Bogotá D.C

Los resultados mostrados en la Figura 7 permiten identificar de primera mano un mercado competitivo, en el cual ninguna de las empresas es más competitiva que la otra. En otras palabras, se presenta es un mercado segmentado por una competencia de bajos precios y una oferta de baja calidad en términos de servicio. Finalmente, se aprecia en los resultados obtenidos que durante el último año el análisis de la demanda de servicios ha sido dominado por empresas como TECNA I.C.E S.A, INSERCOR S.A.S, TECNICONTROL S.A, debido a que estas empresas tienen una infraestructura más robusta y han diversificado ofreciendo otro tipo de soluciones de ingeniería adaptándose a las nuevas disrupciones tecnológicas.

4.3.2 Demanda de los servicios de inspección e integridad de equipos

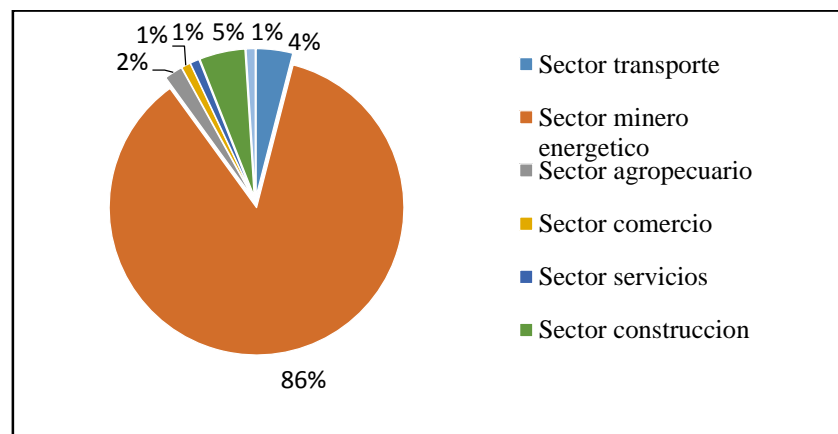
Figura 7. Demanda de servicios de integridad e inspección por empresa en el 2017.



4.3.3 Sectores económicos e inversión En la figura 8 se observa como se ha comportado la demanda de los servicios de inspección e integridad de equipos en los diferentes sectores económicos del país según el concepto de los industriales

oferentes de estos servicios. De los resultados obtenidos, se identificó la economía parcializada que tiene el país en función del sector minero-energético. Por consiguiente, las empresas ofertantes de los servicios de integridad e inspección de equipos se les hace más rentable promover sus servicios en el sector minero energético que en cualquier otro sector económico. Asimismo, sectores de productividad como el de transporte y agropecuario, han sido, según el concepto de las empresas que ofertan servicios de inspección e integridad, economías que subestiman las ventajas de mantener sus infraestructuras, plantas, fabricas, entre otros, en un estado mecánico óptimo y por ende, el resultado ha sido baja demanda de los servicios de inspección e integridad de equipos por parte de estas industrias. Para sorpresa, no es el único factor que condiciona la baja demanda de los servicios. Existe otro argumento planteado por las compañías entrevistadas, obedece que a la ausencia de inversión pública y privada en estos sectores económicos, lo cual afecta de manera directa la capacidad de inversión de las industrias agropecuarias y de transporte en el mantenimiento e integridad de sus activos e infraestructuras.

Figura 8. Comportamiento de los SGIE en los sectores económicos.

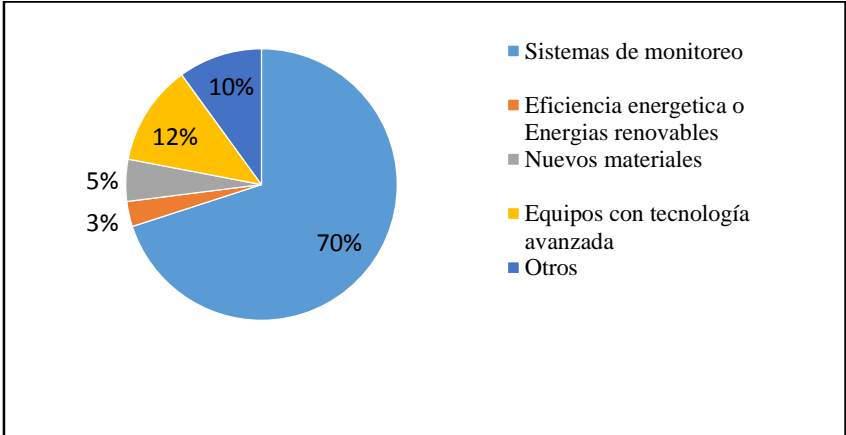


En la figura 9 se identifican los resultados obtenidos en términos de inversión tecnológica durante los últimos tres años, por parte de las empresas visitadas en la realización del plan de investigación de mercados (Ver Anexo B). Los sistemas de

monitoreo representan un 70 % de la inversión, debido a las nuevas metodologías y esquemas de proceso de trabajo que garantizan el correcto rendimiento de un activo basado en su confiabilidad y disponibilidad. No obstante, estas nuevas metodologías están combinadas con la tecnología, abordando la aplicación y la implementación de una manera adecuada con el fin de garantizar el rendimiento confiable del ciclo de vida del activo y, al mismo tiempo, la rentabilidad y el cumplimiento de las necesidades de cada empresa.

Los equipos con tecnología avanzada es otra de las tendencias que los empresarios últimamente han optado por implementar, buscando optimizar tanto el rendimiento, como la calidad de los servicios de integridad e inspección de equipos. Por otro lado, y a pesar de las buenas intenciones y las altas inversiones en equipos con tecnología sofisticada, los resultados no han sido del todo exitosos debido al acelerado crecimiento de la tecnología que cada vez es más “agresiva” con este tipo de servicios, obligándolos a digitalizarse o desarrollarse mediante software.

Figura 9. Análisis del tipo de inversión por empresa.



4.4 DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE LOS SERVICIOS DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS.

La propuesta comprende una idea de inversión en equipos, materiales, maquinaria, y capital de trabajo para implementar los procesos de inspección e integridad de equipos, para complementar el plan de reestructuración del departamento oil & gas de la empresa M&J INGENIERIA S.A.S. Además, conociendo que la integridad de activos más que un servicio es una disciplina de la ingeniería que busca alinearse con las mejores y más sofisticadas prácticas de la industria, para responder ante los requerimientos de seguridad que plantean nuestros sectores económicos en la actualidad. Por esta razón, se generó el plan de inversión general, para implementar los procesos de inspección e integridad de equipos, el cual está descrito en la Tabla 6. Este contempla que de una inversión de \$ 781.138.626,31, el 27% representan los recursos propios del departamento, avaluados en \$ 213.990.835,73, los cuales se encuentran descritos en la Tabla 3. El 73% que equivale a \$ 567.147.790,58, se analizó como un crédito de inversión a tomar con el Banco de Comercio Exterior de Colombia.

Tabla 6. Plan de inversión general, procesos de inspección e integridad de equipos.

Herramientas /Materiales	\$ 120.295.443,28	%
Equipos	\$ 248.546.323,98	
Flota	\$ 142.650.060,00	
Maquinaria	\$ 234.646.799,04	
Capital de trabajo	\$ 35.000.000,00	
Total inversión	\$ 781.138.626,31	
Recursos Propios	\$ 213.990.835,73	27%
Crédito	\$ 567.147.790,58	73%

El plan de inversión general para la implementación de los servicios de inspección e integridad de equipos, anteriormente descrito en la Tabla 6, contiene una descripción más específica de cómo fue distribuida a la inversión en términos de

equipos, flota, maquinaria, y capital de trabajo (Ver ANEXO D). De la misma manera, se adjunta una descripción en (Ver ANEXO E), que caracteriza el alcance de los diferentes tipos de servicios de inspección e integridad equipos que se podrían ofrecer como soluciones de ingeniería para el sector minero energético.

4.4.1 Análisis de rentabilidad de los proyectos # 4000419 ECOPELROL, ECG-

VIO-042-06 TGI S.A. E.S.P Una vez realizado el análisis de rentabilidad y el flujo de caja de los dos contratos (Ver ANEXO C), se definieron los costos directos e indirectos de cada uno de los proyectos con los que se establecieron un promedio de costos para ambos contratos, y finalmente se dispuso de estos valores en la Tabla 7 para realizar el estudio final factibilidad de la inversión considerando los costos tanto de un proyecto ya ejecutado (Ver ANEXO A, Figura 10) como de uno por ejecutar (Ver ANEXO H, Figura 90). De la misma forma, se obtuvo la tasa interna de rentabilidad (TIR) respectivamente para cada caso en la Tabla 7. Para el caso del contrato ECG – VIO -042 -06, una tasa de rentabilidad del 18% efectiva anual indicó que fue un contrato rentable para la empresa. Asimismo, para el proyecto No. 4000419, que era un proyecto sin ejecutar, una tasa de rentabilidad del 16 % infirió un criterio de aceptación del proyecto, en pocas palabras, que sería rentable para la empresa ejecutar ese proyecto en caso de ser adjudicado.

Tabla 7. Costos promedio para proyectos ECG –VIO -042 -06, No.4000419.

Costos promedios de proyectos			
Descripción	Proyecto 1 ECOPELROL	Proyecto 2 TGI	Promedio
Mano de obra	5%	7%	6%
Materiales	31%	23%	27%
Equipos	9%	19%	14%
Otros costos	24%	23%	24%
TIR	16%	18%	
Gastos admón. /Venta	20%	10%	15%

4.5 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

A partir del estudio del comportamiento de la oferta de licitaciones en procesos de inspección e integridad de equipos para industrias como la minera, petroquímicas y de hidrocarburos, el cual se evaluó a partir de los últimos cuatro años pasados, contando a partir del presente año (Ver ANEXO G). Se identificaron 3 aspectos relevantes para realizar el estudio de factibilidad. El primer aspecto identificado fue la disminución constante de oferta de proyectos a través del tiempo. El segundo criterio que se observó hace referencia a la inversión sectorizada en temas de confiabilidad e integridad de equipos hacia el sector minero energético, porque los \$71.535.231.896, son el promedio de inversión por parte de las empresas de hidrocarburos únicamente. Lo anterior significa que la economía del país es aun dependiente de la fluctuación de la industria petroquímica o de hidrocarburos y su notable depreciación en términos económicos hasta el presente año ha neutralizado parcialmente las demás industrias nacionales, en especial, industrias de servicios como la de integridad y confiabilidad de equipos. Finalmente el estudio arrojó un valor de \$ 1.430.704.637,93 mdp, el cual es equivalente al 2 % del promedio de las licitaciones de los últimos 3 años.

Con el valor \$ 1.430.704.637, 93 mdp, que fue el promedio de las licitaciones de los últimos 3 años, junto con los costos promedio de los proyectos analizados en la Tabla 7, y el plan de inversión general descrito en la Tabla 6, permitieron establecer el estado final de resultado de estudio de factibilidad de la propuesta de implementación de servicios de integridad e inspección de equipos en la empresa. Parte del desarrollo de cálculos para el estado de resultado y el flujo de caja de la factibilidad de la propuesta (Ver ANEXO I), los resultados definitivos se pueden observar en Tabla 8 y Tabla 9.

Tabla 8. Estado de resultados final de la factibilidad del plan general de inversión.

Estado de Resultados		0	1	2	3	4	5
Ventas	100%	1.430.704.638	1.495.086.347	1.562.365.232	1.632.671.668	1.706.141.893	
MOD	9%	128.763.417	134.557.771	140.612.871	146.940.450	153.552.770	
Materiales en relación a las ventas	27%	386.290.252	403.673.314	421.838.613	440.821.350	460.658.311	
Equipos	15%	214.605.696	224.262.952	234.354.785	244.900.750	255.921.284	
Otros Costos	23%	329.062.067	343.869.860	359.344.003	375.514.484	392.412.635	
Utilidad Bruta	26%	371.983.206	388.722.450	406.214.960	424.494.634	443.596.892	
Gastos de Administración	12%	178.078.991	188.763.731	200.089.555	212.094.928	224.820.624	
Depreciación	7%	100.908.413	100.908.413	100.908.413	100.908.413	100.908.413	
Utilidad Antes Impuesto	7%						
Intereses		92.995.801	99.050.306	105.216.993	111.491.293	117.867.855	
(-) Intereses Crédito		73.729.213	62.351.723	49.495.159	34.967.243	18.550.697	
(+)utilidad en venta de activo fijo							111.920.794
(-) Perdida en venta activo fijo							166.982.699
Utilidad Antes Impuestos		19.266.589	36.698.583	55.721.833	76.524.050	44.255.254	
Impuesto		6.550.640	12.477.518	18.945.423	26.018.177	15.046.786	
Utilidad Neta		12.715.949	24.221.065	36.776.410	50.505.873	29.208.467	

Tabla 9. Flujo de caja del estado final de la factibilidad del plan de inversión general.

Flujo de Caja Libre		0	1	2	3	4	5
Ebitda			193.904.214	199.958.719	206.125.406	212.399.706	218.776.268
(-) impuestos sobre UAII e Ing No Operacional			-31.618.572	-33.677.104	-35.773.777	-37.907.039	-21.354.023
(-) Inversión en activos fijos		-746.138.626					
(-) Inversión en Capital de Trabajo		-35.000.000	-4.640.848	-4.849.686	-5.067.922	-5.295.979	
(+) Ingresos por activos fijos							111.920.794
(+) Prestamos		567.147.791					0
(-) Pago Capital			-87.519.152	-98.896.642	-111.753.206	-126.281.122	-142.697.668
Flujo de Caja		-213.990.836	70.125.641	62.535.287	53.530.500	42.915.565	166.645.371
VNA	\$ 64.964.769	Valor después de recuperar la inversión					
TIR	21% Anual						

A partir de los resultados obtenidos del flujo de caja del estado final de la factibilidad del plan de inversión, el proyecto presento una factibilidad económica viable siempre y cuando se logren ingresos anuales superiores a los \$ 1. 400.000.000 mdp, que son equivalentes al 2 % del promedio de las licitaciones (Ver ANEXO G, Tabla 12)

de los últimos tres años. Adicionalmente se recomienda que se deba mantener una estructura de costos y gastos máxima del 94% sobre el total de los ingresos.

La inversión total por parte de la empresa para ejecutar la propuesta de inversión en servicios de integridad e inspección de equipos para ser ofertados por parte del departamento oil & gas, es de \$ 781.138.626,31 mdp, de los cuales la empresa cuenta con el 27% como recursos propios y se accederá a una deuda (Ver ANEXO I, Tabla 14) con el Banco de Comercio Exterior de Colombia sobre el 73% restante, a un plazo de 5 años a una tasa DTF + 7 puntos.

Una vez terminado el periodo de los 5 años, la proyección financiera estima que los resultados del proyecto equivaldrán a una valor presente neto (VNA) de \$ 64.964.769 mdp, después de recuperar la inversión y ser descontados a un WACC del 11% anual (Ver ANEXO I, Tabla 16). Por otra parte, el indicador de rentabilidad del proyecto (TIR) presentó un valor muy favorable del 21%, la cual corrobora la factibilidad de la propuesta de implementación de los servicios de inspección e integridad de equipos al departamento oil & gas de la empresa M & J INGENIERIA S.A.S

5. CONCLUSIONES

La factibilidad económica del proyecto aprobada está sujeta a unas condiciones de operación de costos y gastos máximos del 94 % sobre los ingresos totales de cada uno de los proyectos que se liciten durante los siguientes 5 años. Estas condiciones son un factor riesgo operativo y económico para la empresa, ya que la tipología para cada uno de los proyectos en inspección e integridad de activos es diferente, lo cual quiere decir que estandarizar las condiciones operativas de costos y gastos para este tipo de proyectos afecta directamente el 21% de rentabilidad del proyecto de inversión.

Se cumplió con el objetivo principal del presente trabajo, ya que se logró desarrollar una propuesta de inversión factible, para la reestructuración del departamento oil & gas de la empresa M&J INGENIERÍA S.A.S para implementar los servicios de integridad e inspección equipos.

En el desarrollo de la propuesta se lograron identificar las fortalezas, debilidades, amenazas y oportunidades del departamento oil & gas, se evaluaron los proyectos éxitos en la ejecución de servicios de monitoreo e inspección de sistemas de protección catódica y mantenimiento de gasoductos, se analizaron los diferentes entornos del mercado de los servicios en gestión de integridad e inspección de equipos, los cuales fueron base fundamental para la generación de la propuesta de inversión para el plan de reestructuración del departamento oil & gas.

La propuesta de inversión planteada es un modelo a pequeña escala para optimizar el crecimiento de la empresa, que ayuda a identificar diferentes oportunidades de mejora para posteriormente generar una estrategia más robusta que este alineada

con los objetivos organizacionales y pueda generar resultados de mayor impacto para satisfacer toda la cadena de valor de la empresa.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar una investigación de mercado más amplia y con mayor detalle sobre el entorno actual de la demanda de los servicios de inspección e integridad de equipos, que permita establecer un panorama más claro, con indicadores económicos, de inversión y de tecnología más precisos y que abarque un rango de acción más amplio que tenga en cuenta los diferentes departamentos con proyección de crecimiento económico.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification For Pipe Line. Exploration and Production Department. API 5L, 2004.
- [2] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Managing System Integrity of Gas Pipelines, ASME B31, 8S, 2016.
- [3] BABOIAN, R. NACE, Corrosion Engineer's Reference Book. 3e, Huston, Texas, Nace International, 2002.
- [4] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk Based Inspection Technology, 2nd Edition, API RP 580, 2008.
- [5] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, API 1160, 2008.
- [6] ROBERGE, P., Handbook of Corrosion Engineering. 1st Edition, Mc Graw Hill, Pag. 863-919, 2000.
- [7] TEUTONICO, M., MAFRENDI C., SOULA G., Sistemas de Integridad de Ductos. Gas Natural, Pag. 30 -122, 2010.
- [8] NAVAS, C., Inspección de Soldadura Empleando el Ensayo de Ultrasonido en Lugar de Radiografía. Tecnicontrol S.A, Pag. 1 -17, 2011.
- [9] FRANCO, J., SANJOSE J., Ensayos No Destructivos Para la Industria y Construcción, Zaragoza, España, Prensas Universitarias de Zaragoza, 2016.
- [10] MARQUEZ, C., MARQUEZ A., Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos, Sevilla, España, Ingeman, 2012.
- [11] TIMMINS, P. F., Solutions to Equipment Failures, United States of America, ASM International, 2000.
- [12] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Fitness for Service, API 579 / ASME FFS -1 2007, Washington D.C, Jun, 2007.
- [13] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Inspection Planning Using API RBI Technology, API RP 581 Part 1, Washington D.C, 20005, Sep, 2008.

- [14] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Determination of Probability of Failure in an API RBI Assessment, API RP 581 Part 2, Washington D.C, 20005, Sep, 2008.
- [15] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Consequence Analysis in an API RBI Assessment, API RP 581 Part 3, Washington D.C, 20005, Sep, 2008.
- [16] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Damage Mechanism in the Refinery and Petrochemical Industry, API RP 571, Washington D.C, 20005, 2007.
- [17] GONZALES, E., HERNANDEZ, C., Gestión Empresarial “Oportunidades de mejora en los Negocios”, Sonora, México, Instituto Tecnológico de Sonora, 2012.

BIBLIOGRAFÍA

ACKOFF, Russell L. El paradigma de Ackoff, Limusa Wiley, 2002.

GUNS, Bob. Aprendizaje organizacional. Como mantener la Competitividad. Primera edición, Prentice Hall, México 1996.

MOJICA, Francisco Jose. Análisis del siglo XXI, Alfaomega, 1998.


PRADA, Raymond. Creatividad e Innovación Empresarial, 2002.

HITT, Michael A. Administración estratégica. Competitividad y conceptos de globalización.

VAN DER HEIJDEN, Kess. Escenarios – El arte de prevenir el futuro, Panorama, 1998.

ANEXOS

ANEXO A. Contratos del Departamento Oil & Gas, M&J INGENIERIA S.A.S


TGI S.A. ESP
228 DEC '07 11:17:48



EL GERENTE DE INFRAESTRUCTURA DE LA TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR TGI S.A. ESP
105616
NIT: 900.134.459-7

CERTIFICA QUE:

De acuerdo con la Ley 226 de 1995 el Gobierno Nacional expidió el Decreto N°. 1404 del 5 de mayo de 2005, "por el cual se aprueba el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. ESP, TGI S.A. ESP".


En desarrollo del contrato de enajenación de activos, derechos y contratos de Ecogás, TGI S.A. ESP recibió a título de cesión el contrato ECG-VID-042-06 suscrito entre Ecogás y UT M&J alfaelectric - Insercor Ltda., con NIT: 900.117.353-3 los cuales se describen a continuación:

Contrato No.	ECG-VID-042-06
OBJETO:	POTENCIALIZACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA EN LOS GASODUCTOS CUSIANA - LA BELLEZA, CUSIANA, APIAY - USME, APIAT - TERMOCOA, BARRANCA - PUERTO SALGAR Y MORICHAL - YOPAL, INSPECCIÓN OCVS LA LINEA CUSIANA - LA BELLEZA
FECHA DE INICIO	4 de Diciembre de 2006
FECHA TERMINACIÓN	22 de marzo de 2007
VALOR INICIAL (Antes de IVA)	\$ 513.819.486
VALOR ADICIONAL 1	\$ 0
VALOR TOTAL CONTRATO (Antes de IVA)	\$ 513.819.486
VALOR PAGADO (Antes de IVA)	\$ 509.357.910 114,45


GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ
 Carrera 34 No. 47 - 51 P.O. BOX 57171 BOGOTÁ FAX: 57171632 5525
 Bogotá, Colombia, S.A. www.ingenieria.com.co

Figura 10. Contrato ECG – VIO -042 – 2006, TGI S.A. ESP


 Libertad y Orden

9/17/14
 06/11/2001
 15/03/2002

ECGAS S.A. ENVIAA/001408
 Fecha: 2004/01/27 Hora: 09:15:38 AM

N° ECG-VIO-148-01

 NIT. 891.005.991-4

LA SUSCRITA SECRETARIA GENERAL DE LA EMPRESA COLOMBIANA DE GAS
 Ecogás

CERTIFICA

Que la firma **M & J ALFA ELECTRIC LTDA**, identificado con NIT-800.163.101-0 fué contratista de ecogás, ejecutó el contrato **ECG-VIO-148-01**, cuyo objeto fué la *operación y mantenimiento de los gasoductos de la Costa Atlántica* se realizó así:

1. Verificación de la calibración, volúmenes y parámetros de medición instalados en los puntos de recibo y entrega con la utilización de equipos adecuados.
2. Coordinación con el Productor y/o demás agentes, el recibo y medición del gas entregado para transporte.
3. Operación y mantenimiento de gasoductos, estaciones y equipos en general.
4. Mantenimiento predictivo y preventivo de equipos (válvulas de corte, derivación, actuadores, mediciones, rectificadores, etc.).
5. Realizar balance de gas mediante la toma de las lecturas de los volúmenes de gas recibidos y entregados día a día, comparación con los volúmenes nominados, liquidación y reporte según requerimientos.
6. Inspección y revisión periódica del estado externo de la tubería (cruces aéreos, estaciones, trampas etc.) válvulas, accesorios y así como los accesos y derechos de vía a lo largo de los gasoductos.
7. Mantenimiento preventivo y correctivo según lo establecido en las licencias ambientales, planes de contingencia, estudios de seguridad, el código ANSI B31.8, normas técnicas y la legislación colombiana.
8. Adopción de medidas para mitigar y controlar el impacto ambiental de todos los trabajos realizados en desarrollo del contrato de operación y mantenimiento.
9. Revisión, operación y mantenimiento preventivo y predictivo de sistemas de protección catódica instalados en los diferentes gasoductos. Indicación de frecuencias de inspección del sistema de protección catódica (tomando potenciales etc.), reporte de daños en los equipos instalados (rectificadores, transformadores etc.), y aquellos donde se requiera un mantenimiento preventivo para evitar el daño de equipos.
10. Desarrollo de todas las operaciones administrativas, de coordinación de operaciones, de facturación, de manejo de personal, de mantenimiento, de mejoramiento y actualización tecnológica de la instalación, de gestión de compras de materiales y repuestos, de labores de transporte de gas y demás actividades necesarias para realizar una operación segura y garantizar la continuidad del servicio.
11. Cancelación oportuna de los servicios públicos (agua, luz, etc.) en instalaciones de los gasoductos.
12. Mantenimiento preventivo de las instalaciones incluyendo y sin limitarse a:
 - a. Engrase de válvulas de corte, derivaciones y de cada una de las válvulas existentes en las estaciones de los gasoductos.
 - b. Aplicación de pinturas a las líneas aéreas, válvulas y accesorios de los gasoductos y estaciones con trampas, city Gate etc.
 - c. Limpieza periódica de la maleza (según Plan detallado de trabajo, con el objeto de mantener las instalaciones y válvulas de línea y derivaciones dentro de los parámetros de seguridad.
 - d. Mantenimiento preventivo de actuadores de válvulas.
13. Elaboración de protocolos de operación con los agentes involucrados en los gasoductos.

Certificado No 37 Página 1 de 3

Carrera 34 No. 4 - 51
 PBX: 57 (7) 632-0002
 Fax: 57 (7) 632 5525

Figura 11. Contrato ECG-VIO-148-2001, ECOGAS


	RESUMEN DE LA CONTRATACIÓN	FECHA DE LEGALIZACIÓN OCTUBRE 18 DE 2000.
	TIPO DE DOCUMENTO	
CONTRATO <input checked="" type="checkbox"/>	CONSULTORÍA <input type="checkbox"/>	SERVICIOS <input type="checkbox"/>
ORDEN DE SERVICIO <input type="checkbox"/>	PREST. SERVIC. PROFESIONALES <input type="checkbox"/>	SUMINISTROS <input type="checkbox"/>
		INTERVENTORÍA <input type="checkbox"/>
		OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO <input type="checkbox"/>
NÚMERO ECG-VIO-098-00		
INFORMACIÓN GENERAL DEL CONTRATO		
OBJETO DEL CONTRATO Optimización del sistema de protección catódica mediante la instalación del sistema de corriente impresa para el centro operacional de Remediosbeheje.		
INTERVENTOR A CARGO: Vicepresidencia de Ingeniería y Operaciones- Ing. Halder Lugo.		
NOMBRE O RAZÓN SOCIAL DEL CONTRATISTA	M&J ALFA ELECTRIC LTDA.	NIT: 900-163-101-7, C.C.
TELÉFONO: 6340275.	DIRECCIÓN: Calle 50# 25-08	CIUDAD: BARRANQUILLA
PERIODO DE EJECUCIÓN	60 DÍAS <input checked="" type="checkbox"/>	MESES <input type="checkbox"/>
FECHA DE FINALIZACIÓN:	60 días calendario después de acto de inicio.	
RÉGIMEN SIMPLIFICADO <input type="checkbox"/>	AUTORRETENEDOR SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/>	GRAN CONTRIBUYENTE SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/>
IWA COMÚN <input checked="" type="checkbox"/>		
VALOR Y FORMA DE PAGO		
VALOR FIJO MENSUAL	CDP No. 342	
VALOR GLOBAL \$ 1.461.973,36=	CONSIGNAR CUENTA No.	
FACTOR MÚLTIPlicADOR <input type="checkbox"/> BASE ANU <input type="checkbox"/>	UTILIDAD <input checked="" type="checkbox"/> BANCO <input type="checkbox"/>	
IWA 15 % \$ 219.296=	VALOR TOTAL + IVA \$ 1.470.533,951=	T.R.M.:
SI EL VALOR ES EN DÓLARES	a. AL DÍA DE ELABORACIÓN DE LA FACTURA	b. AL DÍA DE ACEPTACIÓN DE LA FACTURA
	c. A LA FECHA DE PRESENTACIÓN DE LA FACTURA	
FORMA DE PAGO: (TRANSCRIBIR CLÁUSULA DEL CONTRATO:		
ANTICIPÓ 30%	AMORTIZACIÓN <input checked="" type="checkbox"/>	MENSUALIDADES <input type="checkbox"/>
<p>Se le cancelará al contratista un anticipo del 30% del valor del contrato una vez legalizado el mismo. Un primer pago por un valor equivalente al 50% del valor del contrato con posterioridad al avance del trabajo en un 50% de acuerdo con la aprobación del adm. del contrato. De este pago se descontará o amortizará el 50% del valor cancelado como anticipo. Un último pago por un valor equivalente al saldo del valor final del contrato, con posterioridad a la entrega de la obra final y los documentos finales a satisfacción de ECOGAS. De este valor se descontará el valor restante cancelado como anticipo. Para este último pago debe anexas el contratista el acta de recibo final.</p>		
DATOS REFERENCIALES:		

Figura 12. Contrato ECG-VIO-098-2000, ECOGAS

D / M / AÑO
7 / 03 / 2002
15 / 01 / 2003



N° ECG-VIO-036-02

**CONTRATO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
LOS GASODUCTOS DE LA COSTA ATLANTICA**

1. GENERALIDADES

1.1 IDENTIFICACION

✓ ecogás

000036

Número del Contrato	ECG - VIO -
Razón Social	EMPRESA COLOMBIANA DE GAS- ecogás
Identificación Tributaria	804 - 005 - 081 - 6
Representante Legal	Juan Carlos Duarte Torres
Identificación	C.C. 91'225.825 de Bucaramanga
Dirección	Carrera 29 J 45 - 94, Piso 8
Ciudad	Bucaramanga - Santander
Teléfono	6431888
Fax	6431888 Ext. 169

✓ EL CONTRATISTA

Razón Social	M&J ALFA ELECTRIC LTDA
Identificación Tributaria	800-163-101-7
Representante Legal	LUIS ANTONIO MOJICA FIGUEROA
Identificación	91.243.115 de Bucaramanga
Dirección	CALLE 50 No 25-66 Barrio Sotomayor.
Ciudad	Bucaramanga
Teléfono	6430514-6430212-6430529-6430212
Fax	6430212

Figura 13. Contrato ECG-VIO-036-2002, ECOGAS

CONTRATO N° 5202810

N° 5202810

Contratantes o Partes: Son:

a) **ECOPETROL S.A.**, (en adelante **ECOPETROL**) Sociedad de Economía Mida de carácter comercial del orden nacional, de acuerdo con la Ley 1116/06, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con domicilio principal en Bogotá, D.C., con NIT 899.999.088-1 (que en este acto obra como Mandatario de la Sociedad Refinería de Cartagena S.A.), representada por **CARLOS ALBERTO MOLINA FREYLE**, identificado con la cédula de ciudadanía No. 73.086.101 expedida en Cartagena, quien actúa en su condición de **LIDER DE ABASTECIMIENTO ASOCIADAS CARTAGENA**, facultado para suscribir el presente **Contrato** de conformidad con lo dispuesto en el Manual de Control Administrativo y en el Reglamento de Autorizaciones y Contratación Refinería de Cartagena S.A., y

LA UNION TEMPORAL M&J - INSERCOR LTDA constituido según acuerdo suscrito el día (2) de noviembre de 2007 por: **M&J INGENIERIA S.A.**, sociedad constituida mediante Escritura Pública N° 2816 del 18 de noviembre de 1991, otorgada en la Notaría sexta del Circuito Notarial de Bucaramanga y con NIT N° 800.163.101-7, con domicilio principal en Bucaramanga; y **INSERCOR LIMITADA**, sociedad constituida mediante Escritura Pública N° 0001144 del 24 de julio de 2000, otorgada en la Notaría tercera del Circuito Notarial de Bogotá y con NIT N° 830.074.398-4, con domicilio principal en Bogotá; **LA UNION TEMPORAL M&J - INSERCOR LTDA** que para los efectos de este acto se denomina el **CONTRATISTA**, representado por **HENRY HUMBERTO LIZCANO PAEZ**, mayor de edad, vecino de la ciudad de Bucaramanga, identificado con la cédula de ciudadanía N° 13.838.833 expedida en Bucaramanga.

En las condiciones anotadas, **ECOPETROL** y el **CONTRATISTA** hacen constar, por el presente documento, que han celebrado un contrato, previas las siguientes:

CONSIDERACIONES:

- a) **ECOPETROL** tramitó el **PS** No. 511891 con el propósito de contratar **OBRAS PARA LA PROTECCION CATODICA DE LOS FONDOS DE LOS TANQUES DE LAS PLAYAS 1 NY 2 MEDIANTE EL USO DE CORRIENTE IMPRESA TANTO PARA LOS TANQUES Y SUS TUBERIAS ANEXAS EN LA REFINERIA DE CARTAGENA S.A.**
- b) **LA UNION TEMPORAL M&J - INSERCOR LTDA** presentó propuesta en el **PS** mencionado, la cual fue evaluada de conformidad con las reglas previstas al respecto en los **DPS**.
- c) El día 25 de octubre de 2007, **ECOPETROL** aceptó la oferta presentada por **LA UNION TEMPORAL M&J - INSERCOR LTDA**.
- d) El **CONTRATISTA** dará estricto cumplimiento a todas las obligaciones establecidas en este **Contrato** y en los **DPS**, así como a lo ofrecido en la propuesta con la cual participó en el **PS**. Adicionalmente, el **CONTRATISTA** se obliga a ejecutar el presente **Contrato** de buena fe, de conformidad con el artículo 1603 del Código Civil, por consiguiente, se obliga no sólo a lo que en el **Contrato** se expresó, sino a todas las

Figura 14. Contrato 5202810 – 2008, ECOPETROL

ANEXO B. Plan de Análisis de mercado de servicios de inspección e integridad de equipos a nivel Nacional



PLAN PARA EL ESTUDIO DE MERCADOS EN LOS SERVICIOS DE INTEGRIDAD E INSPECCIÓN A NIVEL NACIONAL

PROYECTO:

"DESARROLLO DE UNA PROPUESTA PARA UN PLAN DE REESTRUCTURACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS OIL & GAS DE LA EMPRESA M & J INGENIERIA S.A.S."

FECHA: 09/11/2016

PRESENTA:

Jorge Eduardo Uribe Vera

1. INTRODUCCIÓN

Debemos ser capaces de comprender en qué medida y de qué forma los cambios futuros que experimentara el mercado afectaran a nuestra empresa, para de esta forma establecer las estrategias más adecuadas, y así aprovecharlos al máximo en nuestro beneficio.

Considerando el planteamiento nombrado anteriormente, y en aras de continuar ejecutando el proyecto de reactivación del área de servicios oil&gas, mediante la integración de nuevos servicios sofisticados en integridad e inspección de equipos. Esta propuesta comprende un solo hecho, el cual es desarrollar un plan de mercados con un objetivo general: generar un acercamiento profesional y laboral con las empresas a nivel nacional dedicadas a ofrecer los servicios de sistemas de integridad e inspección de equipos. Este acercamiento nos permitirá conocer múltiples factores, tales como; inversión tecnológica, necesidad actuales y futuras del sector, localización de nuevos nichos para el mercado, valorar el potencial e interés de este mercado, orientar la empresa en busca de nuevas oportunidades y diseñar un plan de ejecución, que consiga diversificar y repotenciar los servicios que se ofrecen actualmente y además le permita a MYJ INGENIERIA S.A.S. adquirir más fuerza comercial y económica, para posicionarse a nivel nacional e internacional.




Figura 15. Pag 1, Plan de investigación de mercados SII



2. OBJETIVO

Operacionalizar mediante marketing, el dinamismo del mercado de los sistemas de integridad e inspección de equipos a nivel nacional, considerando las variables económicas e ingenieriles como los factores más relevantes de nuestro análisis

3. PROPUESTA

La siguiente propuesta consiste en desarrollar un análisis de mercado del sector de sistemas de integridad e inspección de equipos. Antes de realizar este análisis, se llevó a cabo una previa investigación de las empresas más fuertes de este sector a nivel nacional y fue realizada la selección estadística de las compañías más representativas del sector y se adjuntaron en la tabla 1, la cual encontraremos en el inciso 4. El propósito de este planteamiento es visitar las empresas que fueron seleccionadas estadísticamente, y realizar una entrevista sobre el área de interés. Esta entrevista, aparte de que será realizada a los representantes legales de cada empresa, nos brindará información, que permitirá analizar variables del sector, las cuales serán un valor agregado en nuestro proyecto.

Las variables que serán valor agregado y podremos analizar son: factores primarios para nuestro proyecto, aspecto tales como; variabilidad del mercado, recientes inversiones tecnológicas, tecnologías actuales dentro del territorio nacional, clientes potenciales, redireccionar estrategias para el futuro, entre otras.



DIRECCION, CALLE 91 # 22-37
PBX: (7) 8430212
E-MAIL: info@ingeneria.com
web: www.ingeneria.com
BANCA: SANTANDER
COLOMBIA

Figura 16. Pag 2, Plan de investigación de mercados SII



4. EMPRESAS A VISITAR

En la siguiente tabla 1, se adjuntaron las empresas potenciales en el área de inspección e integridad de equipos a nivel nacional y de las cuales se planea visitar una vez sea aceptada la propuesta. Considerando que el mercado de esta área no es lo suficientemente amplio, pero considerando localización y costos, estadísticamente se seleccionaron 11 empresas, distribuidas entre las ciudades de Bucaramanga y Bogotá D.C

Empresa	Ciudad
INGESOL LATINO AMERICA	Bucaramanga
INGARCOR DE COLOMBIA	Bucaramanga
PROTECCION CATODICA DE COLOMBIA	Bucaramanga
MYJ INGENIERIA S.A.S	Bucaramanga
INGENIERIA INTEGRIDAD & PROTECCION S. A	Bucaramanga
TECNOLOGIA TOTAL LTDA	Bogotá D.C
TELMACOM	Bogotá D.C
TECNA I.C.E S. A	Bogotá D.C
SPC S.A.S	Bogotá D.C
CORROSER LTDA	Bogotá D.C
INSERCOR S.A.S	Bogotá D.C
SENERGY SUPPLY	Bogotá D.C
TECNICONTROL S.A	Bogotá D.C
MICROINGENIERIA S.A.S	Bogotá D.C
PROCORR LTDA	Bogotá D.C
ID-TRADE S.A.S	Barranquilla
PROTECCION CATODICA DE LA COSTA	Barranquilla
INCOMAT LTDA	Medellin
MACROELECTRICOS	Cartagena
INPROKAT	Facatativa
ATECH S.A.S	Cali

Tabla 1. Empresas potenciales en el sector de inspección e integridad de equipos



Figura 17. Pag 3, Plan de investigación de mercados SII



5. COSTOS

Los siguientes valores adjuntados a la tabla II., son los costos aproximados del viaje a Bogotá para realizar las entrevistas, los datos de estadía no están incluidos ya que, yo Jorge Eduardo Uribe Vera, asumiré la responsabilidad de esos gastos. No quise adherir un presupuesto para la ciudad de Bucaramanga, ya que, contamos con las facilidades para ejecutar esas visitas sin asumir un mayor costo. Por otro lado, las demás empresas encontradas, están distribuidas en diferentes ciudades del sector nacional, así que no se considera viable económicamente visitar estas compañías, ya que la distribución es uniforme, mas no se encuentra concentradas en un solo punto.

Factura de Gastos

Información del Empleado

Nombre	<u>Jorge Eduardo Uribe Vera</u>	Departamento	<u>Oil & Gas</u>
Identificación	<u>1098682972</u>	C.E.O	<u>Felix James Barbosa</u>
Cargo	<u>Estudiante en practica</u>	Periodo	
		De	<u>11/23/2016</u>
		a	<u>11/26/2016</u>



Fecha	Descripción	Transporte	Gasolina	Alimentación	TOTAL
23/11/2016	Pasajes Buc-Bog	\$ 140.000,00	\$ -	\$ -	\$140.000,00
24/11/2016	Visita-Bogotá	-	\$ 80.000,00	\$ 30.000,00	\$110.000,00
25/11/2016	Visita-Bogotá	-	\$ 80.000,00	\$ 30.000,00	\$110.000,00
26/11/2016	Visita-Bogotá	-	\$ 20.000,00	\$ 30.000,00	\$ 50.000,00
		\$ 140.000,00	\$ 180.000,00	\$ 90.000,00	\$410.000,00
			Subtotal		\$410.000,00
			TOTAL		\$410.000,00

DIRECCION: CALLE 95 # 23-37
 PBX: (7) 6430212
 E-MAIL: info@ingenieria.com
 web: www.ingenieria.com
 BANCOS: SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 18. Pag 4, Plan de investigación de mercados SII



7. ¿Cuál ha sido su acercamiento con respecto al reciente escudriñamiento de la tecnología de punta que se ha venido desarrollando en los sistemas de inspección e integridad de equipos?

Revisión:

Jorge Eduardo Uribe Vera
Practicante

Félix Alfonso Jaimes Barbosa
Codirector



DIRECCION: CALLE 95 # 23-37
P.BX. (7) 8430212
E-MAIL: info@mjingenieria.com
web: www.mjingenieria.com
BANCA: SANTANDER
COLOMBIA

Figura 19. Pag 5, Plan de investigación de mercados SII

MES	CAPITAL INVERTIDO	0	1	2	3
PERIODO DE TIEMPO					
FLUJO DE CAJA NETO	-\$ 150.000.000,00	\$ 150.000.000,00	\$ 30.089.977,33	\$ 30.089.977,33	\$ 27.269.977,33
		-\$ 150.000.000,00	\$ 30.089.977,33	\$ 30.089.977,33	\$ 167.269.977,33
VAN		\$ 66.043.760			
TIR		18%			
CAPM*P/A		11%			
TRMA		14%			
Tasa mínima que deben aceptar el proyecto					

CO	Costo de oportunidad del negocio
NOPAT	Rentabilidad Operativa despues de TX
WACC	Costo de capital promedio
BETA APALANCADO	Sensibilidad del negocio
TRMA	Tasa de rendimiento minima aplicable
CAPM*P/A	Costo de capital del inversionista
TIR	Tasa interna de retorno

Figura 21. Análisis de rentabilidad del proyecto ECG-VIO-042-06

Contrato **No. 4000419**, servicio especializado para estudios técnicos, diagnóstico y evaluación del estado mecánico y de corrosión de tuberías, tanques, vasijas y estructuras de los diferentes campos de la vicepresidencia **ECOPETROL**.

MES		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PERIODO DE TIEMPO														
FLUJO DE CAJA NETO		\$ (100.000.000,00)	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 16.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95	\$ 19.800.721,95
VAN		\$ 126.359.764,79												
TIR		16%												
CAPM*P/A		11%												
TRMA		14%												
TRMA		14%												

CO	Costo de oportunidad del negocio
NOPAT	Rentabilidad Operativa despues de TX
WACC	Costo de capital promedio
BETA APALANCADO	Sensibilidad del negocio
TRMA	Tasa de rendimiento minima aplicable
CAPM*P/A	Costo de capital del inversionista
TIR	Tasa interna de retorno

Figura 22. Análisis de rentabilidad del proyecto No. 4000419

ANEXO D. Descripción específica plan general de inversión en términos de equipos, flota maquinaria, y capital de trabajo.

Descripción específica de el plan general de inversión									
Tipo de Inversión	Item	Descripción	Cantidad	Valor total + IVA	Tipo de Inversión	Item	Descripción	Cantidad	Valor total + IVA
H-M	Galpa Pico Loro	Ensayos físicos - Inspección visual	1	\$ 499.800,00	Maq	Modulo Ultrasonico MX2 para Phased (OMN2-P2-PA16:128)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 167.521.425,57
H-M	Galpa Pipe pit	Ensayos físicos - Inspección visual	1	\$ 380.800,00	H-M	Carta Para la Sonda A32 (SK11-04)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 693.519,36
H-M	Lapso (Lapsoned)	Ensayos físicos - Inspección visual	3	\$ 208.250,00	H-M	Bloque de Calibración (TR5939-1)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 2.098.808,58
E	Lanometro	Ensayos físicos - Inspección visual	1	\$ 1.785.000,00	H-M	Bloque NAVSRIPS (TB7567-1)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 1.642.545,84
E	Durómetro Dig Portatil	Ensayos físicos - Inspección visual	1	\$ 5.057.500,00	Maq	Escaner Manual Multi-TOFD (HSTM-FLEX)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 31.482.128,67
E	Bioscopio Estrech BR250	Ensayos físicos - Inspección visual	1	\$ 1.785.000,00	H-M	Juego 2 Yapas 10" (OPT X662)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 711.769,87
H-M	Calibrador Pie de Rey	Ensayos físicos - Inspección visual	1	\$ 297.500,00	H-M	2 Brazos resorte (S.A.) (OPTX0717)	Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	2	\$ 11.607.323,96
E	Equipo de Detección de Rayos X (SI TITAN 800)	Ensayo químico - Identificación positiva de materiales (PMA)	1	\$ 120.418.599,00	H-M	Pinch (SL32-32X10-A32-P-5-0M)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	2	\$ 24.638.187,66
E	Microscopio Metalografico Portatil (SM 500 SADT)	Ensayo químico - Metalografía In Situ	1	\$ 16.813.629,00	H-M	Carta Para la Sonda A32 (SA32-N555-BIC)	Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	2	\$ 2.197.361,33
H-M	Kit Tintas Penetrantes	Ensayo físico - Líquidos penetrantes	1	\$ 618.800,00	H-M	Transductor de Haz Angular Miniatura (CS63-SM)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	2	\$ 2.810.578,44
E	Pinde PL-200	Ensayo físico - VPU (Evaluación de estructura de concreto)	1	\$ 14.287.541,63	H-M	Transductor de Haz Angular (CS4-SM)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	2	\$ 2.409.067,24
H-M	Indicador de campo electrico	Ensayo físico - Partículas magnéticas	1	\$ 1.309.000,00	H-M	Carta Estandar, Panametrica para Sonda TOFD (ST 1-60L-HIS)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	2	\$ 1.423.539,73
E	Yugo electromagnetico Y-7	Ensayo físico - Partículas magnéticas	1	\$ 3.094.000,00	H-M	Carta Estandar, Panametrica para Sonda TOFD (ST 1-60L-HIS)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	2	\$ 1.423.539,74
E	Medidor de espesor Ultrasonico Digital 45MG (45MGX-ET-E-EN)	Ensayo físico - Ultrasonido (Medición de espesores)	1	\$ 5.730.659,94	H-M	Kit Preamplificadores Ultrasonicos para TOFD (TRPP-5810-INST)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 15.074.920,75
H-M	A-Scan Software	Ensayo físico - Ultrasonido (Medición de espesores)	1	\$ 2.353.446,64	H-M	Preamplificador 5682 (5682 - KIT02)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 5.475.152,81
H-M	Doble cable LEMO -00 (LCMD-316-5B)	Ensayo físico - Ultrasonido (Medición de espesores)	1	\$ 361.360,09	H-M	Cable LEMO -00 Macho (C174-LM-LUD01-5M)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	2	\$ 456.262,73
H-M	Doble Transductor (D790-SM)	Ensayo físico - Ultrasonido (Medición de espesores)	1	\$ 1.332.287,18	H-M	Adaptador "Y" (OMNI-A2-SPLIT128-AUT)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 7.081.197,64
H-M	Bloque de Prueba (2211E)	Ensayo físico - Ultrasonido (Medición de espesores)	1	\$ 1.003.778,02	H-M	Cable de Cable OPTX0719	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 584.016,30
Maq	Escaner para Mapeo de Corrosion (HydroForm)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 35.643.244,81	H-M	Unidad de Alimentación de Acoplador Manual Portatil (WTR-SPRAYEX - SL)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 1.095.030,56
H-M	Kit Repuesto de Junta (Fugamat)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 1.332.287,15	H-M	Software Tomoview 2.10 (TV210-A)	Ensayo físico - Ultrasonido avanzado (Phased Array/TOFD) - Accesorios	1	\$ 27.923.279,35
E	Medidor de corrosion, Elvometer	Ensayo físico-químico - Evaluación y control de corrosión	1	\$ 11.131.438,50	Flota	Vehículos	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 30.821.000,00
E	Medidor de recubrimientos	Ensayo físico-químico - Evaluación y control de corrosión	1	\$ 6.591.112,50	Flota	Vehículos	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 46.260.060,00
E	Osciloscopio BK 8000	Ensayo físico-químico - Evaluación y control de corrosión	1	\$ 1.273.300,00	Flota	Vehículos	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 65.569.000,00
E	Indicador de campo electrometrio	Ensayo físico-químico - Evaluación y control de corrosión	1	\$ 238.000,00	H-M	Estiradores 20 Lb	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 60.995,00
E	Lampara de luz negra ZH100F	Ensayo físico-químico - Evaluación y control de corrosión	1	\$ 3.332.000,00	E	Equipo de Comunicación	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 1.156.583,61
E	Densitometro de gases MSA ALTAIR 4	Ensayo físico-químico - Evaluación y control de corrosión	1	\$ 3.808.000,00	E	Telemetro	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 2.241.960,00
E	Equipo de videoscopia	Ensayo físico-químico - Evaluación y control de corrosión	1	\$ 17.850.000,00	E	Volmetro	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 178.500,00
H-M	Electrodo Cu/CuSO4	Ensayo físico-químico - Evaluación y control de corrosión	1	\$ 261.800,00	E	Martillo Neumatico	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 48.790,00
E	Camara Termografica	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 1.487.500,00	E	Motosiembra	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 26.025,30
E	GPS Submetrico	Equipos en Bodega de la empresa	3	\$ 952.000,00	E	Ganadadora	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 26.025,30
E	Equipo Batimetria	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 21.420.000,00	E	Motosierra	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 26.989,20
E	Inclinometro	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 1.309.000,00	E	Transformador Electrico	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 4.165.000,00
E	Piezometro	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 527.170,00	H-M	Herramientas Menores	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 808.757,32
E	Video Beam	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 1.785.000,00	H-M	Equipo de Seguridad HSE	Equipos en Bodega de la empresa	1	\$ 121.380,00

Total de inversión en equipos, herramienta/material, flota, y maquinaria	\$ 746.138.626,31
Capital de trabajo	\$ 35.000.000,00
Total	\$ 781.138.626,31

Figura 24. Descripción detallada plan de inversión general.

ANEXO E. Servicios de inspección e integridad equipos que se podrían ofrecer con la inversión proyectada en el plan de inversiones general.

Servicios de integridad e inspección de equipos	
Ítem	Servicio
1	Evaluación del estado mecánico y de corrosión de infraestructura en refinería
2	Medición de espesores por ultrasonido (técnicas Scan A,B, C) de infraestructura en refinería,
3	Ensayo de partículas magnéticas
4	Ensayo de líquidos penetrantes
5	Ensayo de dureza
6	Ensayo de metalografía in situ
7	Phased array
8	Inspección visual
9	Medición de espesores de película seca de pintura
10	Inspección y diagnóstico de equipos de discontinuidad en pinturas - Ensayo HOLIDAY
11	Identificación positiva de material - PMI
12	Inspección y diagnóstico de equipos mediante termografía
13	Boroscopia
14	Suministro y evaluación de cupones para el control de corrosión por medios gravimétricos
15	Ensayo de ultrasonido de defectologías
16	Inspección de sistemas de protección catódica
17	Monitoreo de corrosividad de fluidos mediante análisis fisicoquímicos y microbiológicos
18	Levantamiento de información para línea base integridad de estaciones de proceso y líneas de flujo
19	Inspección mecánica certificada API - 653, 510, 570
20	Diagnóstico de integridad de los equipos estáticos
21	Soporte técnico a operaciones y mantenimiento
22	Servicio especialista en integridad mecánica y gestión de activos

Servicios de integridad e inspección de equipos	
Ítem	Servicio
23	RBI cuantitativo para plantas y líneas
24	Inspección del recubrimiento mediante DCVG
25	Monitoreo de sistemas de protección catódica mediante CIPS
26	Suministro e instalación de facilidades para monitoreo de corrosión interna
27	Preparación de superficie y aplicación de recubrimiento
28	Monitoreo de corrosividad de suelos mediante análisis fisicoquímicos y microbiológicos

Tabla 10. Servicios de integridad e inspección de equipos.

ANEXO F. Informes de los procesos de mantenimiento de gasoductos y tanques del departamento Oil & Gas.

Informe del contrato de mantenimiento de los gasoductos de la empresa ECOGAS



Figura 25. Pag 1, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



INTRODUCCIÓN

En vista del crecimiento acelerado de la producción de gas en la zona de la costa atlántica y sus ramales, la empresa colombiana de gas - ECOGAS, vio la necesidad de intervenir los gasoductos considerados anteriormente. Por esta razón la empresa M&J INGENIERIA S.A.S vinculado en el contrato como operador, y responsable de ejecutar con sus propios medios, materiales, equipos y personal, en forma independiente y con plena autonomía técnica y administrativa, hasta su completa terminación y aceptación final, los servicios de operación, vigilancia y mantenimiento de los gasoductos de la costa atlántica de acuerdo con las bases técnicas y condiciones generales de las solicitudes de oferta (ECG - VIO - 036 - 02),(ECG - VIO - 148 - 01),(ECG - VIO - 038 - 01), presentadas entre el año 2001-2002.

Dentro de los procesos que se llevan a cabo en un servicio de operación y mantenimiento tales como: verificación de la calibración, volúmenes y parámetros de medición instalados en los puntos de recibo y entrega con la utilización de equipos adecuados: mantenimiento preventivo y correctivo según lo establecido en las licencias ambientales, planes de contingencia, estudios de seguridad, el código ANSI B31.8, normas técnicas y la legislación colombiana: mantenimiento predictivo y preventivo de equipos (válvulas de corte, derivación, actuadores, mediciones, rectificadores, etc): desarrollo de todas las operaciones administrativas, de coordinación de operaciones, de facturación, de manejo de personal, de mantenimiento, de mejoramiento y actualización tecnológica de la instalación, de gestión de compras de materiales y repuestos, de labores de transporte de gas y demás actividades necesarias para realizar una operación segura y garantizar la continuidad del servicio.

Para nuestro propósito de investigación en los sistemas de integridad y control de corrosión ofrecidos por la compañía MYJ INGENIERIA S.A.S, se decidió estudiar a fondo los aspectos técnicos y financieros involucrados en estos tres contratos nombrados anteriormente y los cuales se realizaron en el área de control de corrosión, ejecutando los servicios de operación, vigilancia y mantenimiento de los gasoductos de la costa atlántica.



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
PRX: (7) 6430212
E-MAIL: info@mjingenieria.com
web: www.mjingenieria.com
BIMANGA SANTANDER
COLOMBIA

Figura 26. Pag 2, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



1. Objetivos

1.1. Objetivo General del contrato

- M&J INGENIERÍA S.A.S se obliga para con ECOGAS a ejecutar con sus propios medios, materiales, equipos y personal, en forma independiente y con plena autonomía técnica y administrativa, hasta su total terminación y aceptación final, los servicios de operación, vigilancia y mantenimiento de los Gasoductos de la costa Atlántica de acuerdo con las bases técnicas y condiciones generales de la solicitud de la oferta (ECG - VIO - 036 -02),(ECG -VIO - 148 - 01),(ECG - VIO - 038 - 01), oferta presentada por M&J INGENIERÍA S.A.S.

1.2. Objetivos específicos del informe

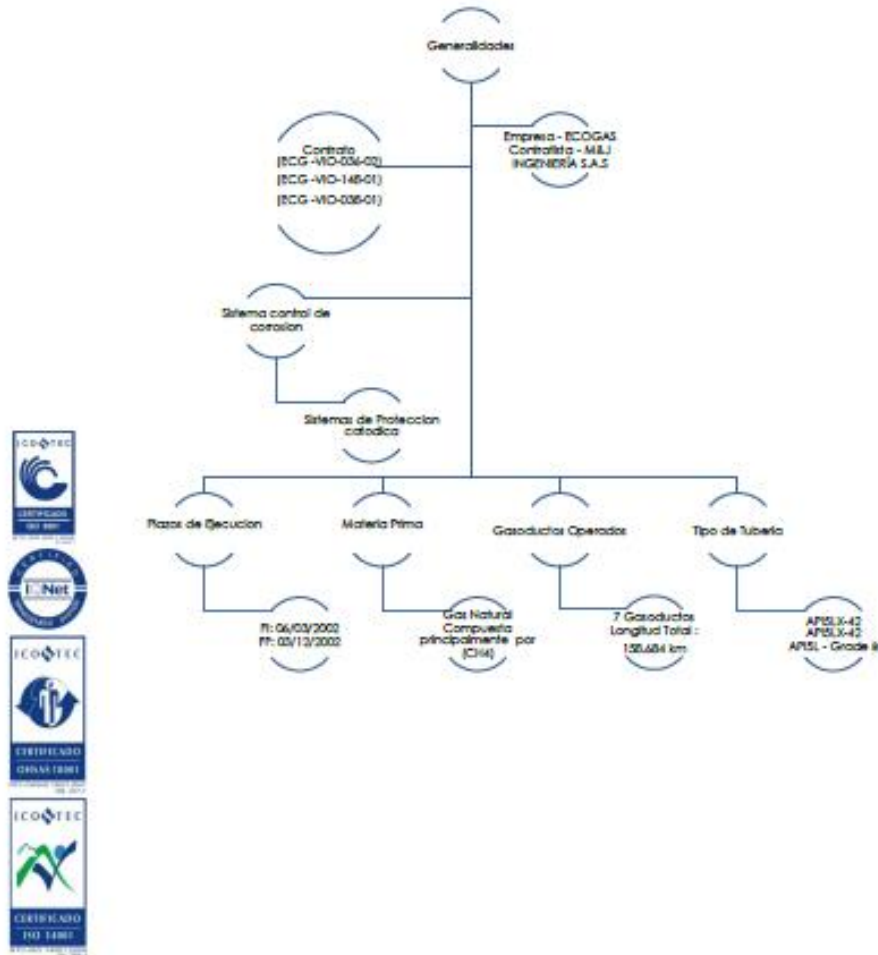
- Realizar una revisión detallada de los contratos (ECG - VIO - 036 - 02), (ECG -VIO - 148 - 01), (ECG - VIO - 038 - 01), analizando específicamente los procesos relacionados en el área de control de la corrosión, para los gasoductos de la costa Atlántica.
- Diseñar un flowchart del proceso de operación y mantenimiento de los gasoductos de la costa Atlántica.
- Desarrollar un análisis tecno económico sobre los procesos de control de corrosión realizados en los gasoductos de la costa atlántica.



Figura 27. Pag 3, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



2. Generalidades



DIRECCION: CALLE 95 # 23-37
P.BX. (7) 6433212
E-MAIL: info@ingenieria.com
web: www.ingenieria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 28. Pag 4, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



3. Aspectos técnicos de los contratos (ECG – 036 – 038 - 148)

3.1. Gasoductos operados

Guepaje – Since – Corozal: Gasoducto de 45 km de longitud, de 8" de diámetro, inicia en el campo Guepaje y termina en el municipio de Corozal en la estación Piñalito de ECOGAS, (existe un ramal de 6" desde Piñalito a Bremen y Bremen – Sincelejo, propiedad de PROMIGAS).

Longitud: 45 km
 Diámetro: 8"
 Espesor: 0.154"
 Tipo: API 5LX – 42

ABSCISA	DESCRIPCION	DIAMETRO
km 0 + 000	Trampa de envío a Since y Corozal	8"
	Hot tap sobre la línea de 8" para envío a Magangué.	2"
km 8 + 100	Rectificador para protección catódica.	
km 8 + 250	Trampa de envío a San Pedro. Hot Tap	2"
km 25 + 200	Hot tap envío a Since	2" PROMIGAS
km 25 + 250	Valvula de corte.	8"
km 38 +100	Hot tap y city gate Betulia	PROMIGAS
km 45 + 000	Estación recibo piñalito	8"

Ramal – San pedro: Se desprende en el km 8 + 120 del gasoducto Guepaje - Since -Corozal, en San mateo donde se localiza el km 0 + 00, de este ramal de 2" de diámetro. Termina en la estación de recibo (city gate) en el municipio de San pedro (km 5 +100).

Longitud: 5.1 km
 Diámetro: 2"
 Espesor: 0.154"
 Tipo: API 5LX – 42



DIRECCION: CALLE 61 # 23-37
 PBX: (7) 8430212
 E-MAIL: info@ingenieria.com
 web: www.ingenieria.com
 BARRANCO, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 29. Pag 5, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



Abscisa	Descripción	Diámetro
km 0 + 000	Trampa de envío	2" S.M - S.P
	Hot tap San mateo para rama San pedro.	
km 5 + 100	City gate San Pedro (recibo)	2"
km 5 + 100	Tramo de Tubería	2"

La heroica – Mamonal: Interconecta el gasoducto Ballena-Cartagena con el gasoducto Jobo-Cartagena en proximidades de la refinería de Cartagena, tiene una longitud de 7.298 km, en tubería de 20" y permite el flujo del gas en ambos sentidos. Inicia en la estación La Heroica y termina en la estación Mamona.

Longitud: 7.298 km
 Diámetro: 20"
 Espesor: 0.312"
 Tipo: API 5LX – 60

Abscisa	Descripción	Diámetro
km 0 + 000	Estación de regulación la Heroica.	Promigas
km 7 + 298	Reducción	20" a 10"
	Trampa de recibo mamonal.	
	Tubería	20"

Riohacha – Maicao: Gasoducto de 71.936 km de longitud, y 3" de diámetro, inicia en el km 27 + 700 de la tubería de 20" del gasoducto Ballena – Barranquilla, trampa de envío Riohacha y termina en la estación de recibo de Maicao.

Longitud: 71.936 km
 Diámetro: 3"
 Espesor:
 Tipo: APISL - Grado B



Figura 30. Pag 6, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



ABSCISA	DESCRIPCION	DIAMETRO
km 0 + 000	Trampa de envío	3"
km 4 + 400	Valvula de corte.	3"
km 21 + 500	Válvula de corte.	3"
km 40 + 400	Válvula de corte.	3"
km 55 + 500	Valvula de corte.	3"
km 66 + 150	Valvula de corte.	3"
km 71 + 936	Trampa de recibo	3"
km 0 al km 7 + 000	Maicao Tubería	3"

Isabel Lopez - Sabanalarga: Este ramal inicia o se desprende en el km 33+360 del gasoducto Barranquilla – Cartagena, tiene una longitud de 9.5 km, en tubería de 3" de diámetro, termina en la estación de medición propiedad de PROMIGAS. Ubicada en la población Sabanalarga.

Longitud: 9.5 km
 Diámetro: 3"
 Espesor: 0.216"
 Tipo: APISL- Grado B

Abscisa	Descripción	Diámetro
km 33 + 360	Línea de promigas de allí se desprende el gasoducto finca la perla.	20"
km 0 + 000	Hot tap Ramal a Sabanalarga.	2"
km 1 al km 9 + 000	Tubería	3"
km 9 + 200	City gate de Sabanalarga Promigas	

Jobo – El Llano: Este ramal tiene una longitud de 17 km en tubería de 6" de diámetro, inicia en el km 0 + 000 en la trampa de envío el Jobo. Termina en la trampa de recibo en la localidad el Llano.

Longitud: 17 km
 Diámetro: 6"
 Espesor: 0.28"
 Tipo: API 5L – Grado B



Figura 31. Pag 7, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



ABSCISA	DESCRIPCION	DIAMETRO
km 0 + 000	Trampa de recibo el Llano	6"
km 4 + 050	Hot tap	3"
km 7 + 600	Válvula de corte	6"
km 17 + 000	Trampa de envío el Jobo	6"
km 0 al km 17	Tubería	6"
	Hot tap desde línea Jobo-Cartagena Promigas.	10"

Atunes de Colombia – Estación Corelca: Tiene una longitud aproximada de 3.2 km, inicia frente a planta térmica de Cospique en la brida aguas debajo de la válvula de seccionamiento de 10", ubicada frente a la estación Heroica de PROMIGAS y termina en predios de Termocartagena.

Longitud: 3.2 km
Diámetro: 10"

3.2. Alcances del contrato

- I. Verificar la calibración, volúmenes y parámetros de medición instalados en los puntos de recibo y entrega de cada uno de los gasoductos objeto del presente contrato. Para el caso de los medidores y sistemas propios de medición el operador deberá realizar la actividad utilizando los equipos adecuados para su calibración y verificación de la medición.
- II. Coordinar con el producto y/o demás agentes, el recibo y medición del gas entregado para transporte.
- III. Realizar la operación tanto de los gasoductos como de las estaciones y equipos que forman parte de cada sistema de transporte de gas natural.
- IV. Realizar el mantenimiento predictivo y preventivo de todos los equipos propios que conforman los gasoductos (válvulas de corte, derivación, actuadores, medidores, rectificadores, etc).
- V. El operador deberá tomar las lecturas de los volúmenes de gas recibidos y entregados día a día, los cuales serán comparados con los volúmenes nominados, los valores entregados deberán liquidarse al final de cada mes y entregar a ECOGAS.



Figura 32. Pag 8, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



- VI. Inspeccionar y revisar periódicamente el estado externo de la tubería (en los cruces aéreos, estaciones, trampas etc), válvulas, accesorios, y así como los accesos y derechos de vía a lo largo de los gasoductos.
- VII. Los mantenimientos preventivos y correctivos de los gasoductos, deben cumplir con lo establecido en las licencias ambientales, planes de contingencia, estudios de seguridad, el código ANSI B31.8, normas técnicas y la legislación colombiana.
- VIII. Adoptar todas las medidas para mitigar y controlar el impacto ambiental de todos los trabajos realizados en desarrollo de contrato de operación y mantenimiento.
- IX. Revisión, operación y mantenimiento preventivo y predictivo de los sistemas de protección catódica instalados en los diferentes gasoductos. El operador deberá incluir la frecuencia de la inspección de la inspección del sistema de protección catódica (tomando potenciales etc.), deberá reportar los daños en los equipos instalados (rectificadores, transformadores etc.), y aquellos donde se requiera un mantenimiento preventivo el operador los ejecutará para evitar el daño de los equipos.
- X. Desarrollar todas las operaciones administrativas, de coordinación de operación, de facturación, de manejo de personal, de mantenimiento, de mejoramiento y actualización tecnológica de la instalación, de gestión de compras de materiales y repuestos, de labores de transporte de gas y demás actividades necesarias para realizar una operación segura y garantizar la continuidad del servicio.
- XI. El operador deberá cancelar oportunamente los servicios públicos, que se requieran en instalaciones de los gasoductos objeto de este contrato.



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
PBX: (7) 6430212
E-MAIL: info@ingprogenieria.com
web: www.ingprogenieria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 33. Pag 9, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



- XII. El operador efectuara el mantenimiento preventivo de las instalaciones el cual incluye sin limitarse a:
- a) Engrase de válvulas de corte, derivaciones y de cada una de las válvulas existentes en las estaciones de los gasoductos.
 - b) Aplicación de pinturas a las líneas aéreas, válvulas y accesorios de los gasoductos y estaciones con trampas, city gate etc
 - c) Limpieza periódica de la maleza, con el objeto de mantener las instalaciones y válvulas de línea y derivaciones dentro de los parámetros de seguridad que cobijen a instalaciones de este tipo.
 - d) Realizar el mantenimiento preventivo a los actuadores de las válvulas instaladas.
- XIII. Elaborar los protocolos de operación con los agentes involucrados en los gasoductos.
- XIV. Elaborar el manual de operación y mantenimiento, que contemple los procedimientos a ejecutar en desarrollo de la operación normal de los gasoductos, así como los lineamientos a seguir en el mantenimiento de los mismos, teniendo en cuenta el código ASME B31.8.
- XV. Elaborar un programa de vigilancia, revisión y control de condiciones superficiales de la totalidad del trazado de los gasoductos. Elaborar un informe inicial y final del contrato, dirigido al coordinador de ECOGAS de los gasoductos. En dichos, informes se deben describir los daños, cantidades de obra, análisis de riesgos, derechos de vía y comunidades. Dichos informes deben ser entregados a ECOGAS en un tiempo no mayor a 30 días.
- XVI. Elaboración de un programa para el estudio y análisis de fallas detectadas y los accidentes presentados.



DIRECCION: CALLE 81 # 23 37
P.BX: (7) 8430212
E-MAIL: info@ingenieria.com
web: www.ingenieria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 34. Pag 10, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



- XVII. El operador deberá cumplir con las nominaciones realizadas día a día con el fin de obtener una rata de cumplimiento igual a: $RC = VE/VN$,
RC: rata de cumplimiento
VE: volumen de gas entregado
VN: volumen de gas nominado
- XVIII. Conservar en excelente estado de limpieza interior los gasoductos, para lo cual utilizara raspadores de tubería con una frecuencia mínima de 2 veces por trimestre. Sin embargo, en caso de requerirse un mayor número de limpiezas internas y mantenimiento a las líneas, será obligación del CONTRATISTA realizar estos trabajos, los que se consideran incluidos dentro del alcance del contrato. El número de limpiezas internas adicionales a efectuarse será determinado por ECOGAS en caso de requerirse.
- XIX. El operador deberá pagar los compromisos laborales y administrativos que se desprendan de este contrato de acuerdo con las condiciones generales, bases técnicas, y la propuesta presentada.
- XX. El operador deberá realizar los diseños, estudios y análisis que ECOGAS le solicite de acuerdo al estudio técnico del personal básico ofrecido.
- XXI. Verificar diariamente la calidad del gas que se recibe del campo Guepaje, en el caso que el productor instale los equipos ordenados por el reglamento único de transporte - RUT. En caso contrario ECOGAS podrá exigir análisis cromatógrafos del gas cuando las circunstancias así lo requieran.

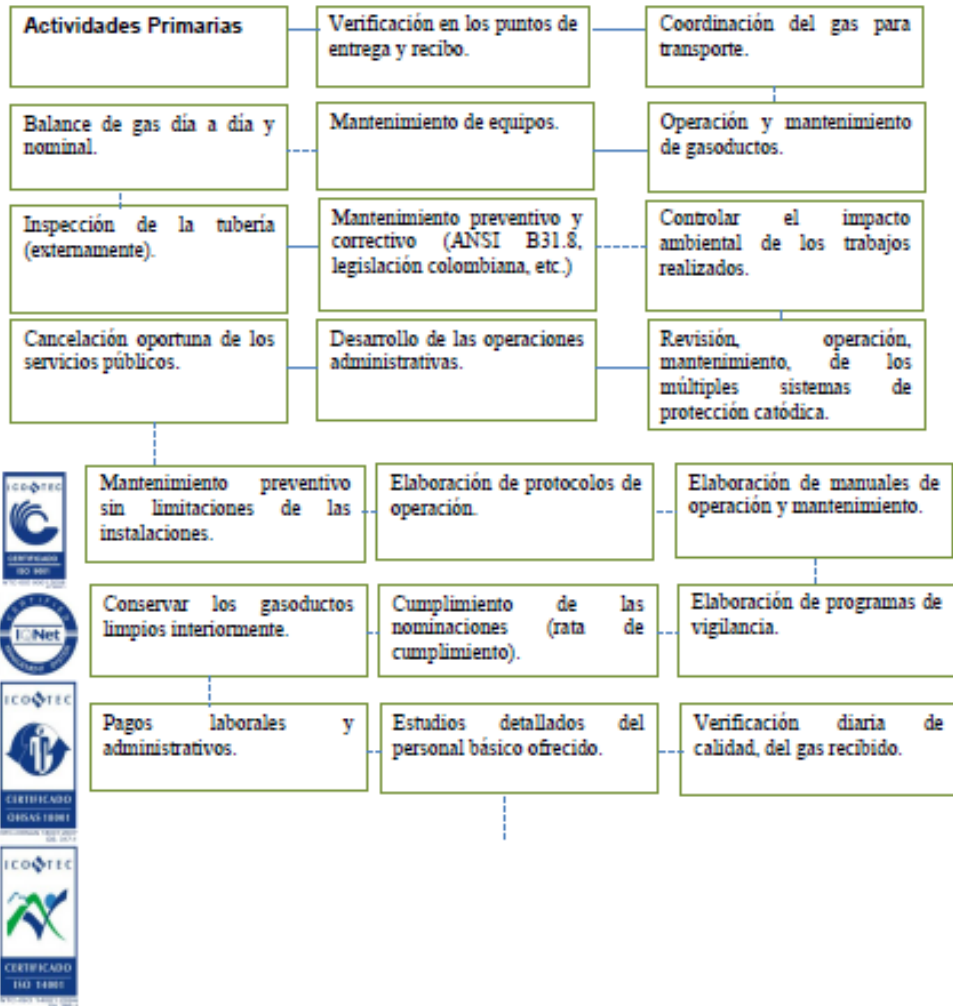


DIRECCION: CALLE 61 # 23-37
PBX: (7) 6430212
E-MAIL: info@ingenieria.com
web: www.ingenieria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 35. Pag 11, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.

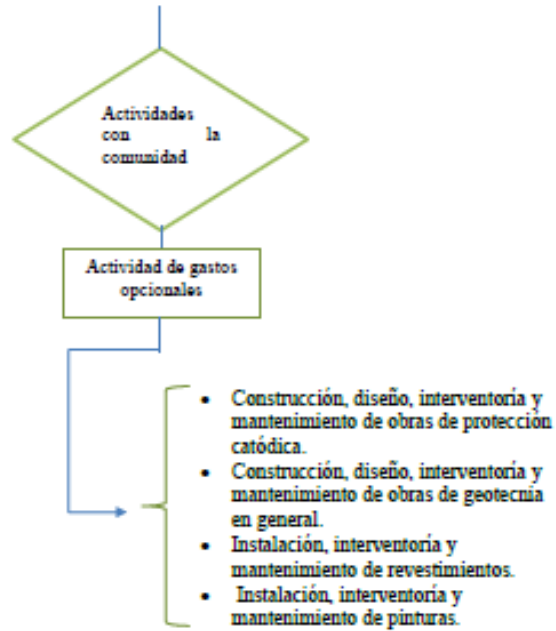


4.0. Procedimiento de los Contratos (ECG – 036 – 038 – 0148)



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
 PBX: (7) 6435012
 E-MAIL: info@mviingenieria.com
 web: www.mviingenieria.com
 BAMBACA, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 37. Pag 13, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



5.0. Aspectos financieros de los contratos (ECG – 036 – 038 – 0148)

5.1. Costos totales

Contrato	Valor del Contrato + IVA	Fecha
ECG-VIO-0148	\$ 353.365.562,00	06/11/2001 - 15/03/2002
ECG-VIO-038	\$ 1.041.651.557,00	02/02/2001 - 12/12/2001
ECG -VIO-036	\$ 823.705.956,00	7/03/2002 - 15/01/2003

Figura 38. Pag 14, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



6.0. Conclusiones

- 6.1. Desafortunadamente dentro del proceso de investigación y adquisición de información sobre los procesos que se llevaron a cabo en el área de control de corrosión, se presentaron algunos inconvenientes, el cual fue, que una de las empresas (TGI) con las que se realizaron dos procesos de control de corrosión, no quiso apoyar con la solicitud debidamente diligenciada sobre compartimos las copias sobre los reportes técnicos, legales y financieros de los contratos. Por lo anterior fue difícil establecer un análisis tecno-económico sobre los procesos de protección catódica realizados en el proyecto.
- 6.2. En los contratos se encontraron algunas irregularidades, tales como; en la estación del gasoducto de Riohacha -Maicao no se especificó el grosor de la tubería, la cual fue usada, en la estación del gasoducto Isabel Lopez – Sabanalarga se especificaron 9.5 km de longitud en lo requerido y luego en la información detallada se agregó 9.150 km de longitud, en el gasoducto Jobo – el llano se especificaron 6" de diámetro de la tubería y por el contrario en la información detallada se agregó 3" hechas.
- 6.3. Los proyectos de ingeniería de la industria petroquímica, son sin duda alguna los que demandan la mayoría de servicios de sistemas de integridad y control de corrosión, es por esta razón, que analizando el proyecto de gran envergadura el cual fue ejecutado por parte de la organización MYJ INGENIERIA S.A.S, es una razón más para aprovechar la experiencia adquirida y diversificar los canales de negocios de la compañía instaurando una área de servicios en sistemas de integridad y control de la corrosión.
- 6.4. Independientemente de la ausencia de un reporte económico de los contratos, por las razones ya conocidas, se logró establecer un parámetro comparativo para establecer un concepto, usando contratos vigentes por parte de la misma empresa con la cual se ejecutaron los contratos tiempo atrás. El concepto que se emitió, fue que estos proyectos son de gran envergadura, y tienen grandes beneficios, por la misma razón, que exigen capital de inversión, experiencia, y personal capacitado.



DIRECCION: CALLE 51 # 23-37
PBX: (7) 6435012
E-MAIL: info@myjingenieria.com
web: www.myjingenieria.com
BARRANCA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 39. Pag 15, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.



7.0. Revisión

Félix A. Jaimes Barbosa., C.E.O

Jorge E. Uribe Vera, Practicante



DIRECCION: CALLE 51 # 23-37
PBX: (7) 6435012
E-MAIL: info@myingenieria.com
web: www.myingenieria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 40. Pag 16, Contrato de los Gasoductos de ECOGAS.

Informe del contrato No. 52022810 adecuación de un sistema de protección catódica mediante corriente impresa, a los tanques de la refinería de Cartagena.

M&J
INGENIERÍA S.A.S.

PROTECCIÓN CATÓDICA DE LOS FONDOS DE LOS TANQUES DE LAS PLAYAS 1 Y 2 MEDIANTE EL USO DE CORRIENTE IMPRESA TANTO PARA LOS TANQUES Y SUS TUBERÍAS ANEXAS A LA REFINERÍA DE CARTAGENA (No. 52022810)

PRESENTADO POR:
JORGE URIBE

PRESENTADO A:
FÉLIX ALFONSO JAIMES BARBOSA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
M&J INGENIERÍA
BUCARAMANGA
2016**

DIRECCIÓN: CALLE 61 # 23-37
PRB. (7) 6430013
E-MAIL: info@mjingenieria.com
web: www.mjingenieria.com
BUCARAMANGA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 41. Pag 1, Contrato No. 52022810 ECOPEPETROL.



INTRODUCCIÓN

La conservación de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos es de gran importancia dentro de la gama de actividades que lleva a cabo, **ECOPETROL**, sociedad de economía mixta de carácter comercial del orden nacional, de acuerdo con la ley 1118/06, vinculada al ministerio de minas y energía, con domicilio principal en Bogotá D.C, con NIT 899.999.068-1. Lo que implica establecer un programa de atención en todos los aspectos inherentes y debidos a que existen muchas formas de corrosión que pueden dañarlos.

Existen múltiples formas de corrosión. Los dos tipos de corrosión más comunes relacionados con el exterior, interior, y con el fondo del tanque son la uniforme y localizada. En la corrosión general, se forman miles de celdas microscópicas sobre un área de superficie del metal, resultando en pérdida de material. En la corrosión localizada, las celdas individuales son más activas y se pueden identificar distintas áreas anódicas y catódicas. La pérdida del metal en ese caso puede concentrarse dentro de las áreas relativamente pequeñas, sin que la corrosión afecte áreas considerables de la superficie.

La composición del metal es importante para determinar qué áreas se convierten en anodos o en cátodos. Pueden sugerir diferencias de potencial electroquímico en áreas adyacentes por la distribución desigual de los elementos que componen la aleación o la presencia de contaminantes, dentro de la estructura del metal. La corrosión también puede originarse al efectuar soldaduras que contienen materiales diferentes y por la aplicación de calor.

Las propiedades físicas y químicas de los electrolitos también influyen en la formación de áreas catódicas sobre la superficie del metal. Por ejemplo, se pueden generar diferencias de potencial entre áreas de una superficie de acero, debido a las diferentes concentraciones de oxígeno. Las áreas con bajas concentraciones de oxígeno se convierten en anódicas y las áreas con altas concentraciones de oxígeno se convierten en catódicas. Esto puede causar corrosión en áreas donde el barro y otros residuos se encuentran en contacto con el fondo de acero de un tanque sobre una capa de arena o donde un tanque se coloca sobre dos tipos diferentes de suelo.

Las características del terreno afectan sustancialmente el tipo y velocidad de corrosión de una estructura en contacto con el suelo. Por ejemplo, las sales disueltas influyen en la capacidad de transporte de corriente eléctrica de los electrolitos del suelo y ayuda a determinar las velocidades de reacción sobre las áreas anódicas y catódicas. El contenido de humedad, el pH, la concentración de oxígeno y otros factores interactúan de manera compleja, influyendo en la corrosión.



DIRECCIÓN: CALLE 81 # 33-37
PBX: (7) 8430212
E-MAIL: info@mgjingenieria.com
web: www.mgjingenieria.com
BARRANQUILLA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 42. Pag 2, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Con el fin de prevenir posibles fugas de los tanques de almacenamiento del área 1000 de la refinería de Cartagena, se diseñó e instaló un sistema de protección catódica por corriente impresa como sistema de protección contra la corrosión exterior del fondo de los mismos. El sistema, aunque se puede considerar como un todo, debido a que las tuberías anexas a los mismos no se encuentran aisladas, fue diseñado e instalado considerando sistemas individuales teniendo en cuenta cada uno de los tanques. De esta manera, se diseñaron ocho (8) camas anódicas con sus respectivos rectificadores, cajas de conexión de positivos, cajas de conexión de negativos y estaciones de prueba.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general del contrato

El objetivo del presente contrato bajo la unión temporal de M&J INGENIERÍA S.A.S – INSERCOR LTDA (acuerdo suscrito el 2 de noviembre de 2007), la cual se le denominó EL CONTRATISTA. Fue ejecutar la obra para la protección catódica del fondo de los tanques de las playas 1 y 2, mediante el uso de corriente impresa, tanto para los tanques y sus tuberías anexas en la refinería de Cartagena S.A. Con una estimación de 190 días, como plazo de ejecución del proyecto.

1.2. Objetivos específicos del informe

- Realizar una revisión detallada del contrato (No. 52022810), describiendo el procedimiento de instalación y puesta en operación del sistema de protección catódica contra la corrosión externa del fondo de los tanques y sus tuberías anexas de las playas 1 y 2 de la refinería de Cartagena S.A.
- Desarrollar un flowchart del proceso de protección catódica mediante corriente impresa, que se llevó a cabo para el control de la corrosión de los tanques y tuberías de la playa 1 y 2 de la Refinería de Cartagena S.A.
- Desarrollar un análisis técnico económico sobre cuáles fueron las ventajas y desventajas del proceso de protección catódica mediante corriente impresa, realizados en la refinería de Cartagena. S.A.



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
PBX: (7) 6430212
E-MAIL: info@mjingenieria.com
Web: www.mjingenieria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 43. Pag 3, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



2. Generalidades

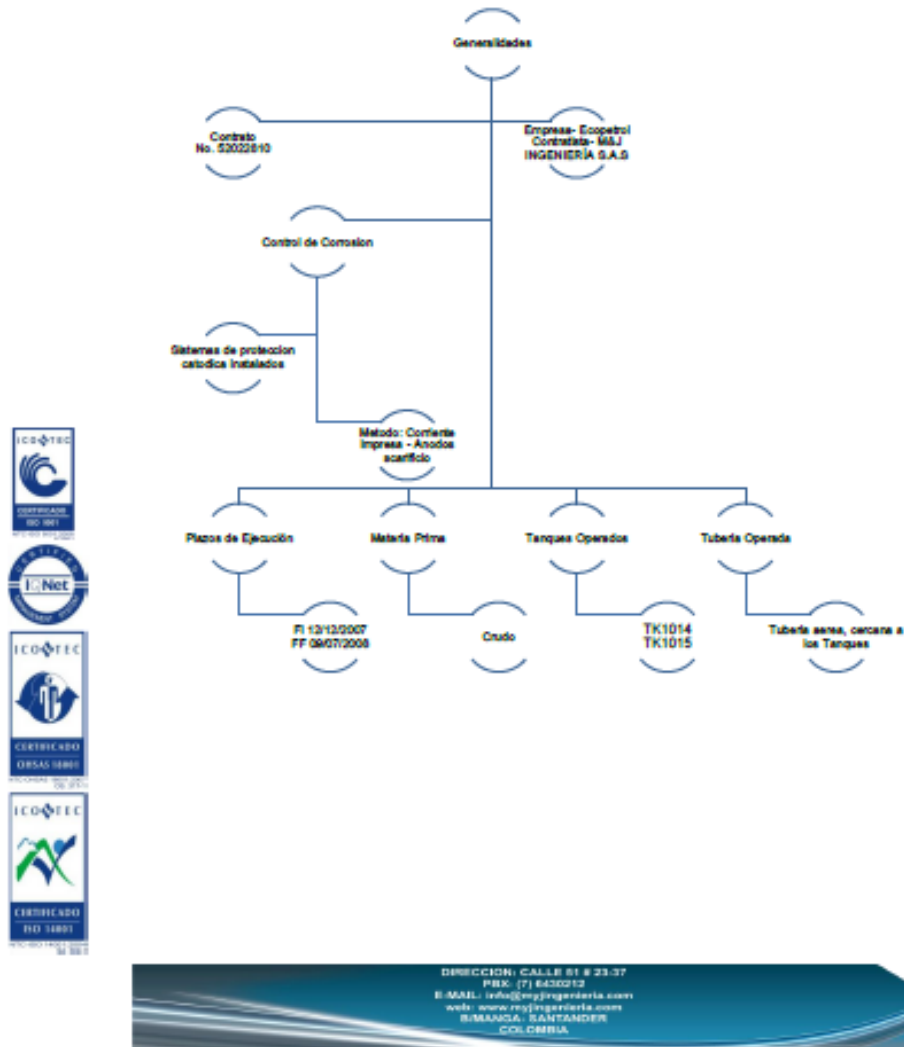


Figura 44. Pag 4, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



3. Aspectos técnicos del contrato (No. 52022810)

3.1. Obligaciones del contratista en materia de HSE

1. Para la suscripción del acta de inicio de este contrato, en el contratista debe entregar los siguientes documentos e información: Certificados adecuados para los trabajos de alto riesgo (trabajo en altura, espacios confinados), certificación de competencia para las especialidades, Carné de inducción HSE, licencias ambientales, plan HSE, brigadas para atención de emergencias, inspector en HSE, entre otras.
2. Enviar todo el personal otorgado por el CONTRATISTA, que vaya a ejecutar funciones dentro de ECOPETROL, a la inducción HSE dada por ECOPETROL.
3. Contar con un lugar idóneo donde los trabajadores reciban y consuman alimentos (comedor techado, con mesas y sillas diferentes), baños con lavamanos y sanitarios (fijos o portátiles con sistema de tratamiento) aseados y en correcto estado de funcionamiento.
4. Mantener las instalaciones y equipos propios en óptimas condiciones de orden y aseo. Diariamente deben evacuar los residuos a los sitios de disposición final disponibles en ECOPETROL.
5. Utilizar equipos y herramientas en buen estado y en condiciones de higiene y seguridad, adecuados para la labor contratada, acorde con la clasificación de áreas donde se realizará el trabajo. Debido a que en las plantas se pueden presentar atmosferas potencialmente explosivas, los radios a utilizar en las zonas industriales de ECOPETROL, deben ser intrínsecamente seguros, listados por UL/FM para áreas clasificadas como peligrosas: clase I, II, III. División 1, grupo DFG y clase I, División 2 grupo ABCD.
6. En caso de tener andamios: acatar las especificaciones y procedimientos indicados en el procedimiento para prácticas de seguridad para la construcción y uso de andamios de ECOPETROL.



Figura 45. Pag 5, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



7. Cumplir con: la normatividad HSE y la normatividad interna de ECOPEPETROL sobre esta materia: elaboración de los análisis de riesgos, utilizando metodologías 3 Que's ATS, HAZOP, u otras que deben ser previamente revisadas por el interventor: las medidas de control identificadas en los análisis de riesgos y de manejo de contingencias para los trabajos a desarrollar: la normatividad ambiental vigente en todos los procesos de contratación y compras.
8. Capacitar a su personal en las metodologías utilizadas para analizar los riesgos inherentes a los trabajos por realizar y en relación con las medidas de seguridad adecuadas que se deben observar en la ejecución de los mismos, y en cómo reaccionar frente a situaciones de emergencia.
9. Realizar permanentemente, campañas de seguridad entre sus trabajadores y divulgarles todas las normas de seguridad de ECOPEPETROL.
10. Garantizar la prestación de atención o asistencia médica a su personal.
11. Registrar, valorar, notificar e investigar los incidentes, reales o potenciales, que, con ocasión de sus actividades, afecten o puedan afectar persona, bienes, ambientes o a la imagen de ECOPEPETROL.
12. Presentar semanalmente al interventor o a quien detente sus funciones, un reporte sobre sus fallas de control, incidentes y accidentes, así como también entregar un reporte resumen de su desempeño en HSE incluyendo las estadísticas de número de accidentes ocupacionales y total de horas hombre trabajadas.
13. De acuerdo con los procedimientos establecidos por ECOPEPETROL para auditar los trabajos contratados, el contratista debe: ECOPEPETROL tenga acceso a todo lo relacionado con HSE, para efectuar inspección y auditoría: ejecutar 100% las recomendaciones emitidas por ECOPEPETROL: establecer sistema de revisiones y auditorías, entregar un informe de desempeño de HSE al finalizar el contrato.



DIRECCION: CALLE 61 # 23-37
P.B.K. (7) 8430012
E-MAIL: info@mejoringenieria.com
web: www.mejoringenieria.com
B/MANGLA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 46. Pag 6, Contrato No. 52022810 ECOPEPETROL.



14. Aplicar la reglamentación del sistema de permiso de trabajo según lo establecido en el manual del sistema de permisos de trabajo de ECOPETROL, que forma parte de este contrato, aislamiento seguro de plantas y equipos, el manual de seguridad eléctrica, manejo seguro de cargas y toma de radiografías industriales.
15. Estipular con todos los subcontratistas las mismas exigencias de HSE pactadas en esta cláusula, y revisar regularmente el cumplimiento de las mismas por parte de sus subcontratistas.
16. Proporcionar y utilizar equipos de seguridad (primeros auxilios, extinguidores de incendio, etc.) del tipo y en la cantidad exigidos en los estándares legales e industriales para el tipo de actividad a desarrollar, manteniendo registros actualizados de todos ellos. Es responsabilidad del contratista suministrar capacitación al personal sobre el uso correcto de los equipos y elementos de protección personal que se deberán usar durante la ejecución del contrato
17. Suministrar a su personal la ropa de protección personal adecuada y los equipos de protección requeridos para el desempeño seguro del trabajo que realice. La ropa de protección personal y los equipos de protección se deberán mantener en buenas condiciones y se deberá utilizar en las oportunidades en que se necesiten según lo indiquen las notas, las instrucciones, los permisos de trabajo, las reglamentaciones de seguridad.
18. Suministrar a sus trabajadores, antes de su ingreso a una zona industrial, un equipo básico de seguridad personal, regido bajo las normas ANSI, estándares NIOSH Y OSHA, CEE e ISO.
19. El cumplimiento en HSE será evaluado al finalizar el plazo de ejecución del contrato.



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
PRK: (7) 8430212
E-MAIL: info@ingprogenieria.com
web: www.ingprogenieria.com
BARRANCA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 47. Pag 7, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



3.2. Requisitos Personal Calificado

Un (1) Ingeniero Consultor	Consultor certificado por NACE en CP nivel IV o ASCOR y especializado en el área de protección catódica de plantas industriales, experiencia mínima (3) años en este tipo de trabajo, el cual establecerá el prototipo a seguir en los diseños y montajes a realizar por el Contratista y avalará por escrito informes parciales y finales de los diseños.
Un (1) ingeniero director de obra	Título de pregrado, 10 años de experiencia – fecha de expedición de tarjeta profesional, certificación como CP nivel III – NACE. 2 años de experiencia en dirección de obras (2 contratos > 1000 s.m.l.m.v) - instalación de S.P.C (CI & A.S) en plantas industriales y/o petroquímicas.
Un (1) ingeniero residente	Título de pregrado, 8 años de experiencia general – fecha expedición de tarjeta profesional, experiencia en dirección de obra (2 contratos > 1000 s.m.l.m.v) – instalación de S.P.C (CI & A.S) en plantas industriales y/o petroquímicas.
Un (1) técnico	Experiencia mínima 3 años – montajes de S.P.C en áreas industriales.
Un (1) supervisor de salud ocupacional.	Ingeniero/técnico con estudios en salud ocupacional y/o S.I., 3 años de experiencia, (3 contratos – supervisor de S.O en plantas industriales y/o petroquímicas.)



DIRECCION, CALLE 81 # 23-37
 PBX: (7) 8420212
 E-MAIL: info@mgingenieria.com
 web: www.mgingenieria.com
 BUENAGUA, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 48. Pag 8, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



3.3. Funciones especiales de interventoría

- I. Fase de movilización de la obra (durante la que el contratista desplaza los equipos, herramientas y personal al sitio de los trabajos, incluyendo la construcción de campamentos y servicios sanitarios que sean requeridos): A) indicar al CONTRATISTA que cargos, perfiles o personas deben asistir al programa de inducción de HSE con antelación a la realización del mismo. B) Acordar con la dirección de responsabilidad Integral o quien tenga sus funciones, la fecha y hora de realización del programa de inducción en HSE y verificar la asistencia de todo el personal del CONTRATISTA (y de sus subcontratistas, si los tuviere) que debiere recibir el mismo. C) Elaborar la lista de chequeo de HSE y revisar el estado de las herramientas, equipos, instalaciones o campamentos de las competencias específicas para los trabajos de alto riesgo.
- II. En la fase de operación y mantenibilidad de la obra (durante la que el contratista desarrolla los trabajos cumpliendo lo establecido en el contrato, los términos de referencia, su propuesta y requerimientos adicionales): A) Recopilar todos los informes de las visitas de seguridad y auditoras de HSE realizadas por el personal de ECOPEPETROL; con base en esta información, enviar al CONTRATISTA comunicaciones exigiéndole cumplimiento de acciones correctivas, acorde con las fechas establecidas en los informes. B) Hacer seguimiento a compromisos de HSE y aplicar instructivo por incumplimiento. C) Complementar la lista de chequeo de auditoría trimestral al cumplimiento del plan de acción de HSE (PMA-PSO, etc), y a los requerimientos exigidos en el contrato. Enviar resultados oficialmente al contratista con fecha de cumplimiento de no-conformidades, seguimiento a implementación de recomendaciones y aplicar instructivo disciplinario por no-cumplimiento, si es necesario. D) Comunicar al contratista cualquier nueva instrucción, norma, procedimiento o estándar establecido por dependencias de ECOPEPETROL. E) Solicitar semanalmente al CONTRATISTA la entrega de información relacionada con el desempeño HSE, como indicadores de accidentalidad, investigaciones de accidentes, cumplimiento de recomendaciones, etc. con base en esta información el interventor debe organizar un archivo con la información relevante para evaluar el desempeño HSE del contratista.



Figura 49. Pag 9, Contrato No. 52022810 ECOPEPETROL.



4. Aspectos económicos del contrato (No. 52022810)

4.1. Valor del contrato

El presente contrato se pactó por el sistema de precios unitarios (valor unidad de recurso, trabajo, servicio, o bien), los cuales remuneran la totalidad de las actividades (trabajos/ servicios) y/o suministros constitutivos de su objeto, de conformidad con lo pactado.

El valor estimado del presente contrato fue de MIL QUINIENTOS DIECINUEVE MILLONES NOVECIENTOS NOVENTA Y CINCO MIL TRESCIENTOS SETENTA Y CUATRO pesos colombianos (\$1.519.995.374), sin incluir el valor del impuesto al valor agregado.

El valor final del presente contrato fue de: MIL SETECIENTOS DIEZ Y OCHO MILLONES SEISCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL CINCUENTA Y TRES PESOS MCTE. (\$1718.636.053)

4.2. Garantías y seguros

- I. De estabilidad de la obra, que tenga: un valor asegurado igual al 10 % del valor global de presente contrato, una vigencia de cinco años contados a partir de la fecha de terminación del plazo de ejecución de este contrato.
- II. De cumplimiento, que tenga: un valor asegurado igual al 10 % del valor global del presente contrato y una vigencia igual al termino de vigencia del contrato.
- III. De pego de salarios y prestaciones sociales; Un valor asegurado igual al 10 % del valor del presente contrato, este amparo deberá extenderse por el termino de vigencia del contrato y tres (3) años, a partir de la fecha del acta de liquidación final del contrato.
- IV. Un seguro de responsabilidad civil extracontractual. Por un valor asegurado equivalente al 10% del valor global del presente contrato, con una vigencia igual a la del contrato. ECOPEPETROL debe figurar como asegurado y beneficiario adicional.



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
PBX: (7) 6430212
E-MAIL: info@mgingenieria.com
Web: www.mgingenieria.com
BANCA: SANTANDER
COLOMBIA

Figura 50. Pag 10, Contrato No. 52022810 ECOPEPETROL.



- V. Un segundo colectivo de vida que ampare a los trabajadores vinculados para la ejecución del contrato frente a los riesgos de muerte, accidentes, incapacidad por accidente de trabajo o enfermedad profesional, de conformidad con lo establecido en código sustantivo del trabajo vigente; con una vigencia igual a la del contrato.

5. Aspectos Parciales del sistema para el control de corrosión (S.P.C)

5.1. Normas Aplicables

- + Normas NACE
- + RP0169-2002, "Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System"
- + RP0286-97, "Electrical Isolation of cathodically protected pipelines-item"
- + RP0572-95, "Design, Installation, operation, and maintenance of impressed current deep ground beds"
- + RP0285- 95, "Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection"
- + RP0193-2001 "External Cathodic Protection of On-Grade Carbon Steel Storage Tank Bottoms"
- + TM-0497-2002, "Measurement Techniques Related to Criteria for Cathodic Protection On Underground or Submerged Metallic Piping Systems"
- + Normas UL
- + 67 Standard for Safety for Panels Boards
- + 50 Standard for Safety for Enclosures for Electrical Equipment, Environmental Considerations"



5.2. Consideraciones del diseño

Para el diseño del sistema de protección catódica se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones: resistividad del suelo dentro de los diques, caracterización físico-química del suelo y las consideraciones eléctricas teniendo en cuenta las condiciones de los tanques como el diámetro y las condiciones de revestimientos (si tiene o no).

DIRECCION, CALLE 81 # 23-37
PBX: (7) 8430212
E-MAIL: info@ingenieria.com
web: www.ingenieria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 51. Pag 11, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



5.3. Perfil de la resistividad del terreno

Como primer paso para el diseño de los sistemas individuales se realizó un levantamiento del perfil de la resistividad del terreno en cada uno de los diques. El perfil se levantó usando el método Wenner o de los cuatro pines, para lo cual se usó un equipo NILSON 400 y un GEOHM 2.

La resistividad del terreno se mide para definir su corrosividad. El procedimiento consiste principalmente en hacer circular una corriente alterna conocida entre los electrodos de un equipo, midiendo las caídas de potencial entre ellos, localizados a diferentes distancias, lo cual es equivalente a la profundidad donde se presume ha de quedar instalada la estructura o fondo del tanque a proteger o la profundidad de la cama anódica.

Para medir la resistividad del suelo se utiliza básicamente la norma ASTM G-57, "Standard Method for Field Measurements of Soil Resistivity Using The Wenner Four Electrode Method" y un equipo de cuatro pines marca Nilsson 400 o GEOHM. Los datos de resistencia del suelo representan el promedio de la resistividad del suelo a una profundidad igual al espaciamiento entre los pines.

La medida se halla instalando los cuatro pines en una línea seleccionada en el área contigua al tanque a proteger, a una distancia entre 3 a 5 metros del borde de la pestaña o la profundidad de la cama. La figura 1 muestra los detalles:

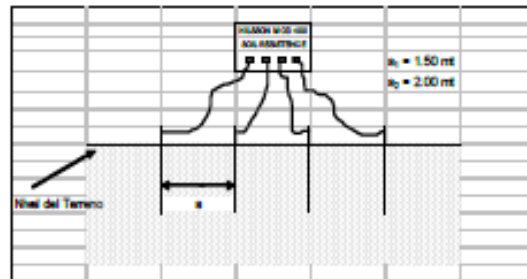


Figura 1. Resistividad del suelo – NILSON 400



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
PBX: (7) 6430212
E-MAIL: info@mgingenieria.com
web: www.mgingenieria.com
BARRANCA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 52. Pag 12, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



- La distancia entre pines depende de la profundidad de la estructura a proteger, esto quiere decir, que para fondos de tanques las mediciones efectuadas a una profundidad de 1 metro son equivalentes, por lo tanto, se toman datos con distancias entre pines a 1.00 metro. Para determinar el sitio de la cama anódica profunda, se tomaron datos de 1,2,3, 10, 20, 30, 40, 50, metros para obtener el perfil de resistividad y la equivalencia de geo-eléctrica del terreno.

Para estas lecturas de resistencia se utilizan diferentes tipos de equipos como el NILSSON 400 o el GEOHM Earth Tester. Los datos son registrados en forma tabular y se toma un promedio de las lecturas realizadas a varios metros de profundidad, de tal forma que el valor promedio sea el seleccionado para efectuar el diseño. Los equipos diseñados para tal fin, entregan el valor de resistencia del terreno y para calcular los datos de resistividad de suelo utilizamos la siguiente fórmula:

$$\rho = 2 * \pi * a * \text{Resistencia del suelo}$$

Donde:

- P: Resistividad del suelo (Ω -cm.)
- a: Distancia entre pines (cm)
- π : 3.141516

Los datos de resistividad del terreno son correlacionados con el grado de corrosividad. La interpretación que varios autores dan a estos valores se puede apreciar en la siguiente Tabla 1.

Resistividad (Ω -cm)	Grado de corrosividad
0-2500	Muy corrosivo
2500-10000	Corrosivo
10000-20000	Moderadamente Corrosivo
20000-100000	Medianamente Corrosivo
>100000	Poco corrosivo

Los resultados del levantamiento del perfil de la resistividad del área 1000 se encuentran detallados en el documento de la ingeniería básica.



Figura 53. Pag 13, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



5.4. Caracterización físico-química del suelo

El suelo por su contenido variable de humedad, sales y materia orgánica en descomposición es el electrolito más complejo de todos los que se pueden encontrar. Por necesidades mecánicas, económicas y de seguridad, la industria tiene que apoyar sobre el y/o enterrar numerosas y muy variadas estructuras de acero, las cuales se ven sometidas a un proceso de corrosión que en algunos casos puede ser complicado de controlar.

El suelo generalmente es un medio heterogéneo en donde se dan muchas variaciones en la velocidad de corrosión de los metales. Un suelo natural contiene los siguientes elementos: arena, arcilla, cal, humus, y otros contaminantes. Estos componentes pueden estar mezclados en el suelo en diferentes proporciones que darán lugar a distintos grados de agresividad. Por lo general, los suelos arenosos, margo-arenosos, margo-calcareos y calcareos no son agresivos; los suelos arcillosos en algunas condiciones son agresivos. Los que son agresivos de por sí son las turbas, los humus libres de cal, y también los suelos cenagosos y de aluvión. Los suelos artificiales, estos son formados por escorias y basuras, elementos de putrefacción y residuos humanos e industriales también son agresivos.

5.5. Agresividad del suelo en función del pH

En lo que se refiere a la acidez, los suelos muy ácidos ($\text{pH} < 5.5$) pueden motivar una rápida corrosión del metal desnudo, y la agresividad del suelo aumenta con el incremento de la acidez (disminución del pH). Según W. Peabody (NACE), suelos con PH entre 5.5 a 6.5 presentaran corrosión moderada al acero y suelos con pH entre 6.5 y 7.5 son neutrales a la corrosión. La mayor parte de los suelos tienen pH comprendidos entre 6.5 y 8.0, en cuyo caso la corrosión depende de otros factores.

Los terrenos con $\text{pH} < 6.5$ causan, dificultad de saturación de cationes y son más difíciles para conseguir la polarización requerida (la acidez actúa como agente despolarizante) y el cumplimiento de los criterios de protección catódica no se da. Según la nace, se debe incrementar el potencial de protección en -50 mV para conseguir la protección adecuada.

Los tanques TK1014 y TK1015 poseen pH cercanos a 8, los cuales son categorizados como valores NEUTROS y no afectan el diseño del sistema de protección catódica de los tanques.



DIRECCIÓN: CALLE 81 # 23-37
PBX: (7) 8430213
E-MAIL: info@ingeneria.com
www.ingeneria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 54. Pag 14, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



5.6. Corrosion por cloruros y sulfatos solubles

Los cloruros tienden a romper la capa protectora que se produce en el acero y pueden resultar en corrosión moderada o picadura según sea el área afectada. La presencia de cloruros solubles causa un cierto grado de agresividad del terreno. Valores menos a 500 ppm son despreciables, valores entre 500 y 1500 ppm, causan corrosión del terreno y valores $>$ a 1500 ppm causan corrosión severa. Estas cantidades de cloruros altos deben ser contrarrestadas en un sistema de PC, aumentando -50 mV en el criterio de protección catódica para trabajar en rangos seguros. Para la playa 1 y los tanques TK1014 y TK1015, los resultados obtenidos mostraron que los valores de los cloruros presentes son de agresividad media, por tanto, afecta el sistema de protección catódica.

Por otro lado, la presencia de sulfatos solubles puede causar también disminución del pH. Valores hasta de 150 ppm son despreciables, pero mayores a 150 ppm pueden producir un grado de corrosividad en el acero. Si los valores son mayores a 1500 ppm, los sulfatos producen considerable agresividad del terreno. Existe una relación directa entre la presencia de sulfatos en el terreno y la posible generación de bacterias. Es importante tener en cuenta esta correlación. Si hay altos contenidos de sulfatos solubles, el criterio de sobreprotección por presencia de bacterias debe ser tenido en cuenta, así que incrementar -100 mV al criterio es la solución para evitar este tipo de ataque corrosivo en el acero. El contenido de sulfatos es alto y afecta la P.C. También hace al terreno susceptible de formación de bacterias. La siguiente tabla II, muestra la correlación que hay del efecto de los cloruros, sulfatos y pH, sobre la corrosión del acero en contacto con el suelo.



DIRECCIÓN: CALLE 81 # 23-37
PBX: (5) 8430212
E-MAIL: info@regingenieria.com
web: www.regingenieria.com
BANQUA: SANTANDER
COLOMBIA

Figura 55. Pag 15, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Concentración (ppm)	Grado de corrosividad
Cloruros	
> 5.000	Severo
1500 – 5000	Considerable
500 – 1500	Corrosivo
< 500	Limite
Sulfuros	
> 10000	Severo
1500 – 10000	Considerable
150 – 1500	Positivo
0 – 150	Despreciable
pH	
< 5.5	Severo
5.0 – 6.5	Moderado
6.5 – 7.5	Neutro
> 7.5	Ninguno (alcalino)

Tabla II. Efecto de Cloruros, Sulfuros y pH.

Los resultados de la caracterización físico-química del área 1000 se encuentran detallados en el documento de la ingeniería básica.

5.7. Criterios de diseño

Trabajando con la información recolectada en campo, se definen los criterios que permitan efectuar el diseño más apropiado del sistema de protección catódica mediante una cama anódica profunda a 50 metros del nivel del terreno, situada en la posición C1. Los criterios para diseñar los sistemas de protección catódica del área 1000 se describen a continuación. Las memorias de cálculo en detalle se encuentran en el documento de la ingeniería básica.

Densidad de corriente

Este criterio se escoge de acuerdo al tipo de estructura a proteger, teniendo en cuenta los parámetros NACE, referencias bibliográficas (W.A Peabody; J. Winkelman), la resistividad encontrada y basados en la experiencia obtenida.



DIRECCION: CALLE 51 # 23-37
 PBX: (7) 8432212
 E-MAIL: info@rejingenieria.com
 web: www.rejingenieria.com
 BARRANCO, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 56. Pag 16, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Área desnuda

Tener en cuenta si la estructura a proteger esta desnuda o protegida. Se aplica el 100 % de área cuando por tratarse del fondo de un tanque que no ha sido protegido con revestimiento exterior.

Temperatura de operación

Los tanques de la REFINERIA DE CARTAGENA S.A. están operando a una temperatura máxima de 88 °F (32 °C).

Factores de seguridad

Luego de calcularse la cantidad de corriente requerida para proteger el sistema, se adiciona entre un 20 a 50 % teniendo en cuenta el envejecimiento de la lámina del fondo de los tanques y el punto de aterrizamiento. Se escoge el valor del 30% debido a la cantidad de cobre.

Tipo de cama anódica

Todas las camas instaladas son camas profundas a 50 mt de profundidad.

Resistividad de la cama

Se toma como valor de resistividad de la cama anódica, el que resulta del promedio de las medidas a 50 mt de profundidad.

Cantidad de anodos

La cantidad de anodos será definida acorde con la cantidad de corriente requerida y el drenaje de corriente de cada ánodo de MMO.

Cables

De acuerdo con los resultados de la química del suelo y su media agresividad, se especificará el tipo de cable. Se usará cable de polietileno de alto peso molecular (HMWPE) para enterramiento directo AWG No. 8 para los anodos y No. 2 para las conexiones positivas y negativas al rectificador. Para las estaciones de prueba se selecciona cable AWG No. 12 HMWPE.



DIRECCION, CALLE 51 # 23-37
P.B.K. (7) 840013
E-MAIL: info@refineria.com
web: www.refineria.com
B-MANUA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 57. Pag 17, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



El relleno o Backfill

El relleno de la cama anódica será con coque de petróleo calcinado tipo Loresco SC-3 o similar.

Vida útil del sistema

La vida útil del sistema es calculada para 25 años. Todos los elementos de protección catódica tendrán una vida útil de 25 años, incluyendo los cables y conexiones.

Juntas de aislamiento Eléctrico

Para el caso de protección de cada tanque y debido a que la mayor parte de las tuberías que los comunican son aéreas, no se instalarán juntas de aislamiento eléctrico.

6. Descripción general de la instalación (S.P.C)

6.1. Acometida AC a tablero de distribución

La acometida de AC para alimentar el tablero de distribución es a 480 V A.C y se tomó desde la subestación del área 1000(nueva), conectada en la celdilla de reserva B1-2 de la misma.

El cableado desde la subestación hasta el tablero de distribución es AWG 4x2, en los tramos enterrados el cable está protegido con tubería tipo IMC de 2" y concreto de 2500 PSI, en los tramos aéreos; el cable está protegido con tubería tipo rígida de 2", en los cruces de vía de los tramos enterrados se usaron reservas de tuberías existentes. El detalle de la acometida se puede ver en el plano AS-BUILT-56-P-0084-D y el detalle del tablero de distribución se puede ver en el plano AS-BUILT-56-P-0086-D.



Figura 58. Pag 18, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



En las fotografías 1,2, y 3 se muestran detalles de la acometida A.C tubería enterrada.



Foto 1. Acometida A.C a concreto de Tablero de distribución A.C



Foto 2. Protección con tubería acometida



Foto 3. Acometida A.C aérea



DIRECCION: CALLE 61 # 23-37
PBX: (7) 6400212
E-MAIL: ventas@ingenieros.com
web: www.ingenieros.com
BIMANGLA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 59. Pag 19, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



El tablero de distribución es tipo NEMA 4X, 480 V A.C, seis (6) circuitos trifásicos, con totalizador tipo termomagnético. En las fotografías 4,5, y 6 se muestra el cableado, panel frontal y caja del tablero de distribución. Todo el cableado llega al tablero de distribución por tubería tipo rígida con sellos cortafuegos.



Foto IV. Cableado tablero de tablero

Distribución.



Foto V. Panel frontal de distribución.



Foto VI. Caja tablero de Distribución



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
P.B.M. (7) 842012
E-MAIL: info@mjingenieria.com
web: www.mjingenieria.com
BARRANQUILLA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 60. Pag 20, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



6.2. Acometida AC desde el tablero de distribución a rectificadores

La acometida de A.C para alimentar el rectificador No. 1 es en cable AWG 4X2, para el rectificador No. 2 es en cable AWG 4X4 y para el rectificador No. 3 es en cable AWG 4X4, en los tramos enterrados el cable está protegido con tubería tipo DMC y concreto de 2500 PSI, en los tramos aéreos; el cable está protegido con tubería tipo rigid, en los cruces de via de los tramos enterrados se usaron reservas de tubería existentes. Detalles de las acometidas a los rectificadores se puede ver en el plano AS BUILT 56 – P- 0084-D.

En la foto 7, se ve en detalle zanjado y la protección con concreto de la acometida.



Foto 7. Acometida A.C de tablero De distribución a Rectificador No.1



DIRECCION: CALLE 51 # 33-37
PIEK: (7) 8430212
E-MAIL: info@proinversa.com
web: www.proinversa.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 61. Pag 21, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



6.3. Construcción camas anódicas

Para la construcción de las camas anódica se usó taladro perforador, como se muestra en la fotografía 8.

Con excepción de la cama 2, todas las camas anódicas de los sistemas de protección catódica son de 50m de profundidad y 10" de diámetro. La de la cama 2 es de 60 mt. Nuevamente, con excepción de la cama 2 la columna activa, es decir, aquella donde quedan instalados los anodos, es de 38 mt de profundidad, además están encamisadas con tubería desnuda de acero al carbón y rellena con coque de petróleo calcinado. La columna activa de la cama 2 es de 54 mt de profundidad también encamisada con tubería desnuda de acero al carbón y rellena con coque de petróleo calcinado. La columna inactiva de la cama 2 es de 6 mt y 10" de diámetro encamisada con tubería PVC estándar perforada y de 12 mt para el resto de las camas. Igualmente, en todas las camas anódicas se instalaron tubos PVC estándar de 1" de diámetro que se utilizan como respiraderos para expulsión de gas generado por la actividad de los anodos. Estos tubos llegan hasta la superficie de la cama perforación.



Fotografía 8. Taladro perforador para la construcción de camas anódicas



DIRECCION, CALLE 91 # 23-37
P.O. BOX (7) 842022
E-MAIL: info@ryjingenieria.com
web: www.ryjingenieria.com
BANCA: SANTANDER
C.C. OMBIA

Figura 62. Pag 22, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Una vez instaladas las tuberías de acero al carbón de la columna activa y de las tuberías de PVC de la columna inactiva se vació aproximadamente 0.5 mt de coque de petróleo calcinado y se procedió al bajado de los anodos, adheridos al tubo de PVC de 1" y con centralizadores como se muestra en la fotografía 9.



Fotografía 9. Bajado de la sarta Anódica

Finalizando el bajado de los anodos se procedió al vaciado del coque de petróleo calcinado, esta actividad se llevó a cabo por un bombeo mecánico, como se muestra en la fotografía 10. El coque cubre toda la columna activa.



Fotografía 10. Vaciado de coque de petróleo calcinado por bombeo mecánico.



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
PISO: 7º BASICO 13
E-MAIL: info@ingenieros.com
web: www.ingenieros.com
BARRANCO: BARRANCO
COLOMBIA

Figura 63. Pag 23, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Finalmente, para cada cama anódica se construyeron registros en concreto de 60x60x60 cm, con tapa perforada que permiten la emisión de los gases producidos por la actividad de la cama anódica, como se muestra en la fotografía 11.



Fotografía 11. Registro en concreto

Detalle de la construcción e instalación de las camas anódicas se puede ver en el plano AS BUILT IN-UTMJI-PLA-003DC-0108.



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
PISO: 7º BAJO
E-MAIL: info@mjingenieria.com
web: www.mjingenieria.com
SUSANAQUÍ, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 64. Pag 24, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



6.4. Construcción del circuito anódico

Para la construcción del circuito anódico, cada uno de los cables de los anodos se llevaron en forma directa (sin empalmes) y se conectaron a través de resistencias calibradas (shunts) a un barraje en una caja de conexión de positivos. De este barraje sale un solo conductor hacia el terminal positivo del rectificador, como se muestra en la fotografía 12.



Fotografía 12. Conexión de anodos en caja de positivos



El conductor anódico principal, es decir, el que va desde la caja de conexión de positivos al terminal positivo del rectificador, es un cable AWG # 2 con aislamiento de polietileno de alto peso molecular (HMWPE) continuo. Este aislamiento permite que el cable sea de enterramiento directo, como se muestra en la fotografía 13 y se colocó cinta de seguridad como advertencia en caso de futuras excavaciones.



Figura 65. Pag 25, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Fotografía 13. Cable anódico principal con aislamiento HMWPE para enterramiento directo

Finalmente, el conductor anódico principal se conecta al positivo del transformador rectificador a través de flexiconduit como se muestra en la fotografía 14.



Fotografía 14. Conexión cable anódico principal en rectificador

Detalle de la construcción del circuito anódico se puede ver en el plano AS BUILT IN-UTMJI-PLA-005DC-0108



Figura 66. Pag 26, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



6.5. Construcción del circuito catódico

Para la construcción del circuito usando soldadura exotérmica (cadweld) de 15 gr, se soldó en la pestaña del tanque un cable AWG No. 2 con aislamiento HMWPE para enterramiento directo, como se muestra en la fotografía 15. Una vez colocado el cable y después de cubrir parte de él con el material de la excavación, se instaló cinta de seguridad.



Fotografía 15. Saneada instalación circuito catódico



Cuando la cama está diseñada para proteger más de un tanque (por ejemplo, la cama 2, que está diseñada para la protección de los tanques TK-1008, TK-1009, TK-1012 Y TK-1013), cada uno de los cables soldados en la pestaña de los tanques se llevó a una caja de conexión de negativos y de la caja sale un solo cable que se conecta al terminal negativo del rectificador.

Cuando la cama está diseñada para proteger un solo tanque, el cable soldado a la pestaña se lleva directamente al negativo del rectificador (por ejemplo, a la cama cuatro (4) diseñada para proteger el tanque TK-1007). En la fotografía 16 se muestra la soldadura en la pestaña del tanque y su protección con bicomponente epoxico, y la caja de conexión de negativos usada para conectar más de un tanque.



Figura 67. Pag 27, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Fotografía 16. Soldadura exotérmica de 15 gr en pestaña de tanques y caja de conexión de negativos

Detalle de la construcción del circuito catódico se puede ver en el plano AS BUILT IN-UTMJI-PLA-005DC-0108.

6.6. Instalación del sistema de monitoreo

Para monitorear el sistema de protección catódica con el paso del tiempo, se instalaron dos electrodos de referencia permanentes de $\text{Cu}/\text{Cu}_2\text{SO}_4$, uno en el centro y otro en la mitad del radio de cada uno de los tanques del área 1000, como se muestra en la fotografía 17.



Fotografía 17. Instalación electrodos de referencia permanentes de $\text{Cu}/\text{Cu}_2\text{SO}_4$

Figura 68. Pag 28, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Los electrodos de referencia permanentes se instalaron haciendo una perforación dirigida por debajo del fondo del tanque, como se muestra en la fotografía 18.



Fotografía 18. Perforación dirigida para la instalación de electrodos de referencia permanentes.

Finalmente, los electrodos se conectaron a un poste de prueba como se muestra en la fotografía 19. Adicionalmente se conectaron dos cables AWG No. 8 con aislamiento HMWPE soldados en la pestaña del tanque.



Fotografía 19. Poste de prueba



Figura 69. Pag 29, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



INGENIERÍA S.A.S.

Detalle de la instalación de las celdas de referencia se puede ver en el plano AS BUILT IN-UTMJI-PLA-006DC-0108.

6.7. Instalación de ánodos de sacrificio

Para proteger los tramos de tubería enterrados, cuando pasan por los diques o en los cruces de carreteras, se instalaron ánodos de sacrificio como sistema de protección contra corrosión de dichos tramos. Para realizar la instalación, se hizo una excavación hasta encontrar la tubería, se limpió el revestimiento y usando soldadura exotérmica de 15 gr, se soldó un cable AWG No. 8 con aislamiento HMWPE y se protegió usando un Handy Cap tipo Royston, como se muestra en la fotografía 20.



Fotografía 20. Soldadura exotérmica para conexión de ánodo de sacrificio.

El cable soldado a la tubería se empalmo al cable del (os) ánodo (s) usando un splice kit 91B1 de 3M como se muestra en la fotografía 21.



Fotografía 21. Empalme cable ánodo de sacrificio



DIRECCIÓN: CALLE 61 # 23-37
PISO: 7º BARRIO
E-MAIL: info@ingenieria.com
web: www.ingenieria.com
BARRANQUILLA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 70. Pag 30, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



INGENIERÍA S.A.S.

Finalmente, para la instalación del (los) ánodo (s) se hizo una excavación a 1.5 mt de la tubería y una perforación de 1.5 mt de profundidad. Dado que, tanto el cable soldado a la tubería como el cable del ánodo son con aislamiento HMWPE para enterramiento directo, estos se pre-taparon, se colocó cinta de seguridad y se terminó el tapado con material de la excavación, como se muestra en la fotografía 22.



Fotografía 22. Instalación ánodo de sacrificio.

Detalle de la instalación de los ánodos de sacrificio se puede ver en el plano AS BUILT IN-UTMI-PLA-007DC-0108.

6.8. Instalación transformadores rectificadores

Una vez terminados los trabajos de instalación de las acometidas A.C. de los circuitos anódicos y catódicos para cada uno de los tanques del área 1000, se procedió a la instalación de los transformadores rectificadores.

El transformador rectificador No. 1 consta de tres unidades, así:

- ✓ En el terminal positivo de la unidad 1 se conectó la cama anódica 1 y en el terminal negativo se conectó el cable que viene de la caja de conexiones negativa que conecta los cables soldados a las pestañas de los tanques TK-1014 Y TK- 1015.
- ✓ En el terminal positivo de la unidad 2 se conectó la cama anódica 2 y en el terminal negativo se conectó el cable que viene de la caja de conexiones negativas, que conecta los cables soldados a las pestañas de los tanques TK-1008, TK-1009, TK-1012 Y TK-1013.



Figura 71. Pag 31, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



- ✓ En el terminal positivo de la unidad 3 se conectó la cama anódica y en el terminal negativo se conectó el cable que viene de la caja de conexiones negativas que conecta los tanques soldados a las pestañas de los tanques TK-1116 Y TK-1106.

En la figura 2 se muestra un esquema (sin escala) de las conexiones del rectificador No.1.

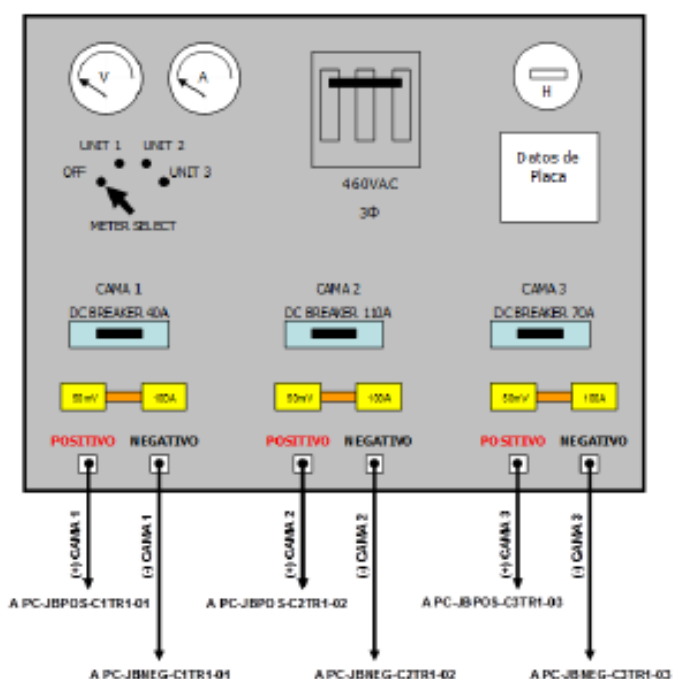


Figura 2. Esquema de conexiones rectificador No. 1



Figura 72. Pag 32, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



El transformador rectificador No.2 consta de dos unidades así:

- ✓ En el terminal positivo de la unidad 1 se conecta la cama anódica 4 y en el terminal negativo se conecta el cable que viene soldado en la pestaña del tanque TK-1007.
- ✓ En el terminal positivo de la unidad 2 se conecta la cama anódica 5 y en el terminal negativo se conecta el cable que viene soldado en la pestaña del tanque TK-1001.

En la figura 3 se muestra un esquema (sin escala) de las conexiones del rectificador No. 2.

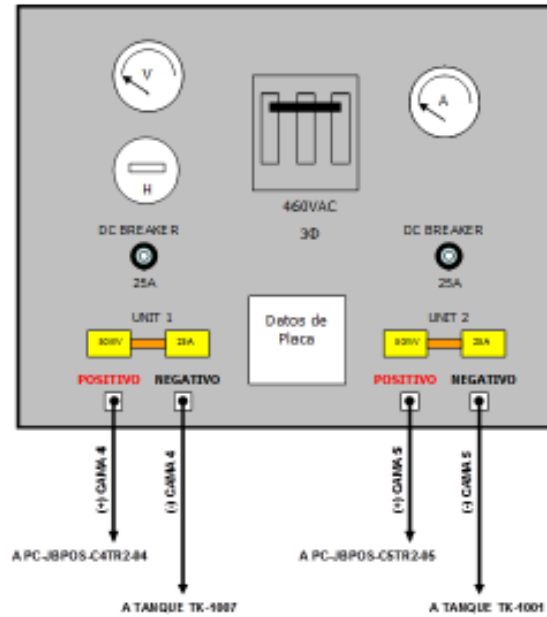


Figura 3. Esquema de conexiones rectificador No.2



Figura 73. Pag 33, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



El transformador rectificador No.3 consta de 3 unidades, así:

- ✓ En el terminal positivo de la unidad 1 se conecta la cama anódica 6 y en el terminal negativo se conecta el cable que viene de la caja de conexiones negativa que conecta los cables soldados a las pestañas de los tanques TK-1102 y TK-1104.
- ✓ En el terminal positivo de la unidad 2 se conecta la cama anódica 7 y en el terminal negativo se conecta el cable que viene soldado en la pestaña del tanque TK-1018.
- ✓ En el terminal positivo de la unidad 3 se conecta la cama anódica 8 y en el terminal negativo se conecta el cable que viene de la caja de conexiones negativa que conecta los tanques soldados a las pestañas de los tanques TK-1103 y TK-1119.

En la figura 4 se muestra un esquema (sin escala) de las conexiones del rectificador No. 3.

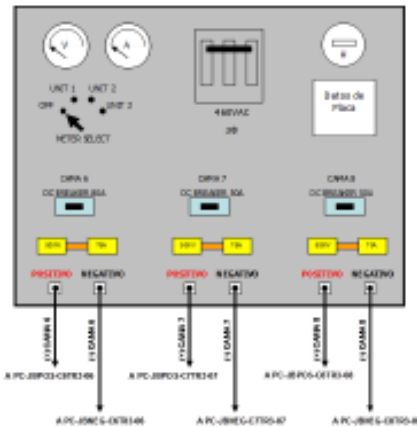


Figura 4. Esquema de conexiones rectificador No. 3



Figura 74. Pag 34, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



INGENIERIA S.A.S.

Una vez finalizadas todas las conexiones a los rectificadores, se vació el aceite dieléctrico que usan como refrigerante y se procedió al encendido y calibración del sistema de protección catódica.

6.9. Procedimiento de calibración y puesta en operación del sistema de protección catódica.

Antes de energizar los rectificadores se midieron los potenciales naturales en los postes de prueba (centro y mitad del radio) y a 0°, 90°, 180° y 270° de los mismos usando un electrodo de referencia portátil de Cu/Cu₂SO₄ en cada uno de los tanques del área 1000.

Posteriormente se encendieron uno por uno los rectificadores, TAP por TAP, y se fueron registrando los valores de corriente y salida de voltaje, al igual que los potenciales ON e Instant OFF en las estaciones de prueba. Una vez se obtuvieron los mayores niveles de salida, el sistema se dejó energizado durante más de 72 horas para lograr la polarización completa del mismo, de manera que, una vez polarizado se midieron nuevamente los potenciales ON e Instant OFF, como procedimiento de la puesta en operación del sistema de protección catódica. Estos fueron los resultados obtenidos.



Figura 75. Pag 35, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Tanque No. 1014							
Posición Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 - R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1	0,61 9	2,7	-0,850	-0,833	-0,688	-0,663
1	2	2,35 4	11,4	-0,945	-0,885	-0,802	-0,707
1	3	4,13 1	20,2	-1,035	-0,928	-0,920	-0,755
1	4	5,90 4	29	-1,130	-0,965	-1,125	-0,876
Tanque No. 1015							
Posición Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 - R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1	0,61 9	2,7	-0,780	-0,777	-0,654	-0,650
1	2	2,35 4	11,4	-0,794	-0,781	-0,671	-0,655
1	3	4,13 1	20,2	-0,810	-0,787	-0,690	-0,670
1	4	5,90 4	29	-0,828	-0,799	-0,709	-0,670
Tanque No. 1008							
Posición Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 - R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1	6,41	16,4	-0,821	-0,818	-0,791	-0,781
1	2	14,1 9	36,8	-0,829	-0,821	-0,804	-0,785
1	3	21,9 9	56,6	-0,836	-0,824	-0,820	-0,791
1	4	29,6 8	76,2	-0,845	-0,831	-0,835	-0,795
1	5	37,3	95	-0,852	-0,834	-0,844	-0,799

DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
 PBX: (7) 8430012
 E-MAIL: info@ingenieria.com
 web: www.ingenieria.com
 BARRANCA, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 76. Pag 36, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Tanque No. 1009							
Posición Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 – R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1	6,41	16,4	-0,747	-0,644	-0,655	-0,572
1	2	14,19	36,8	-0,845	-0,680	-0,763	-0,580
1	3	21,99	56,6	-0,946	-0,694	-0,876	-0,590
1	4	29,68	76,2	-1,046	-0,702	-0,984	-0,605
1	5	37,3	95	-1,114	-0,720	-1,095	-0,610

Tanque No. 1012							
Posición Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 – R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1	6,41	16,4	-0,884	-0,874	-0,739	-0,726
1	2	14,19	36,8	-0,901	-0,880	-0,759	-0,730
1	3	21,99	56,6	-0,920	-0,887	-0,780	-0,737
1	4	29,68	76,2	-0,935	-0,895	-0,800	-0,750
1	5	37,3	95	-0,955	-0,901	-0,823	-0,752

Tanque No. 1013							
Posición Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 – R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1	6,41	16,4	-0,816	-0,784	-0,733	-0,695
1	2	14,19	36,8	-0,862	-0,790	-0,785	-0,704
1	3	21,99	56,6	-0,910	-0,803	-0,840	-0,710
1	4	29,68	76,2	-0,956	-0,810	-0,893	-0,716
1	5	37,3	95	-1,004	-0,820	-0,949	-0,730

Tanque No. 1116							
Posición Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 – R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1	1,45	3,1	-0,794	-0,774	-0,757	-0,738
1	2	3,95	8,7	-0,850	-0,790	-0,810	-0,758



Figura 77. Pag 37, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



1	3	6,66	14,5	-0,914	-0,821	-0,868	-0,785
1	4	9,42	20,5	-0,972	-0,835	-0,922	-0,806
1	5	12,13	26,5	-1,025	-0,882	-0,960	-0,820
2	1	14,78	32,3	-1,080	-0,892	-1,020	-0,841
2	2	17,44	38,2	-1,120	-0,915	-1,062	-0,860
2	3	20,07	43,8	-1,166	-0,921	-1,101	-0,878
2	4	22,70	49,7	-1,204	-0,946	-1,136	-0,893
2	5	25,31	55,4	-1,241	-0,951	-1,164	-0,905

Tanque No. 1106							
Posicion Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 - R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1	1,45	3,1	-0,746	-0,742	-0,675	-0,665
1	2	3,95	8,7	-0,760	-0,748	-0,570	-0,557
1	3	6,66	14,5	-0,780	-0,759	-0,620	-0,602
1	4	9,42	20,5	-0,799	-0,763	-0,645	-0,615
1	5	12,13	26,5	-0,815	-0,775	-0,670	-0,635
2	1	14,78	32,3	-0,830	-0,791	-0,702	-0,655
2	2	17,44	38,2	-0,845	-0,790	-0,725	-0,668
2	3	20,07	43,8	-0,860	-0,796	-0,745	-0,681
2	4	22,70	49,7	-0,875	-0,800	-0,761	-0,695
2	5	25,31	55,4	-0,890	-0,811	-0,775	-0,702

Tanque No. 1001							
Posicion Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 - R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1			-0,661	-0,660	-0,651	-0,650
1	2	0,845	1,9	-0,767	-0,664	-0,667	-0,658
1	3	1,832	6,6	-0,694	-0,668	-0,687	-0,689
1	4	2,256	9,4	-0,711	-0,671	-0,707	-0,665
1	5	3,475	12,9	-0,730	-0,675	-0,727	-0,671
2	1	3,926	14,9	-0,742	-0,677	-0,741	-0,673
2	2	4,816	18,0	-0,761	-0,683	-0,761	-0,680

Tanque No. 1007							
Posicion Taps		V _{DC}	I _{DC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 - R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{ON}	V _{OFF}	V _{ON}	V _{OFF}
1	1			-0,498	-0,498	-0,440	-0,440
1	2	0,748	2,9	-0,506	-0,500	-0,445	-0,441



Figura 78. Pag 38, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



1	3	1,664	4,6	-0,514	-0,502	-0,451	-0,442
1	4	2,835	6,3	-0,523	-0,503	-0,457	-0,443
1	5	3,840	8,4	-0,532	-0,505	-0,463	-0,445
2	1	4,350	9,9	-0,538	-0,510	-0,467	-0,446
2	2	5,350	11,8	-0,547	-0,510	-0,475	-0,448
2	3	6,380	13,9	-0,556	-0,512	-0,480	-0,450
2	4	7,350	16,3	-0,565	-0,515	-0,488	-0,450
2	5	8,330	18,4	-0,575	-0,515	-0,493	-0,450

Tanque No. 1106							
Posición Taps		V _{OC}	I _{OC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 – R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{GN}	V _{OFF}	V _{GN}	V _{OFF}
1	1	1,45	3,1	-0,746	-0,742	-0,675	-0,665
1	2	3,95	8,7	-0,760	-0,748	-0,570	-0,557
1	3	6,66	14,5	-0,780	-0,759	-0,620	-0,602
1	4	9,42	20,5	-0,799	-0,763	-0,645	-0,615
1	5	12,13	26,5	-0,815	-0,775	-0,670	-0,635
2	1	14,78	32,3	-0,830	-0,791	-0,702	-0,655
2	2	17,44	38,2	-0,845	-0,790	-0,725	-0,668
2	3	20,07	43,8	-0,860	-0,796	-0,745	-0,681
2	4	22,70	49,7	-0,875	-0,800	-0,761	-0,695
2	5	25,31	55,4	-0,890	-0,811	-0,775	-0,702

Tanque No. 1001							
Posición Taps		V _{OC}	I _{OC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 – R/2		Electrodo 2 - Centro	
				V _{GN}	V _{OFF}	V _{GN}	V _{OFF}
1	1			-0,661	-0,660	-0,651	-0,650
1	2	0,845	1,9	-0,767	-0,664	-0,667	-0,658
1	3	1,832	6,6	-0,694	-0,668	-0,687	-0,689
1	4	2,258	9,4	-0,711	-0,671	-0,707	-0,665
1	5	3,475	12,9	-0,730	-0,675	-0,727	-0,671
2	1	3,926	14,9	-0,742	-0,677	-0,741	-0,673
2	2	4,816	18,0	-0,761	-0,683	-0,761	-0,680

Tanque No. 1007							
Posición Taps		V _{OC}	I _{OC}	Poste de prueba			
Grueso	Fino			Electrodo 1 – R/2		Electrodo 2 - Centro	



DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
 PBX: (7) 6450012
 E-MAIL: info@ingenieria.com
 web: www.ingenieria.com
 BARRANQUILLA, SANTANDER
 COLOMBIA

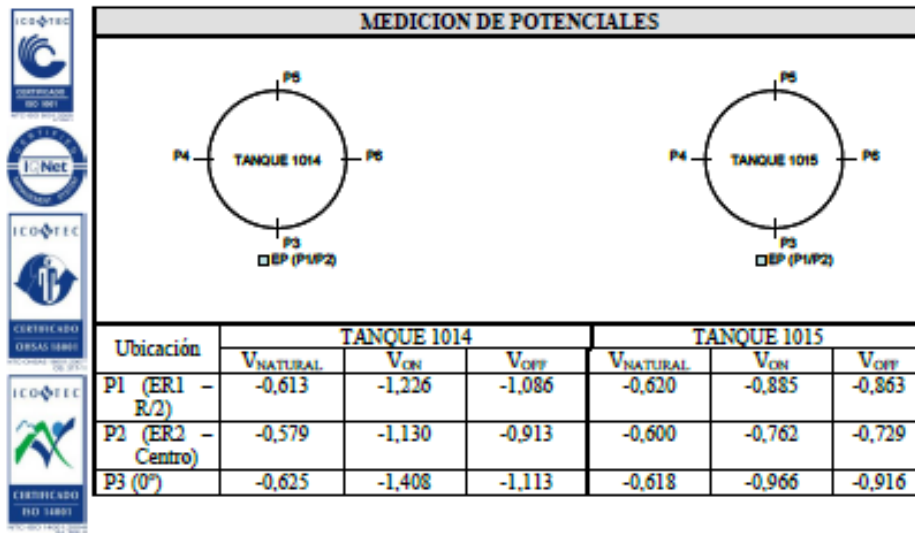
Figura 79. Pag 39, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



				V_{ON}	V_{OFF}	V_{ON}	V_{OFF}
1	1			-0,498	-0,498	-0,440	-0,440
1	2	0,748	2,9	-0,506	-0,500	-0,445	-0,441
1	3	1,664	4,6	-0,514	-0,502	-0,451	-0,442
1	4	2,835	6,3	-0,523	-0,503	-0,457	-0,443
1	5	3,840	8,4	-0,532	-0,505	-0,463	-0,445
2	1	4,350	9,9	-0,538	-0,510	-0,467	-0,446
2	2	5,350	11,8	-0,547	-0,510	-0,475	-0,448
2	3	6,380	13,9	-0,556	-0,512	-0,480	-0,450
2	4	7,350	16,3	-0,565	-0,515	-0,488	-0,450
2	5	8,330	18,4	-0,575	-0,515	-0,493	-0,450

Para registrar los potenciales OFF (Instant OFF) se conectó un interruptor de corriente sincronizado vis GPS en la salida positiva de cada uno de los rectificadores. Los potenciales se midieron en las estaciones de prueba (centro y mitad del radio) y a 0°, 90°, 180° y 270° de los mismos usando un electrodo de referencia portátil de Cu/Cu₂SO₄ y haciendo contacto directamente en la pestaña de los tanques.

En la siguiente tabla se registraron los potenciales naturales, ON y OFF en cada uno de los tanques:

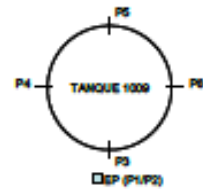
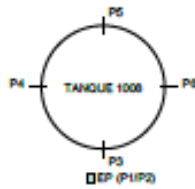


DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
 PBX: (7) 6430012
 E-MAIL: info@mgjingenieria.com
 www: www.mgjingenieria.com
 BARRANCO, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 80. Pag 40, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



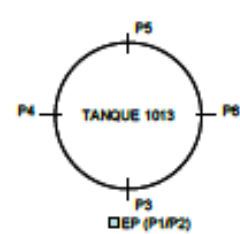
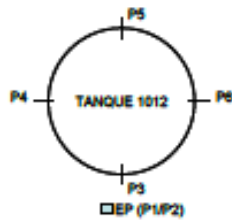
P4 (90°)	-0,621	-1,426	-1,126	-0,615	-0,886	-0,856
P5 (180°)	-0,620	-1,407	-1,114	-0,614	-0,966	-0,923
P6 (270°)	-0,635	-1,361	-1,083	-0,609	-0,969	-0,925



Ubicación	TANQUE 1008			TANQUE 1009		
	V _{NATURAL}	V _{ON}	V _{OFF}	V _{NATURAL}	V _{ON}	V _{OFF}
P1 (ER1 - R/2)	-0,635	-0,901	-0,885	-0,649	-1,206	-0,874
P2 (ER2 - Centro)	-0,620	-0,873	-0,837	-0,640	-1,149	-0,887
P3 (0°)	-0,658	-0,992	-0,943	-0,653	-1,533	-0,997
P4 (90°)	-0,650	-1,132	-1,086	-0,650	-1,581	-1,016
P5 (180°)	-0,647	-0,987	-0,942	-0,637	-1,531	-1,023
P6 (270°)	-0,645	-1,000	-0,953	-0,641	-1,511	-0,999



MEDICION DE POTENCIALES



Ubicación	TANQUE 1012			TANQUE 1013		
	V _{NATURAL}	V _{ON}	V _{OFF}	V _{NATURAL}	V _{ON}	V _{OFF}

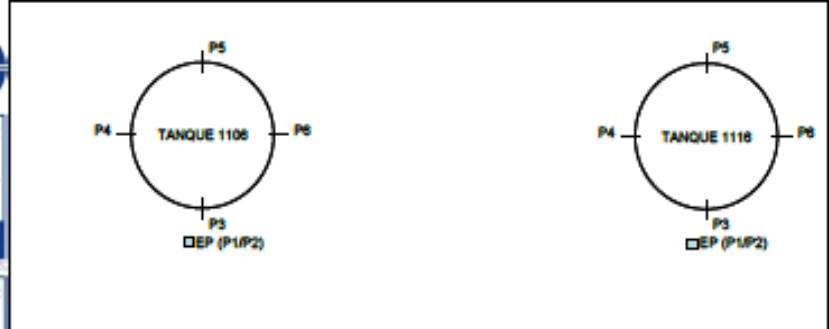
DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
 PBX: (7) 6430012
 E-MAIL: info@mgjingenieria.com
 web: www.mgjingenieria.com
 BARRANCO, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 81. Pag 41, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



INGENIEROS S.A.S.

P1 (ER1 - R/2)	-0,600	-0,982	-0,941	-0,579	-0,989	-0,875
P2 (ER2 - Centro)	-0,571	-0,845	-0,797	-0,556	-0,906	-0,775
P3 (0°)	-0,612	-1,058	-0,982	-0,601	-1,160	-0,980
P4 (90°)	-0,622	-1,048	-0,994	-0,622	-1,084	-0,964
P5 (180°)	-0,621	-1,025	-0,955	-0,617	-1,087	-0,957
P6 (270°)	-0,614	-1,028	-0,964	-0,614	-1,170	1,013



Ubicación	TANQUE 1106			TANQUE 1116		
	V _{NATURAL}	V _{ON}	V _{OFF}	V _{NATURAL}	V _{ON}	V _{OFF}

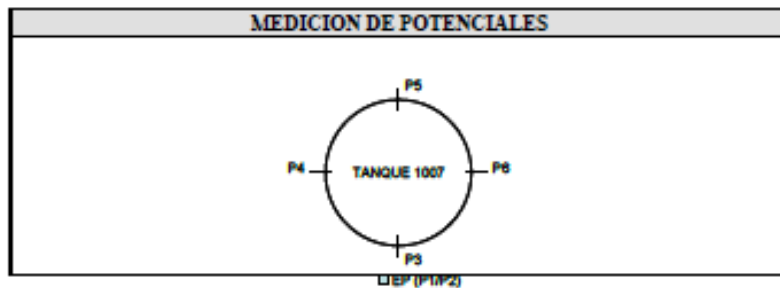


Figura 82. Pag 42, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



INGENIERIA S.A.S.

P1 (ER1 - R/2)	-0,597	-0,865	-0,834	-0,610	-1,050	-0,940
P2 (ER2 - Centro)	-0,540	-0,822	-0,790	-0,587	-1,019	-0,910
P3 (0°)	-0,603	-0,971	-0,930	-0,625	-1,214	-1,040
P4 (90°)	-0,612	-0,914	-0,883	-0,618	-1,146	-1,040
P5 (180°)	-0,618	-0,892	-0,870	-0,621	-1,180	-1,020
P6 (270°)	-0,620	-0,955	-0,934	-0,620	-1,202	-1,102

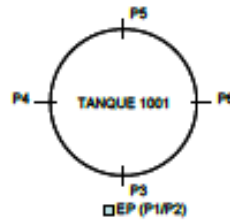


DIRECCION: CALLE 51 # 33-37
 PBX: (7) 6430012
 E-MAIL: info@ingingenieria.com
www.ingingenieria.com
 BARRANQUILLA, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 83. Pag 43, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Ubicación	TANQUE 1007		
	$V_{NATURAL}$	V_{ON}	V_{OFF}
P1 (ER1 - R/2)	-0,510	-0,750	-0,697
P2 (ER2 - Centro)	-0,470	-0,647	-0,609
P3 (0°)	-0,500	-0,999	-0,940
P4 (90°)	-0,495	-0,935	-0,884
P5 (180°)	-0,505	-1,002	-0,960
P6 (270°)	-0,500	-0,982	-0,922

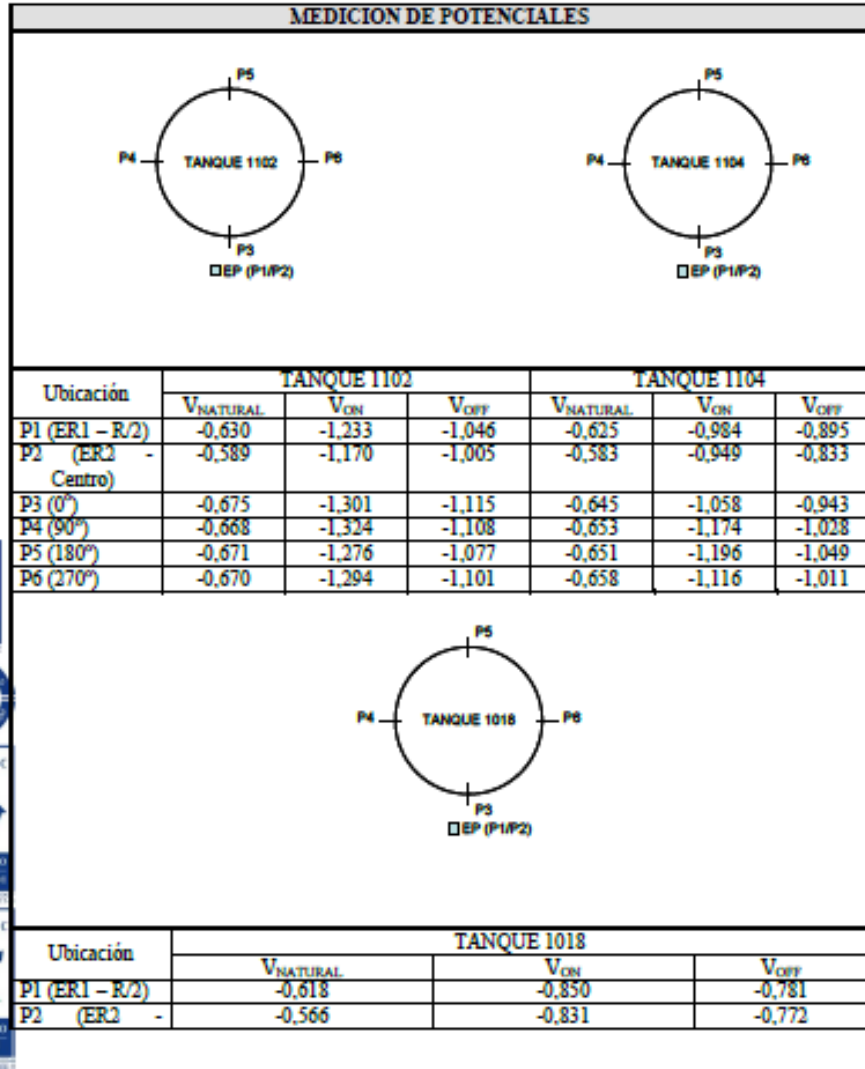


Ubicación	TANQUE 1001		
	$V_{NATURAL}$	V_{ON}	V_{OFF}
P1 (ER1 - R/2)	-0,510	-0,950	-0,804
P2 (ER2 - Centro)	-0,500	-0,847	-0,807
P3 (0°)	-0,501	-0,999	-0,955
P4 (90°)	-0,504	-1,033	-0,962
P5 (180°)	-0,500	-1,020	-0,960
P6 (270°)	-0,501	-1,043	-0,982



DIRECCION: CALLE 51 # 23-37
 PBX: (7) 6450012
 E-MAIL: info@ingenieria.com
 web: www.ingenieria.com
 BARRANQUILLA, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 84. Pag 44, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.

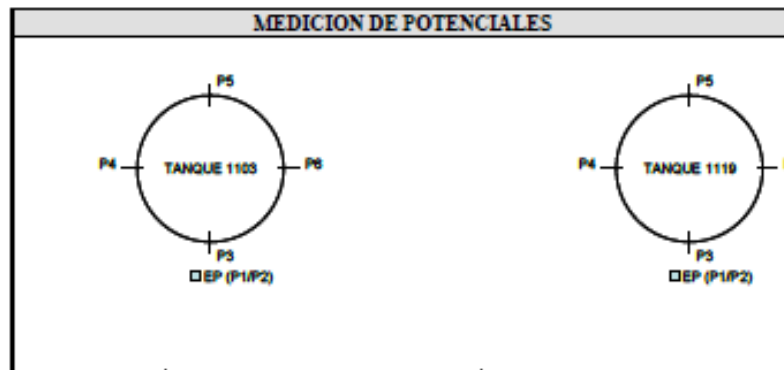


DIRECCION: CALLE 81 # 23-37
 PBX: (7) 8430212
 E-MAIL: info@ingeneria.com
 web: www.ingeneria.com
 BARRANQUILLA, SANTANDER
 COLOMBIA

Figura 85. Pag 45, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



Centro			
P3 (0°)	-0,630	-1,068	-0,977
P4 (90°)	-0,628	-1,044	-0,960
P5 (180°)	-0,622	-1,004	-0,945
P6 (270°)	-0,625	-1,086	-1,026



Ubicación	TANQUE 1103			TANQUE 1119		
	V _{NATURAL}	V _{CN}	V _{OFF}	V _{NATURAL}	V _{CN}	V _{OFF}
P1 (ER1 - R/2)	-0,648	-0,903	-0,829	-0,635	-0,955	-0,856
P2 (ER2 - Centro)	-0,601	-0,728	-0,666	-0,599	-1,029	-0,933
P3 (0°)	-0,665	-1,040	-0,949	-0,643	-1,160	-1,026
P4 (90°)	-0,660	-1,007	-0,938	-0,638	-1,082	-0,955
P5 (180°)	-0,659	-0,984	-0,903	-0,640	-1,118	-1,003
P6 (270°)	-0,669	-1,110	-1,034	-0,643	-1,131	-1,031



Igualmente, antes de instalar los anodos de sacrificio para la protección de los tramos instalados, se midió el potencial natural de dichos tramos. Una vez instalados los anodos, se midieron los potenciales de protección. Los resultados están en los protocolos de puesta en operación.



Figura 86. Pag 46, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



6.10. Criterios de la instalación del sistema S.P.C

✓ Criterio de protección

Dada las condiciones físicas de los fondos de los tanques del área 1000, tales como; tiempo de existencia, no revestimiento, historia de fugas y sistemas de protección catódica previos. El criterio que se usó para determinar el desempeño del sistema de protección catódica por corriente impresa instalado, es el criterio de los 100 MV de polarización catódica, que en resumen dice:

La magnitud en el cambio de polarización se puede determinar midiendo su formación o disminución. Para determinar la magnitud del cambio como resultado de la formación de polarización, se debe determinar primero el potencial natural de la estructura enterrada en los puntos de prueba antes de aplicar la protección catódica. El potencial se mide nuevamente después de que el sistema de protección catódica sea energizado y que la estructura haya tenido suficiente tiempo de polarización. Típicamente, el potencial ON se monitorea continuamente en un punto de prueba inmediatamente después de energizar el sistema de protección catódica, y una lectura del potencial OFF se realiza cuando no existe un cambio en la lectura del potencial ON durante varios minutos. El potencial OFF es entonces comparado con el potencial natural; si la diferencia excede 100 mv, entonces el criterio de los 100 mv ha sido satisfecho en esa ubicación. Las lecturas de la potencia OFF se obtienen en las otras ubicaciones de medida para determinar si el criterio se ha logrado en ellas. El tiempo requerido para lograr suficiente polarización es altamente dependiente de la naturaleza de la estructura (condición del revestimiento, ambiente enterrado, tipo y número de uniones, y así sucesivamente) y del diseño del sistema de protección catódica. Desde un punto de vista práctico, es prudente reevaluar toda la estructura y el sistema de protección catódica, si una cantidad razonable de polarización no se ha desarrollado en unas pocas horas de energizado el sistema.

Un método alternativo para evaluar la formación de polarización catódica es medir el potencial ON inmediatamente después de energizar el sistema de protección catódica y entonces medir el potencial ON después de algunas horas de operación. Si los cambios del potencial ON en la dirección catódica



Figura 87. Pag 47, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



(negativa) es mayor que 100 mv, entonces se puede asumir que el criterio se ha cumplido. Dado que la corriente de protección catódica aplicada disminuye con el tiempo, la magnitud de caída de voltaje IR también disminuye. Así, el cambio total en el potencial ON debe ser resultado de la suma de la polarización catódica adicional y de la polarización ambiental de la tubería, las cuales reducen la velocidad de corrosión de la estructura y están incluidas en el criterio de los 100 mv de polarización. Si se usa este método, el ingeniero debe confirmar que la corriente de protección catódica aplicada disminuye con el tiempo.

De acuerdo con el criterio descrito anteriormente y con los resultados obtenidos mostrados en el punto 6 del presente informe se puede concluir que los fondos de los tanques del área 1000 de la refinería de Cartagena obtuvieron suficiente polarización catódica y por lo tanto se puede decir que están bajo protección contra corrosión exterior.

Se evidencia en los resultados mostrados que algunos de los electrodos de referencia permanentes instalados en el centro del tanque muestran potenciales OFF bajos pero que cumplen con el criterio anteriormente descrito; la razón de estas bajas lecturas se puede deber a que estos electrodos pudieron haber quedado en contacto con crudo producto de fugas, o en contacto con elementos de alta resistencia como piedras o que la resistencia eléctrica del suelo hacia el centro del tanque sea más alta que aquella cerca de la pestaña del tanque.

Finalmente, se recomienda llevar a cabo el procedimiento de monitoreo y mantenimiento que se propone en el dossier con el fin de hacer el seguimiento necesario al desempeño del sistema de protección catódica.



7. Análisis tecno-económico

- ✓ Sin ir demasiado lejos y dándole una interpretación parcial a los números del contrato, es factible concluir que este tipo de servicios de control de corrosión prestados al sector minero energético, es una excelente salida de negocios que tiene una demanda media-alta por parte del sector demandante, incluso considerando las fuertes crisis que ha tenido que soportar el mismo y la ausencia de un control estructurado por parte de la industria en general, de los altos costos que le genera la corrosión al país.

DIRECCION: CALLE 91 # 23-37
PBX: (7) 6450012
E-MAIL: info@ingingenieria.com
web: www.ingingenieria.com
BARRANCO, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 88. Pag 48, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.



- ✓ Se identificó una irregularidad durante el análisis técnico del presente contrato, la cual fue identificada como un ineficiente sistema de monitoreo y mantenimiento para el desempeño del sistema de protección catódica instalado. Según lo reportado en dossier, este sistema debía ser revisado con una frecuencia de 6 a 8 meses durante los primeros años y luego se revisaría con una frecuencia de 12 meses. Pero según lo investigado, una vez fue puesto el sistema, la empresa contratante, no tuvo ningún interés en llevar un adecuado control de monitoreo, considerando los "costos" que estos le podrían acarrear. Lo que una vez más, nos permitir asumir, que, es el sector mineroenergético, con mayor demanda de los servicios de inspección e integridad de equipo, pero es el menos consciente de los perjuicios económicos y estructurales que acarrea un proyecto de integridad mecánica mal implementado y administrado.
- ✓ Considerando la experiencia técnica y comercial, que se puede adquirir en un proyecto con la envergadura que tuvo este contrato, es apropiado concluir que la empresa MYJ INGENIERIA S.A.S debería tomar ventaja sobre el trabajo ya realizado, y reconsiderar la re-operación de servicios de protección catódica, mantenimiento de gasoductos, y sumándole los servicios inspección e integridad de equipos, los cuales se analizarían mediante una factibilidad técnica y económica.



8. Revisión

Félix A. Jaimes Barbosa, C.E.O

Jorge E. Uribe Vera, Practicante

DIRECCION: CALLE 51 # 23-37
PIB# (7) 6430012
E-MAIL: info@myjingenieria.com
web: www.myjingenieria.com
BARRANQUILLA, SANTANDER
COLOMBIA

Figura 89. Pag 49, Contrato No. 52022810 ECOPETROL.

Los informes de los contratos ECG –VIO – 98-2000 y ECG-VIO-042-2006, los cuales fueron ejecutados con las empresas ECOGAS S.A. Y TGI S.A. ESP respectivamente, no fueron posibles de ejecutar, debido a la ausencia de información técnica y económica de los mismos, por ende solo se adjuntó el registro de certificación de los contratos anteriormente referenciados.

ANEXO G. Balance general mercado de licitaciones en servicios de inspección e integridad de equipos del sector minero energético 2014 – 2017.

BALANCE GENERAL MERCADO LICITACIONES INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS 2014 -2017			
Proyectos	Año	Costo	
30	2014	\$	126.172.650.114
17	2015	\$	31.343.046.551
13	2016	\$	57.089.999.024
6	2017	\$	2.328.778.558
Promedio - 3 años		\$	71.535.231.896,33

Tabla 11. Balance general, mercado licitaciones en inspección e integridad de equipos 2014 - 2017.

COSTO PROMEDIO X PROYECTO		
Costo x Proyecto	Valor Objetivo	% Costo Total
\$ 4.205.755.003,80		1,1%
\$ 1.843.708.620,65		4,6%
\$ 4.391.538.386,46	\$1.430.704.637,93	2,5%
\$ 388.129.759,67		61,4%
\$	1.430.704.637,93	2,0%

Tabla 12. Costo promedio por proyectos anuales 2014 - 2017.

ANEXO H. Contrato No. 4000419 de la plataforma de licitaciones de SIPROE, ECOPETROL.

El siguiente contrato No. 4000419, no fue ejecutado por parte del departamento oil & gas de la empresa, pero por el contrario, si fue licitado y analizado en términos de rentabilidad para determinar costos y presupuestos, y de esta manera, poder usarlo de referencia y comparación, junto con el contrato ECG-VIO-042-2006, TGI S.A E.S.P para estimar la factibilidad de la propuesta de inversión en servicios de inspección e integridad de equipos para el departamento oil & gas.

Fuente: Sistema de información de proveedores ECOPETROL S.A.

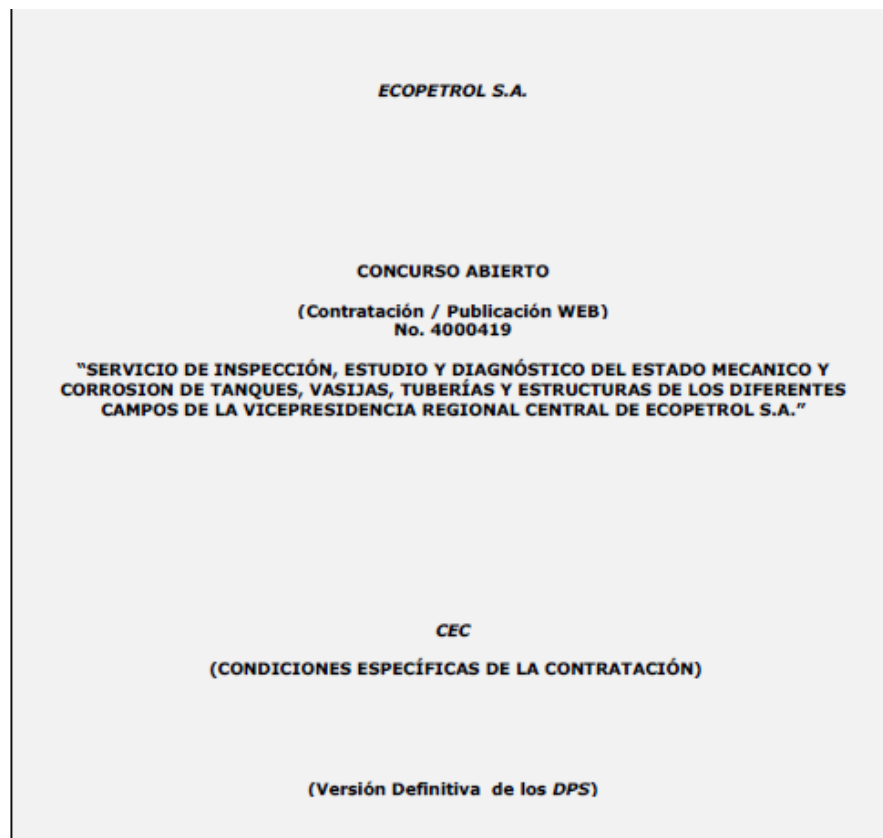


Figura 90. Contrato No. 4000419, ECOPETROL S.A.

ANEXO I. Desarrollo paso a paso del estudio de factibilidad de la propuesta de implementación de procesos de inspección e integridad de equipos al departamento oil & gas de la empresa.

Tasa impositiva actual	34%
Tasa impositiva a partir 4to año	34%
Inflación EA	4,5%
PIB	4,0%
Tasa de cambio \$/dólar	2.900
Revaluación proyectada hasta el año 5	8,0%
Devaluación ano 6 -10	9,0%
Activos Fijos	\$ 746.138.626,31
vida útil años	5
valor salvamentos	\$ 74.613.862,63
Se vende al final en	\$ 111.920.793,95

Tabla 13. Indicadores económicos.

Préstamo	\$ 567.147.790,58		
Tasa	13,00%	DTF	6,00%
n	5	7 puntos	7,00%
Pago	\$ 161.248.365,09		
Periodo	Cuota	Capital	Intereses
			Saldo
			567.147.791
1	161.248.365	87.519.152	73.729.213
2	161.248.365	98.896.642	62.351.723
3	161.248.365	111.753.206	49.495.159
4	161.248.365	126.281.122	34.967.243
5	161.248.365	142.697.668	18.550.697
			0
	806.241.825	567.147.791	239.094.035

Tabla 14. Estimación de pago de la deuda, tomada para inversión BANCOLDEX.

Años	Capex	5 años		10 años	
		Depreciacion1	Depreciacion2		
Año 0	746.138.626	262.945.503	483.193.123		
Año 1	100.908.413	52.589.101	48.319.312	645.230.213	
Año 2	100.908.413	52.589.101	48.319.312	544.321.800	
Año 3	100.908.413	52.589.101	48.319.312	443.413.387	
Año 4	100.908.413	52.589.101	48.319.312	342.504.974	
Año 5	100.908.413	52.589.101	48.319.312	241.596.562	
Año 6			48.319.312	-	
				166.982.699	
Año 7			48.319.312		
Año 8			48.319.312		
Año 9			48.319.312		

Tabla 15. Depreciación de los activos de inversión en tiempo.

Deuda	\$ 567.147.790,58
Patrimonio	\$ 213.990.835,73
D/S Relación deuda patrimonio	3,6503
K1 - Tasa Deuda	8,58%
K2 - Tasa Socio	18,00%
WACC	11,16%

Tabla 16. Calculo del coste promedio ponderado del capital WACC.