

**EVALUACIÓN TECNICO - ECONOMICA PARA LA APLICACIÓN DE
NUEVOS MATERIALES EN TUBERIAS DENTRO DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CATATUMBO ORINOQUIA
(SCO)**

LORENA VILLAMIZAR SARMIENTO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA EN HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

**EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONOMICA PARA LA APLICACIÓN DE
NUEVOS MATERIALES EN TUBERIAS DENTRO DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CATATUMBO ORINOQUIA
(SCO)**

LORENA VILLAMIZAR SARMIENTO

**Trabajo de Grado para optar al título de especialista en Gerencia de
Hidrocarburos**

Director

**LUIS ENRIQUE FARFAN COLLAZOS
Ingeniero de Petroleos
Especialista en Gerencia de Producción y Operaciones**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA EN HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

*A Dios por esta nueva oportunidad que me brinda
para alcanzar mayor desarrollo profesional y personal.*

*A mi madre y hermanos quienes me
Enseñaron y acompañaron para cumplir
y lograr mis triunfos académicos y profesionales.*

LORENA

AGRADECIMIENTOS

La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de petróleos, por su idoneidad, profesionalismo, colaboración y compromiso hacia la formación de especialistas en Gerencia en Hidrocarburos.

Al ingeniero Luis Enrique Farfan, por la dedicación, tiempo, esfuerzo y meritorias orientaciones y recomendaciones durante la dirección de la monografía.

A los ingenieros y funcionarios de Ecopetrol S.A, Cesar, Orlando, Eliserio, Fredy, Carlos, Vladimir, Cristhiam y Adriana, quienes con su experiencia, conocimiento y apoyo aportaron en la realización del presente estudio y logro.

A mis compañeros de curso por hacer interesante y motivante la asistencia a clases y el parche: Pedro, Leo y Alejo por cada día de risas siempre logrando el cumplimiento de las metas.

Y a todas aquellas personas que participaron de forma directa o indirecta en el proceso de formación y realización del estudio.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
ANTECEDENTES	17
1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CATATUMBO ORINOQUIA (SCO) Y SU INFRAESTRUCTURA.	18
2. MODELO PARA GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD MECÁNICA USADO EN LA SCO.	30
Los requisitos mínimos para asegurar la Integridad Mecánica deben contemplar:	32
3. TIPOS DE TUBERIA DISPONIBLES EN EL MERCADO PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS.	33
3.1 Tubería en acero al carbono	35
3.2 Tubería en Linner de Polietileno	36
3.3 Tubería Recubierta Internamente	38
3.4 Tubería de Polietileno con Malla de Acero	39
3.5 Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con Kevlar	40
3.6 Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con Fibra de Vidrio	42
3.7 Tubería de Fibra de Vidrio Flexible	44
3.8 Tubería de Fibra de Vidrio Rígida	44
4. HISTORICOS DE FALLAS EN DUCTOS Y LINEAS DE FLUJO.	46
4.1 Mecanismos de Falla en Tuberías No Metálicas	46
4.2 Histórico de fallas en ductos y líneas de flujo de materiales No Metálicos en la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol (VPR)	47
4.3 Incidentes ambientales en la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia SCO.	49
5. CORROSIÓN (CAUSAS, FENOMENO Y CONTROL) Y COMPORTAMIENTO EN LA SCO.	52
5.1 Fenómeno de corrosión en líneas de transporte de hidrocarburos.	52
5.2 Análisis de Variables que afectan las líneas de flujo en la SCO.	56
6. SELECCIÓN DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA TUBERIAS.	58
7. EVALUACIÓN TECNICO - ECONOMICA PARA LA SELECCIÓN DE MATERIALES EN LAS TUBERIAS DE LA SCO.	61

7.1	Análisis económico de compra e instalación de tuberías flexibles vs tuberías metálicas.	61
8.	CONCLUSIONES	69
	BIBLIOGRAFIA	71
	ANEXOS	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Potencial y facilidades de Tibú.	22
Tabla 2. Históricos de Producción por Campo de la SCO.	26
Tabla 3. Inventario equipos estáticos de la SCO.	27
Tabla 4. Inventario de tuberías de la SCO por tipo de servicio.	32
Tabla 5. Materiales Alternativos Para Tubería.	33
Tabla 6. Propiedades químicas para Tubería en Acero al carbono.	35
Tabla 7. Propiedades físicas para Tubería en Acero al carbono.	36
Tabla 8. Lecciones Aprendidas en ECP en uso de POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD reforzado con KEVLAR	47
Tabla 9. Criterios de clasificación para corrosividad de fluidos	53
Tabla 10. Criterios de clasificación para la corrosividad del agua	53
Tabla 11. Grado de Corrosividad según O2 disuelto .	54
Tabla 12. Grado de Corrosividad según concentración de cloruros	54
Tabla 13 Grado de Corrosividad según Presión parcial de CO2	54
Tabla 14. Grado de Corrosividad según Presión parcial de H2S	55
Tabla 15. Grado de Corrosividad según Relación CO2/ H2S	55
Tabla 16. Resultados máximos de corrosividad del fluido de los pozos productores del Campo Tibú.	56
Tabla 17. Comparación de Alternativas	58
Tabla 18. Selección de Alternativas	59
Tabla 19. Presupuesto Compras para la Instalación de Acero al carbono y Soluciones Preseleccionadas.	60
Tabla 20. Calculo VPN Riesgo Base	66
Tabla 21. Calculo VPN Riesgo con Proyecto	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica Gerencia Catatumbo Orinoquia	18
Figura 2. Descripción general Proyecto Incremental Tibú.	19
Figura 3. Áreas de desarrollo Proyecto Incremental Tibú	21
Figura 4. Facilidades campo Tibú	23
Figura 5. Ubicación Geográfica Campo Rio Zulia.	25
Figura 6. Ubicación Geográfica Campo Arauca	25
Figura 7. Representación esquemática de las etapas del Modelo corporativo de gestión de integridad de activos de ECOPETROL S.A	31
Figura 8. Sección de la Tubería con Linner	37
Figura 9. Capas de la Tubería con Malla de Acero	40
Figura 10. Capas de la Tubería de Polietileno	41
Figura 11. Presentación de la Tubería de Polietileno.	41
Figura 12. Presentación de la Tubería de Polietileno	42
Figura 13. Instalación Tubería Fibra de Vidrio.	43
Figura 14. Tubería Fibra de Vidrio Rígida	44
Figura 15. Registro fotográfico fallas en almacenamiento y transporte de tuberías no metálicas en VPR	47
Figura 16. Tipos de técnicas de monitoreo	52
Figura 17. Comparativo costos de compra e instalación de 1 km de tubería	60

LISTA DE GRAFICOS

Grafica 1. Pronósticos de producción Proyecto Incremental Tibú	21
Grafica 2. Pronósticos de producción Gas – Suministro Gas Catatumbo.	24
Grafica 3. Históricos de Producción por Campo de la SCO.	26
Grafica 4. Análisis de causas de falla en tubería de material compuesto instalada en Alberta- Canadá.	45
Grafica 5. Análisis de causas de falla en las tuberías de Acero al Carbono instaladas en SCO.	49
Grafica 6. Estadístico de intervención líneas 2009 – 2014 SCO.	50
Grafica 7. Flujo de caja económico	65

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Análisis fisicoquímico de fluidos Campo Tibú 2013 - 2014.	72
Anexo B. Monitoreo microbiológico Campo Tibú 2013- 2014	74

RESUMEN

TÍTULO

EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONOMICA PARA LA APLICACIÓN DE NUEVOS MATERIALES EN TUBERIAS DENTRO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CATATUMBO ORINOQUIA (SCO).*

AUTOR

Lorena Villamizar Sarmiento**

PALABRAS CLAVES

Mecanismos de corrosión, líneas de flujo, Evaluación económica, nuevos materiales para tuberías.

DESCRIPCION

El alcance de este trabajo consiste en analizar ventajas y desventajas para el uso de nuevos materiales en remplazo de los materiales metálicos en la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia (SCO) de Ecopetrol S.A; obteniendo un documento de investigación que permite tomar decisiones en relación a optimizaciones en costos para proyectos de inversión y mantenimientos, teniendo en cuenta las recomendaciones de diagnósticos de integridad mecánica, confiabilidad de la infraestructura alineado con la política de Responsabilidad Social Empresarial de ECOPETROL S.A.

El documento describe de manera inicial las características generales de la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia (SCO), con el fin de conocer la ubicación geográfica e infraestructura donde se desarrolla el proceso de investigación, así como una breve descripción del modelo para el gerenciamiento de integridad Mecánica; identificación de materiales comunes y nuevas tecnologías propuestas para el uso en las tuberías del sector de hidrocarburos; posteriormente se realiza una selección de reportes de falla y lecciones aprendidas en la aplicación de nuevos materiales para tuberías en los campos de producción de Ecopetrol S.A.

En la fase de Análisis se definen variables y ensayos requeridos para la recopilación de información técnica y el aseguramiento en la selección de las nuevas tecnologías, finalmente se realiza un análisis económico de compra, instalación y mantenimiento de tuberías flexibles vs tuberías metálicas que permiten la adecuada selección y toma de decisiones para el uso de estas nuevas tecnologías en la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia (SCO) de Ecopetrol S.A.

*Trabajo de Grado

** Facultad Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos Director Luis Enrique Farfán Collazos.

ABSTRACT

TITLE

TECHNICAL EVALUATION AND ECONOMICAL FOR THE IMPLEMENTATION OF NEW MATERIALS IN PIPES IN THE SUPERINTENDENCE OF OPERATIONS IN CATATUMBO ORINOQUIA (SCO).

AUTHOR

Lorena Villamizar Sarmiento

KEYWORDS

Corrosion mechanisms, flow lines, economic evaluation, new materials for pipes.

DESCRIPTION

The scope of this work is to analyze the advantages and disadvantages of the use of new materials in replacement of metallic materials in the Superintendence of Operations in Catatumbo Orinoquía (SCO) of Ecopetrol S.A.; and to realize a document for the decision making regarding cost optimizations for investment projects and maintenance, taking into account the recommendations of diagnoses mechanical integrity, reliability of infrastructure in line with the policy of Corporate Social Responsibility of Ecopetrol S.A.

First at all we describes the general characteristics of the Superintendence of Operations in Catatumbo, Orinoquía (SCO), in order to, know the geographical location and facilities, where the research process is developed. Then, we present a brief description of the model for the management of Mechanical integrity; identification of materials commonly used, and new technologies for the use in pipeline in the oil and gas sector; after that, we describes a selection of failure reports and lessons learned in the application of new materials for pipelines in the fields of production in Ecopetrol S.A.

In the analysis phase we define variables and trials that are required to gather technical information and to ensuring the selection of new technologies. Finally, an economic analysis of purchase, installation and maintenance of flexible pipelines versus metallic pipelines is done, that permits the appropriate selection and decision making, for the use of these new technologies in the Superintendence of Operations in Catatumbo, Orinoquía (SCO) of Ecopetrol S.A.

** Monograph

* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in Hydrocarbon Management – Luis Enrique Farfán Collazos.

INTRODUCCIÓN

La evaluación Técnico – Económica busca fundamentar y/o argumentar decisiones de tipo Gerencial que otorguen valor a la compañía en lo económico, ambiental, social e imagen corporativa.

El trabajo desarrollado muestra en una pequeña parte los conocimientos adquiridos desde la vista del especialista en gerencia en Hidrocarburos, donde se desarrolla todo un análisis técnico de la infraestructura y de la proyección de inversiones del campo de producción Tibú en la Superintendencia de operaciones Catatumbo Orinoquía de Ecopetrol S.A., combinado con conocimientos específicos de comportamiento de los materiales para la selección de tuberías en la industria de hidrocarburos, específicamente en el ambiente de los fluidos de producidos del campo Tibú, direccionando así las conclusiones del documento a identificar la viabilidad técnica y económica de manera integral con el fin de soportar decisiones administrativas y/o gerenciales para la aplicación del material más adecuado en inversión de la infraestructura del campo Tibú logrando obtención de beneficios económicos con optimización de recursos en mantenimiento, control de corrosión y reducción de eventos ambientales por causas operativas

ANTECEDENTES

En la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia (SCO), existe una alta probabilidad de ocurrencia de eventos en Seguridad de Procesos, que pueden generar afectaciones a personas, medio ambiente, al operar equipos y facilidades de producción obsoletos y fuera de estándar; Sin embargo a través de un plan estructurado en Integridad Mecánica, se plantea proponer alternativas técnico - económicas que permitan contar con infraestructura nueva bien seleccionada, para plantear a los proyectos de desarrollo de los campos que se vienen madurando dentro de la Superintendencia, y que permitirán cumplir con las necesidades operacionales asociados al incremento en la producción definidos en los planes de desarrollo de los activos administrados por la Superintendencia.

En la maduración de proyectos de los campos de producción operados por la Superintendencia, no se evidencia un análisis integral sobre la viabilidad de uso y selección de diferentes materiales, que argumenten la adecuada toma de decisiones en las inversiones a realizar sobre la nueva infraestructura, que logren garantizar la confiabilidad de la operación y que mitiguen las probabilidades de fallas e incidentes ambientales.

Dichos proyectos en el área de facilidades mecánicas de superficie, dentro de sus ingenierías conceptuales y detalladas no han realizado un estudio de costo – beneficio, en donde se tengan en cuenta los análisis fisicoquímicos de los fluidos, para validar si los materiales a usar en el reemplazo de estos activos son la mejor elección para la operación, y donde se integren detalles como rendimientos de instalación, corrosividad de fluidos y sistemas de monitoreo para diferentes mecanismos de falla entre otros. Estas falencias ocurren por la falta de priorización del tema de integridad en los diseños e ingenierías de los proyectos que se vienen desarrollando, donde la elaboración de proyecciones de costos no identifican de manera adecuada los pronósticos de vida útil de los activos, asociados a los fluidos producidos por los campos, generando incertidumbre por la obtención de información poco confiable, por la realización de cálculos y simulaciones de proceso ideales y por la no utilización de datos reales de las condiciones de operación del campo en las diferentes etapas de ingeniería.

Al realizar esta Evaluación y aplicar las recomendaciones y conclusiones finales, se lograría mitigar los eventos con afectaciones en el entorno socio- ambiental por contaminaciones a causa de fallas en equipos con baja confiabilidad, controlar los costos de mantenimiento por reparación de fallas no contemplados en procesos con infraestructura nueva, e impactar positivamente en los costos de producción cuando los nuevos activos ingresen en operación.

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CATATUMBO ORINOQUIA (SCO) Y SU INFRAESTRUCTURA.

La Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia – SCO, hace parte de la Gerencia Catatumbo Orinoquia – GCO que opera de manera directa 4 campos de producción: Tibú, Sardinata, Rio Zulia y Arauca.

El campo Tibú

Fue descubierto en el año 1939 y está situado en la Cuenca del Catatumbo; ubicado en el Municipio de Tibú a 105 Km Sentido Norte de la ciudad de Cúcuta, tiene una población, según censo DANE 2004, de 40.161 habitantes distribuidos así: 13.346 habitantes en la cabecera municipal y 26.815 habitantes en la zona Rural; una extensión de 2.696 km², una altitud de 75 msnm., limita al norte y oriente con la república de Venezuela, al sur con los municipios de Cúcuta y el Zulia y al occidente con los municipios del Tarra y Teorama.

Actualmente tiene un total de 524 pozos perforados: 127 pozos productores, 49 pozos inyectores, 165 pozos inactivos y 164 pozos abandonados, y las Estaciones de recolección J-10, M-24, M-14, J-25, K27, L-29, y Norte, las Estaciones de inyección de K-32, K-27, M-24, M-14, J-25 y la Estación de Bombeo I-21. Su estructura está conformada por dos anticlinales, en un área de 30 km de largo por 10 km de ancho adyacente a la frontera venezolana. En profundidad se encuentran formaciones productoras en el Terciario: las formaciones Carbonera y Barco y en el Cretáceo: las Formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú.

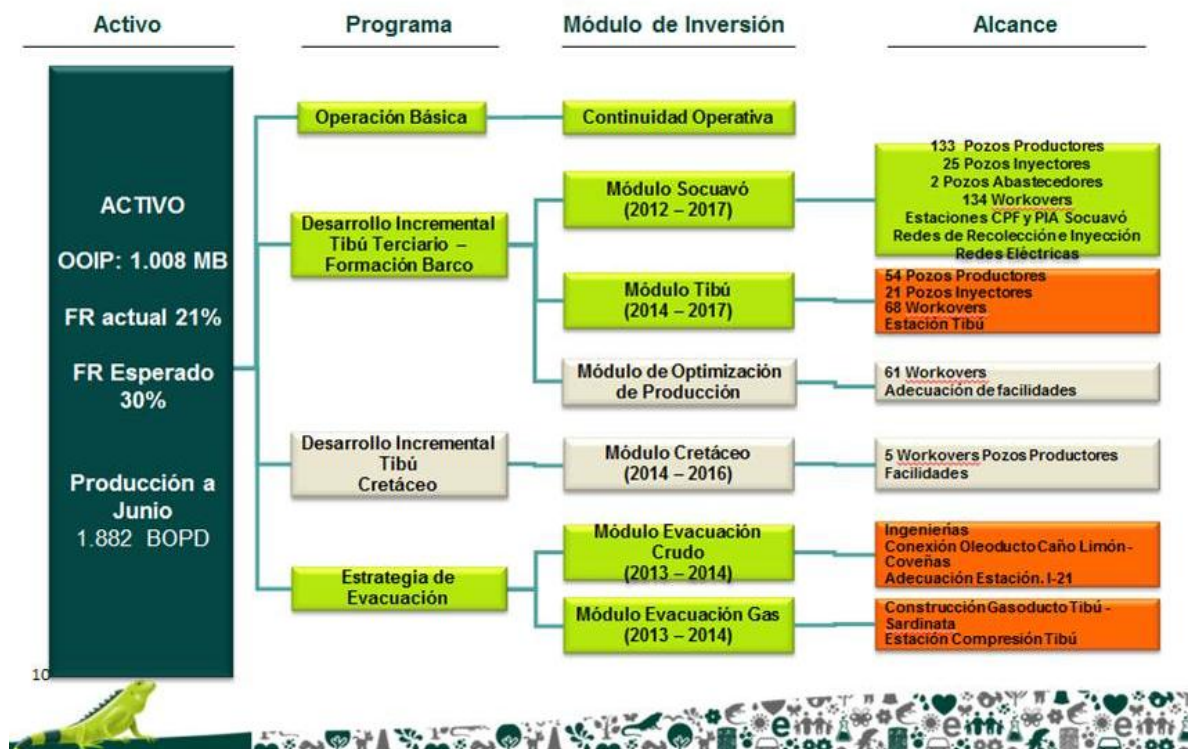
Figura 1. Ubicación geográfica Gerencia Catatumbo Orinoquia



Fuente: Tomado presentación COMITÉ DE ENTORNO REGIONAL CENTRO-ORIENTE CE-CENTRO de Ecopetrol S.A.

Hasta el año 1960, el Campo Tibú tuvo una producción acumulada en recuperación primaria de 84.3 MBLS (un factor de recobro de 11 % sobre un OOIP = 764.49 MBIs calculado a ese año), a partir de ese año se inician proyectos de recuperación secundaria: inicialmente Inyección de agua en la formación Barco, Inyección de Vapor (1985-1990) en la Formación Carbonera, Reducción de espaciamiento (pozos infill, 1988-1989) y Proyecto de crudo Incremental CPI sin éxito, Incrementando el costo del barril y la imagen de activo poco rentable; hoy día el campo Tibú continua siendo de gran interés para Ecopetrol, debido a que en sus últimos estudios de sísmica demuestran que su OOIP es de 1272 MBIs; una producción acumulada de 253 MBLS, con un factor de recobro del 21% el cual se proyecta incrementar al 30% con la implementación del Proyecto de Producción Incremental Tibú, el cual fundamenta su éxito en la optimización la Inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria y la perforación de pozos Infill, su alcance se relaciona en la figura N.2.

Figura 2. Descripción general Proyecto Incremental Tibú.



Fuente: Tomado presentación COMITÉ DE ENTORNO REGIONAL CENTRO-ORIENTE CENTRO de Ecopetrol S.A.

El Plan de Desarrollo del campo Tibú en el 2014, comprende la perforación de 72 pozos: 69 pozos en el Anticlinal Socuavó; 3 en el Anticlinal Tibú y 87 WO: 66 en el Anticlinal Socuavó, 6 en el Anticlinal Tibú y 15 Optimizaciones

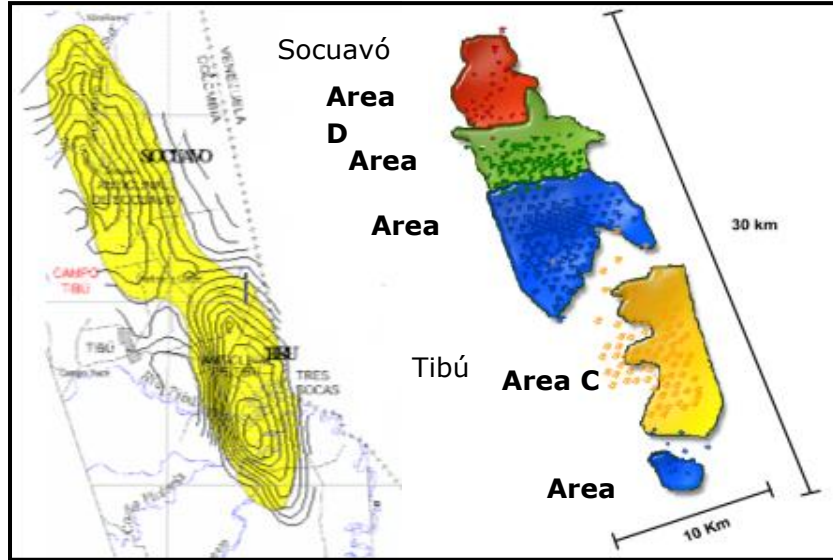
Los objetivos de este proyecto son:

- Llegar a un pico de producción de 19.100 BOPD en 2016 (13.600 BOPD del Módulo Socuavó).
- Desarrollar 81 MMBPE (3P)* de manera económicamente rentable de 2013 a 2037 (48 MMBPE (3P)* del Módulo Socuavó)
- Primer Desarrollo: Modulo Socuavó: Perforación de 158 pozos (135 Productores – 23 Inyectores). Ejecución de 134 W.O. Construcción de Facilidades de Producción con capacidad de tratamiento de crudo a 13.600 BOPD y de Inyección de Agua a 141.000 BWIPD.
- Segundo Desarrollo: Modulo Tibú: Perforación de 79 pozos (58 Productores – 21 Inyectores). Ejecución de 68 W.O. Construcción de la Estación Tibú con capacidad de tratamiento de crudo a 5.900 BOPD y de Inyección de Agua a 46.000 BWIPD
- Aumentar el factor de recobro al estándar mundial (38-54%). las reservas probadas no desarrolladas podrían aumentar en 83 a 205 Mbls

El alcance de este proyecto es:

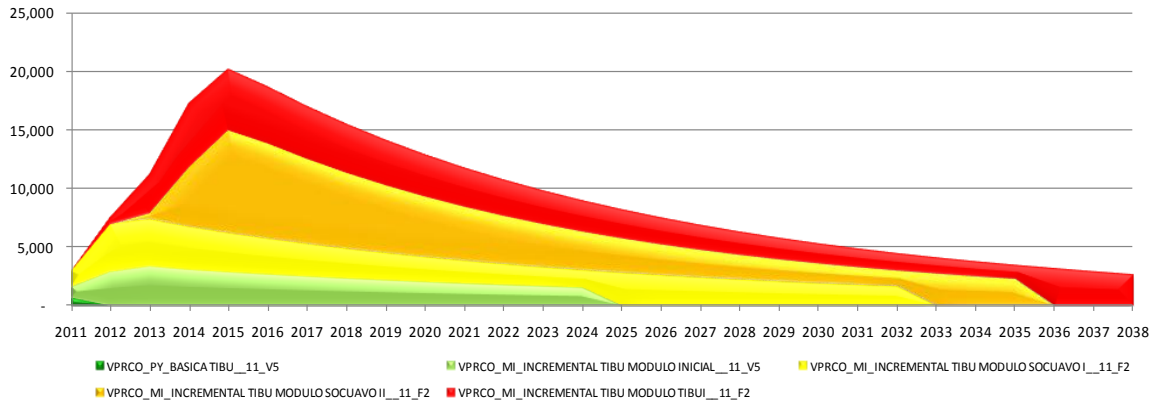
- Acondicionamiento de patrones de inyección de agua mediante trabajos de WO para: rehabilitar pozos inactivos, convertir productores en inyectores.
- Mejoramiento de las condiciones de producción en pozos existentes.
- Perforación de pozos nuevos.
- Centralizar infraestructura de tratamiento de fluidos e inyección de agua construyendo nuevas facilidades.
- Construcción de una nueva red eléctrica del campo y redes de recolección de fluidos.
- Mejoramiento de vías y puentes de ingreso al área y vías del campo.
- Programas de inversión social: electrificación, gas y acueducto para comunidades rurales.
- Construcción de una nueva infraestructura de oficinas, campamento y alojamientos para los funcionarios.

Figura 3. Áreas de desarrollo Proyecto Incremental Tibú



Fuente: Tomado presentación COMITÉ DE ENTORNO REGIONAL CENTRO-ORIENTE CE-CENTRO de Ecopetrol S.A.

Grafica 1. Pronósticos de producción Proyecto Incremental Tibú



Fuente: Tomado presentación Gestión En Producción Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia de Ecopetrol S.A.

La producción actual del campo Tibú es de 1.952 BOPD y el pronóstico a 2017 con la intervención del Proyecto Incremental Tibú es de 20.554 BOPD, la figura número 4, presenta los pronósticos de Producción según las fases modulares del proyecto Tibú descritos de la siguiente manera y según ubicación geográfica de la figura 3; La franja verde oscura indica la producción del campo Tibú entre los

años 2011 a 2012, La franja verde claro indica los pronósticos de producción con la intervención del módulo inicial de Socuavó entre los años 2011 a 2025, La franja Amarilla indica los pronósticos de producción con la intervención del módulo Socuavó fase I (Áreas A y B), La franja Naranja indica los pronósticos de producción con la intervención del módulo Socuavó fase II (Área D), y La franja roja indica los pronósticos de producción con la intervención del Proyecto con el módulo Tibú (Áreas C y E).

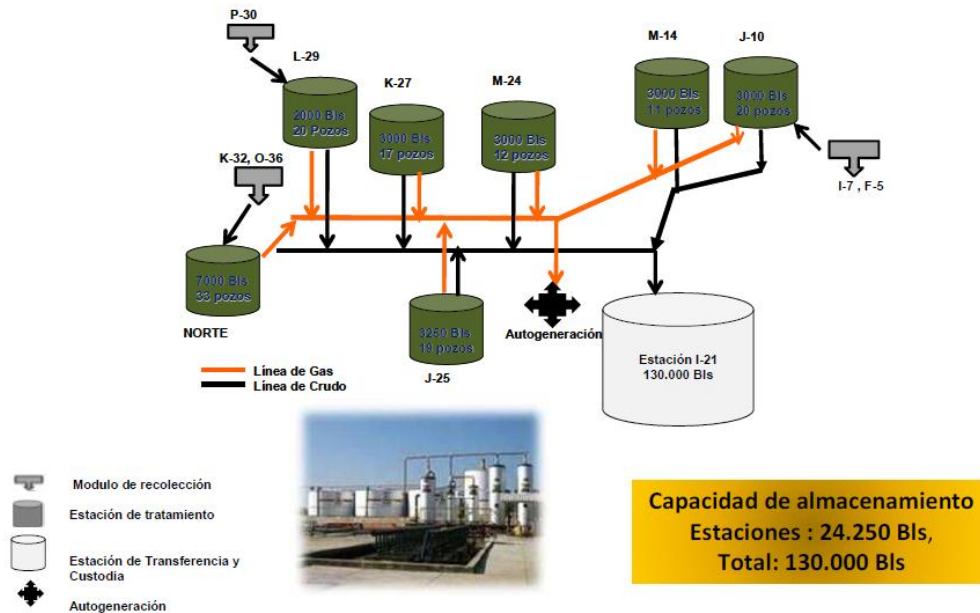
Las Facilidades de producción con las que actualmente cuenta el Campo Tibú, y sobre las cuales se realizaron los pronósticos de producción y análisis de infraestructura requerida son:

Tabla 1. Potencial y facilidades de Tibú.

BATERIAS	POTENCIAL (BOPD/BAPD)		POZOS Productores Activos	POTENCIAL (BWID)	POZOS Inyectores Activos	Capacidad de Almacenamiento (BLS)
NORTE	431	1721	34	N/A	N/A	7000
K-32	N/A	N/A	N/A	4500	4	N/A
L-29	277	1750	14	N/A	N/A	2000
K-27	369	4998	17	6083	7	3000
M-24	304	3413	12	9048	12	3000
J-25	305	6538	19	12624	22	3250
M-14	328	1939	11	4500	4	3000
J-10	278	629	20	N/A	N/A	3000
TOTAL	2292	20988	127	35924	49	24250

Fuente: el Autor del proyecto

Figura 4. Facilidades campo Tibú



Fuente: UNDERWRITING REPORT ECOPETROL S.A., SUPERINTENDENT CATATUMBO OPERATIONS/TIBÚ, NORTE DE SANTANDER, COLOMBIA

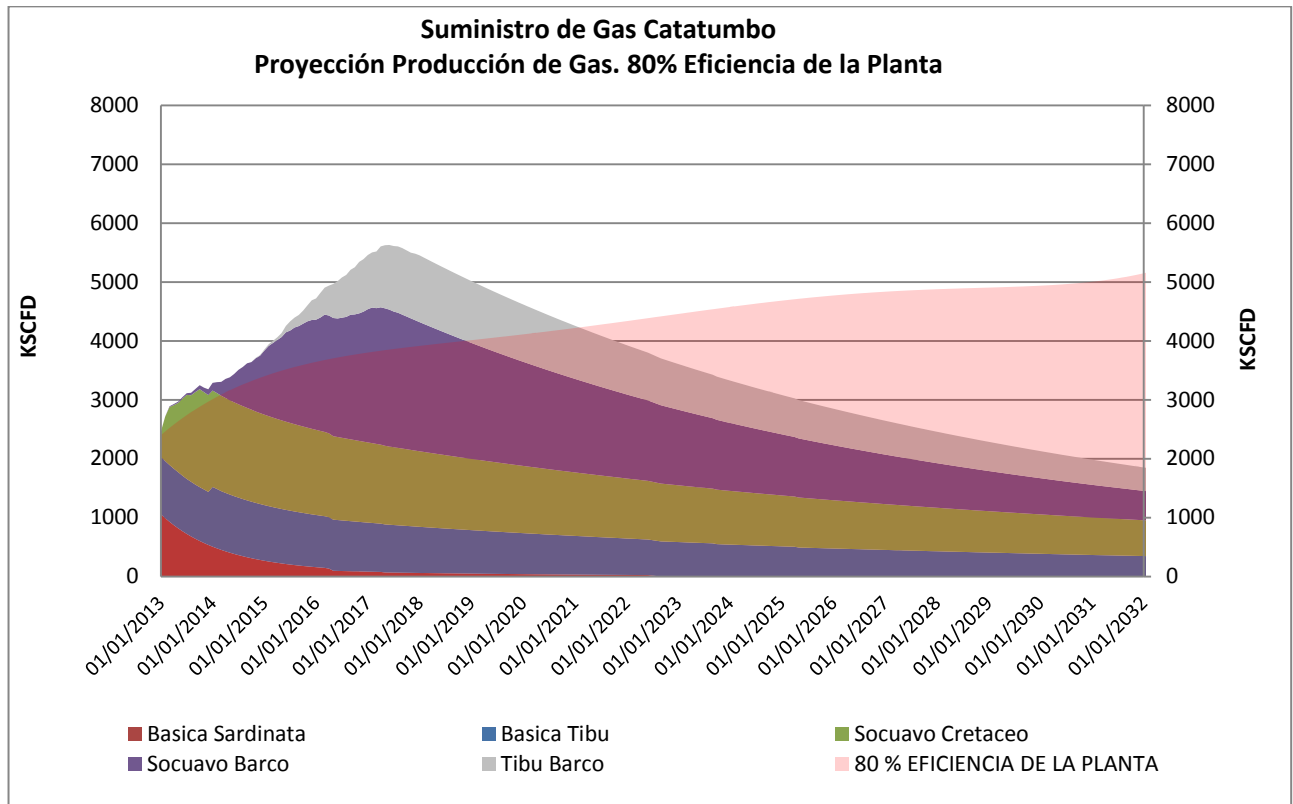
El Campo Sardinata:

Está ubicado en el Departamento de Norte de Santander a 75 km al norte de Cúcuta y a 28.5 Km del Campo Tibú vía a Cúcuta; fue descubierto en el año 1950; Actualmente tiene un total de 38 pozos perforados: 11 pozos productores, 8 pozos inactivos y 19 pozos abandonados, y las Estaciones de recolección Sardinata Norte; Sardinata Sur y la Planta de Gas Sardinata.

En profundidad se encuentran formaciones productoras en el Terciario: la formación Barco y en el Cretáceo: las Formaciones Mito Juan, Aguardiente, Mercedes y Tibú; El OOIP es de 118.3 MMBIs y 180 GPCN, actualmente en cuanto al recobro, la producción acumulada para el campo Sardinata es de 10.12 Mbls de petróleo, 55.62 Gpcn de gas y 4.6 Mbls de agua.

Para este campo se tiene contemplado el desarrollo de reservas de gas y alimentar la Planta de Gas Sardinata para suplir las necesidades de gas natural para la ciudad de Cúcuta y el Municipio de Tibú, de acuerdo a los pronósticos de la Figura No 6.

Grafica 2. Pronósticos de producción Gas – Suministro Gas Catatumbo.



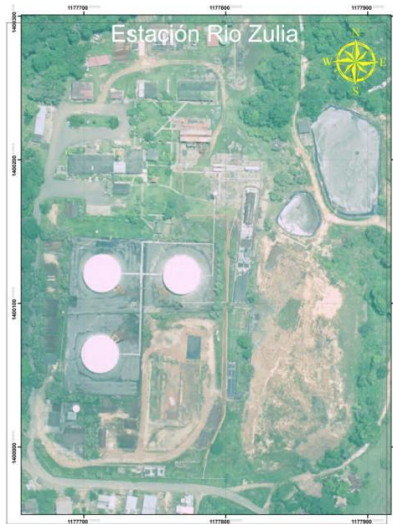
Fuente: Tomado presentación COMITÉ DE ENTORNO REGIONAL CENTRO-ORIENTE CE-CENTRO de Ecopetrol S.A.

Campo Zulia:

Está ubicado en el Municipio de Cúcuta, a 45 km por la vía a Puerto Santander, en la vereda San Agustín de los Pozos del Corregimiento de Buena Esperanza del municipio de Cúcuta; fue descubierto en el año 1961; Actualmente tiene un área de 4408 Hc con 2760 m2; un total de 40 pozos perforados: 15 pozos productores, 4 pozos inactivos y 21 pozos abandonados, y las Estaciones GS1, GS2 y la Estación Rio Zulia.

En profundidad se encuentran formaciones productoras en el Terciario: las formaciones Cuervos, Barco, Mirador y Carbonera.

Figura 5. Ubicación Geográfica Campo Rio Zulia.



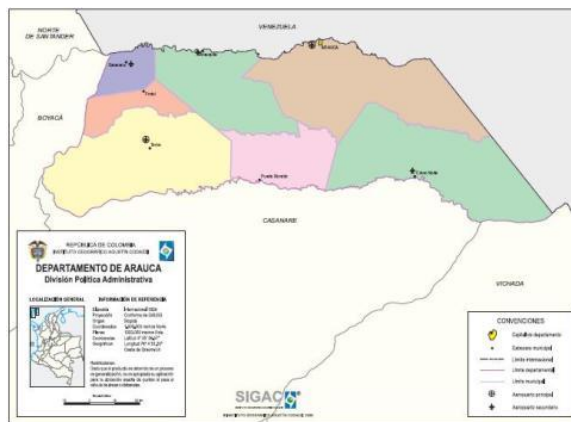
Fuente: Tomado SIG SCO Ecopetrol S.A

Campo Arauca:

Se localiza en el Municipio de Saravena en el Departamento de Arauca, a 3 km del área urbana, fue descubierto en el año 1980; Actualmente tiene un total de 4 pozos perforados: 2 pozos productores, 1 pozo inactivo y 1 pozo abandonado, y la Estación Saravena.

En profundidad se encuentran formaciones productoras en el Terciario: las formaciones Barco y Mirador.

Figura 6. Ubicación Geográfica Campo Arauca



Fuente: Tomado presentación COMITÉ DE ENTORNO REGIONAL CENTRO-ORIENTE CE-CENTRO de Ecopetrol S.A.

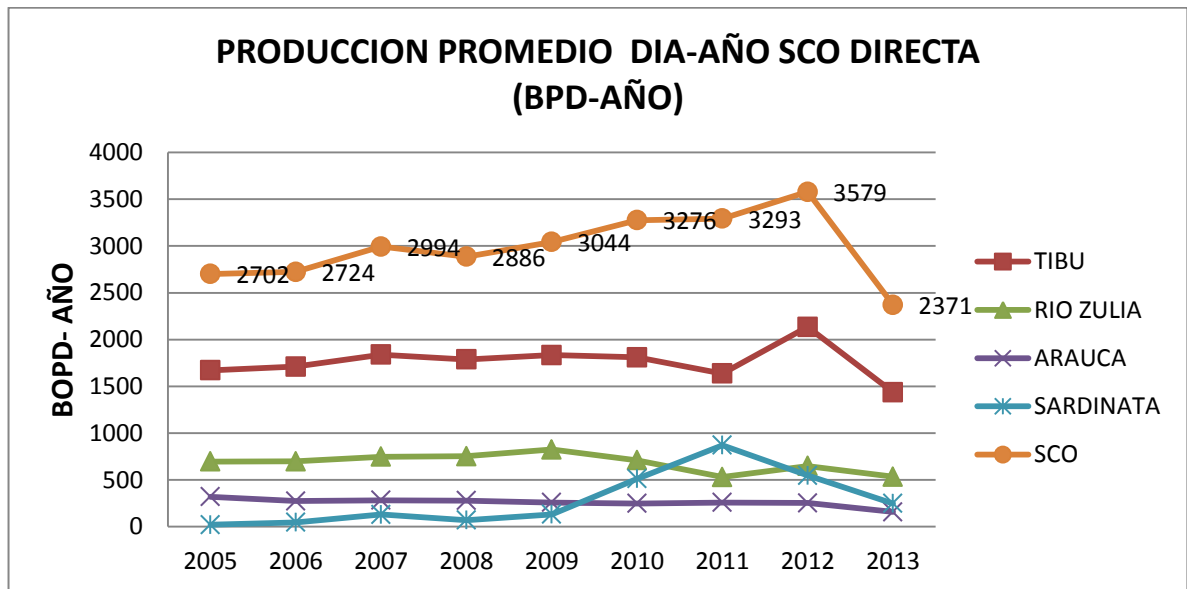
El histórico de Producción por campo es el siguiente: o por campo anual así:

Tabla 2. Históricos de Producción por Campo de la SCO.

CAMPO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
TIBU	1670	1710	1838	1787	1833	1810	1637	2134	1436
RIO ZULIA	695	697	746	752	824	709	529	647	533
ARAUCA	318	273	281	278	257	247	257	252	156
SARDINATA	19	44	129	69	130	510	870	546	246
SCO	2702	2724	2994	2886	3044	3276	3293	3579	2371

Fuente: Estadística del departamento de producción SCO.

Grafica 3. Históricos de Producción por Campo de la SCO.



Fuente: El Autor / Gestión En Producción Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia

A nivel de infraestructura de Equipo Estático la SCO está conformada de la siguiente manera:

Tabla 3. Inventario equipos estáticos de la SCO.

DESCRIPCIÓN	DUCTOS Y LÍNEAS DE FLUJO (KM)	TANQUES	RECIPIENTES A PRESIÓN	POZOS
INFRAESTRUCTURA	619	76	92	204

Fuente: El autor del proyecto

De los cuales 619km correspondientes a líneas de Flujo y ductos se distribuyen por tipo de servicio de la siguiente manera:

Tabla 4. Inventario de tuberías de la SCO por tipo de servicio.

TIPO DE LÍNEAS	DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA					Subtotal (m)
	Fluido	Tibú	Río Zulia	Sardinata	Arauca	
Producción Crudo	Crudo	274,754	12,206	19,753	9,527	316,240
Transferencia de Crudo	Crudo	26,067	4,276	0	0	30,343
Bombeo de crudo	Crudo	48,935	0	8,550	0	57,485
Recolectora de gas	Gas	32,871	6,546	25,750	1,625	66,792
Oleoducto	Crudo	16,682	0	0	5,400	22,082
Abastecedora H2O	Agua	3,212	0	0	0	3,212
Inyección H2O	Agua	74,307	0	0	0	74,307
Agua Contra incendio	Agua	3,074	0	0	0	3,074
Inyección GL	Gas Lift	0	9,094	0	0	9,094
Inyección Hp	Agua	0	5,809	0	0	5,809
Inyección Gas	Gas	0	0	0	7,507	7,507
Inyección Gas Motor	Gas Motor	0	0	2,337	0	2,337
Manifold Intermedio		1,225	0	0	0	1,225
Proceso en Estación	Crudo	15,250	2,060	1,700	1,000	20,010
		496,813	39,990	58,090	25,059	619515

Fuente: El autor del proyecto

La mayor parte de la inversión y expectativas de producción de crudo se encuentran en el campo Tibú, razón por la cual para el caso de estudio del presente documento enfocaremos los estudios técnicos y el análisis técnico

económico para la selección de materiales a ser usados en este campo de producción de la Superintendencia de operaciones Catatumbo Orinoquia (SCO).

¹En el contexto de Entorno, en el cual la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia desarrolla su actividad operacional se puede decir que las causas que determinan las principales problemáticas que afectan la operación son:

- ❖ Baja Inversión del Estado en la Satisfacción de Necesidades Básicas que conllevan a forzar en el imaginario de los habitantes de la zona que es ECOPETROL quien debe propender por subsanar dichas carencias, argumentados en que estamos explotando las riquezas de su Región.
- ❖ Escasas Oportunidades Laborales en la zona que determinan la exigencia de contratación de Mano de Obra local, indistintamente de que se cumplan los perfiles requeridos para ocupar dichas vacantes.
- ❖ Pocas Oportunidades locales de negocios que conllevan a la exigencia de contratación de bienes y servicios locales a pesar de los altos costos y la poca calidad de los mismo a nivel local.

Sin embargo, los proyectos y planes de desarrollo que tiene contemplado ECOPETROL en sus campos, pueden generar impactos positivos/ negativos en la región?...” Es importante destacar a nivel de Impactos positivo:

- ❖ Los Planes de Inversión Social establecidos para el desarrollo de los proyectos de la Región generan un impacto positivo en la zona, dado a que contribuye a minimizar las necesidades básicas insatisfechas de la población vecina a los proyectos y así mismo dejan capacidad instalada que económicamente contribuye al desarrollo de la zona.
- ❖ La generación de empleo para la mano de obra local, dinamiza la economía local que permite el mejoramiento de calidad de vida a través del aumento de ingresos de familias locales.
- ❖ La contratación de bienes y servicios locales contribuye al desarrollo de negocios locales, que a su vez generan empleo local, así como el fortalecimiento empresarial que asegura su permanencia competitiva en el mercado.
- ❖ Formación de Mano de Obra local a través de programas de capacitación que permiten el acceso a ocupaciones laborales no solo relacionadas con la Industria del Petróleo.

A nivel de Impactos Negativos:

- ❖ Movimientos migratorios poblacionales por la expectativa de generación de empleo que genere problemáticas sociales en la zona como: elevación de

¹ Fuente: presentación COMITÉ DE ENTORNO REGIONAL CENTRO-ORIENTE CE-CENTRO de Ecopetrol S.A

costos de elementos básicos de la canasta familiar, aumento en el costo de arrendamientos e inmuebles, entre otros...

- ❖ Aumento exagerado del valor de predios rurales como expectativa de ubicación de los mismos en zonas de proyectos petroleros.
- ❖ El aumento de organizaciones sociales como Asociaciones y Agremiaciones, que busquen mostrar una organización comunitaria para la exigencia de participación laboral o de bienes y servicios, desconociendo la normatividad y legislación existente para el abordaje de dichos temas (Ley 1551 – Decreto 722 – entre otras...).

Igualmente la ejecución de estos planes de desarrollo puede generar las siguientes expectativas en la Región:

- ❖ Generación de expectativas a nivel de altos niveles de contratación local tanto de mano de obra como de bienes y servicios que no se puedan cumplir en la zona por la carencia de perfiles para los mismos o simplemente porque no se requieran altos niveles de contratación...lo que genera inconformismo local por las pocas oportunidades de empleo y negocios en la zona.

Y se puede decir que con la ejecución de los planes de desarrollo en la región se pueden generar los siguientes eventos:

- ❖ Paros o Bloqueos de la Comunidad como mecanismos de presión para la contratación de Mano de Obra y Bienes y Servicios locales.
- ❖ Paros o Bloqueos de la Comunidad como mecanismo de presión para el establecimiento de Proyectos de Inversión Social que beneficien a toda la Región.
- ❖ Paros o Bloqueos de la Comunidad por insatisfacción con incumplimientos de Empresas Contratistas presentes en la Región en relación a cumplimiento de obligaciones laborales y temas RSE.

Para mitigar la ocurrencia de eventos que afecten la normal ejecución de los planes de desarrollo, se debe establecer una estrategia que permita una interrelación permanente con el Entorno de la siguiente manera:

- ❖ Estrategia de Comunicaciones que permita dar a conocer en diferentes medios de comunicación las actividades que desarrolla ECOPETROL en la zona con el fin de evitar la desinformación que es una de las causas básicas que conllevan a eventos de entorno.
- ❖ Ejecución de Plan de Interrelación que enmarca actividades de acercamiento permanente con líderes y base comunitaria de las zonas de ejecución del Proyecto con el fin de informar y aclara a tiempo inquietudes en relación a las actividades que desarrolla ECOPETROL y sus Empresas Aliadas en la Región. Dentro de este mismo plan se incluye relacionamiento permanente con Entidades Gubernamentales y No Gubernamentales presentes en la zona que son aliados estratégicos en el desarrollo operacional y social de ECOPETROL en la Región.

2. MODELO PARA GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD MECÁNICA USADO EN LA SCO.

²En los diferentes negocios de ECOPETROL S.A., se tienen diversos equipos estáticos, tales como líneas de flujo, líneas de transferencia, oleoductos, gasoductos, plantas y estaciones (tanques y vasijas), los cuales deben operarse correctamente bajo condiciones seguras y sin riesgo de fallas catastróficas para prevenir impactos negativos a las personas, al medio ambiente o pérdida de los activos físicos.

Las Vicepresidencias de Producción, Transporte y Refinación en conjunto con el Instituto Colombiano del Petróleo, han desarrollado y establecido individualmente, modelos de gestión de integridad de activos estáticos en correspondencia con la política de gerencia de activos de ECOPETROL S.A. que tiene como objetivo el logro de las metas operacionales en cuanto a reducción de costos y mejoramiento de la confiabilidad y disponibilidad, cumpliendo con las regulaciones ambientales, de salud ocupacional y de seguridad industrial. Se pretende ahora con esta guía, describir la estructura de un Modelo Corporativo de Gestión de integridad de activos, que integre las tres Vicepresidencias, y que asegure la integridad mecánica de los activos de ECOPETROL S.A mediante la definición de un plan de acción para equipos estáticos consistente en tareas de inspección, monitoreo, control operacional, y actividades de mitigación del riesgo (probabilidad de falla y consecuencias), basado en el análisis de riesgo de las amenazas de integridad de equipos y/o mecanismos de degradación potenciales de los equipos debidas a su operación y entorno.

Este modelo es aplicable a ECOPETROL S.A., para todas las fases del ciclo de vida de los activos y cubre la realización de las etapas necesarias para la definición, aplicación y seguimiento de planes de acción (acciones de valoración y mitigación del riesgo de falla o fuga), la actualización de la información derivada de la aplicación de los planes de acción y revaloración del riesgo, la gestión del desempeño, y los instructivos y formatos aplicables a cada etapa, todo esto con el objetivo de asegurar la integridad mecánica de equipos estáticos pertenecientes a cualquiera de los siguientes sistemas: pozos, líneas de producción, tanques de almacenamiento, ductos, recipientes a presión, tuberías de proceso

² ECP-MGIM-P-001 Guía Para La Aplicación Del Modelo Corporativo De Gestión De Integridad De Activos (MCGIA) De Ecopetrol S.A.

La metodología para el aseguramiento de la integridad usada, incluye los aspectos que se deben tener en cuenta para desarrollar las actividades eficientemente en el manejo de riesgos de los activos estáticos.

Las etapas del Modelo corporativo de gestión de integridad de activos de ECOPETROL S.A., se describen en la figura 8, donde se muestra en un diagrama esquemático.

Figura 7. Representación esquemática de las etapas del Modelo corporativo de gestión de integridad de activos de ECOPETROL S.A



Fuente: ECP-MGIM-P-001 Guía Para La Aplicación Del Modelo Corporativo De Gestión De Integridad De Activos (MCGIA) De Ecopetrol S.A.

El estudio, documentación y divulgación de lecciones aprendidas permite aprender de los errores e implementar las buenas prácticas. La realización de comparaciones entre las diferentes Vicepresidencias, así como con empresas líderes en el sector de petróleo y gas permiten identificar oportunidades de mejora, aprender de otros y compartir mejores prácticas.

Además del modelo de valoración de riesgo que debe ser implementado por cada Gerencia en Ecopetrol S.A, y sus respectivas áreas de integridad, el Instituto Colombiano del Petróleo es responsable de la incorporación tecnológica en cada una de las etapas del modelo corporativo de gestión de integridad de activos, apalanca su efectividad a través de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico. Algunas acciones son:

- Desarrollo de modelos y simulación de mecanismos de daño y defectos
- Incorporación de técnicas avanzadas de monitoreo e inspección
- Definición de nuevos materiales y recubrimientos para la protección de la corrosión
- Evaluación de aditivos

Ecopetrol S.A en todas las áreas, Estableció los requisitos de administración de seguridad de procesos, para garantizar la Integridad Mecánica de los equipos, componentes y sistemas críticos, manteniendo sus características originales de confiabilidad y aseguramiento de la calidad de equipos, repuestos y materiales, a lo largo del ciclo de vida del activo, desde el diseño hasta el abandono, a través de la aplicación de controles administrativos y de ingeniería.

considerando las interrelaciones del elemento de integridad mecánica con los demás elementos de administración de seguridad de procesos; enfocando Integridad Mecánica en el aseguramiento de la no ocurrencia de pérdidas de contención de fluidos peligrosos o energía, mediante la aplicación sistemática de directrices generales (normas, estándares, procedimientos, guías, etc.), en todas las etapas del ciclo de vida del activo (diseño, construcción, suministro, instalación, operación, mantenimiento y abandono), que garanticen que los equipos o sistemas se encuentren aptos para el servicio (operativo, de contención, de protección y/o de mitigación) que demanda cada aplicación; para ello definió los criterios para el aseguramiento de la Integridad Mecánica que deberán aplicarse a los equipos críticos para ASP, de acuerdo a los procedimiento de seguridad de procesos establecidos.

³Los requisitos mínimos para asegurar la Integridad Mecánica deben contemplar:

- Requisitos para la implementación del elemento de Integridad Mecánica.
- Procedimientos de mantenimiento.
- Capacitación y desempeño del personal de mantenimiento
- Planes de inspección y prueba de equipos; y de mantenimiento predictivo y preventivo
- Reparaciones y Modificaciones.
- Ingeniería de Confiabilidad basada en fallas de equipos
- Aseguramiento de calidad de equipo Nuevo
- Aseguramiento de calidad de materiales y repuestos Nuevo
- Evaluación del sistema integridad mecánica.

Los instructivos usados en Ecopetrol S.A. para el aseguramiento de integridad mecánica son:

³ ECP-VIN-O-PRO-GT-004 Guía Técnica para la Integridad Mecánica de los Equipos Críticos ASP

- ECP-VIN-O-PRO-GT-004 Guía Técnica para la Integridad Mecánica de los Equipos Críticos ASP
- ECP-MGIM-P-001 Guía Para La Aplicación Del Modelo Corporativo De Gestión De Integridad De Activos (MCGIA) De Ecopetrol S.A.

3. TIPOS DE TUBERIA DISPONIBLES EN EL MERCADO PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS.

En el mercado de la industria del petróleo, se ofrecen tuberías de diferentes tipos de materiales y diseños para la conducción de hidrocarburos y fluidos de proceso; por su composición se agrupan en tuberías metálicas y No metálicas:

Tabla 5. Materiales Alternativos Para Tubería.

MATERIAL		PRODUCTO	
NO METALICAS	FIBRA DE VIDRIO	RIGIDA	CEN/CBS; SP/SPH/SP8; DH/DHL; DHC
			PETROLINE
			FIBERSTRONG, WAVISTRONG, YELLOW BOX
			LINE PIPE
		FLEXIBLE	COBRA, PYTHON, BOA
	ALMADE ACERO	BONDSTRAND SSL	
	POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD	PEAD	PE100
		KEVLAR	POLYFLOW
			LIGH, CLASSIC
		FIBRA DE VIDRIO	FLEXIPIPE
REFORZADO ACERO		PEAD/FIBRA DE VIDRIO	
	HEAVY		
METALICAS	ACEROS	API5L	GRADO B
			X42
			X52
			X65
	ACERO RECUBIERTO INTERNAMENTE	TK2 - TK7 - TK21 - TK33 - TK62- TK70 etc.	
	ACERO CON LINER	POLYCORE; ENERTUBE; ULTRATUBE	
ALEACIONES ACERO	3% CROMO - 13% CROMO		

Fuente: Monografía Vladimir Cataño / El autor⁴

⁴ **CATAÑO, V.** Propuesta técnico - económica para mejorar la vida útil de la línea troncal de recolección de un campos de crudo, optimizando los costos de materiales e instalación teniendo en cuenta las altas velocidades de corrosión presentes.

Las tuberías no metálicas, han venido ganando importancia en la industria del petróleo como alternativa, por su alta resistencia a la corrosión interior debido a los materiales que la conforman, los bajos costos asociados a su instalación y mantenimiento, su bajo coeficiente de fricción y minimiza los problemas de depósitos e incrustaciones. No obstante, es una tecnología aun en desarrollo debido a los desafíos relacionados con la fabricación de diámetros mayores a 6 in, temperaturas de operación superior a 82°C, presiones altas, deficiencia en técnicas de inspección y monitoreo que puedan predecir fallas.

Las tuberías no metálicas se dividen a su vez en tuberías con refuerzo metálico (acero) y con refuerzo no metálico (fibra de vidrio, fibra polimérica, fibra de carbono entre otras). Estos tipos de tuberías están compuestas por una o más capas de una gran variedad de materiales, entre ellos, el polietileno, poliamidas, resinas termoestables, impregnados con aromáticos, alifáticos, poliésteres y otros compuestos para mejorar las propiedades mecánicas y/o químicas del material; estos materiales pueden ser tanto rígidos como flexibles y así mismo sus ventajas y limitaciones estarán dadas por condiciones de diseño.

Dentro del grupo de tuberías metálicas se encuentran diferentes tipos de aceros con variadas resistencias y espesores de pared, aleaciones de materiales metálicos con resistencia a la corrosión y con recubrimientos internos.

Durante los años 2007 a 2013 la industria ha tenido una vertiginosa evolución en el desarrollo de los materiales usados en la construcción de tubería para conducción de hidrocarburos. Cada material ha mostrado sus virtudes y ventajas en la práctica, con pilotos en campos del país o pruebas de laboratorio estructuradas y documentadas, de materiales metálicos y no metálicos.

Dentro de esta constante evolución, se encuentra en el mercado una gran variedad de ventajas en las mejoras de cada una de las alternativas, sin embargo es necesario analizar con detenimiento la aplicación de cada alternativa para extraer el mejor provecho de la misma, es decir, partir de lo que se tiene, o condiciones de diseño para aplicar el material que entregue el mejor desempeño.

Existen factores que afectan el desempeño de cada alternativa, disminuyendo drásticamente sus virtudes dejándola vulnerable a otros componentes. En la Tabla 4 vemos un resumen de los materiales con sus respectivos productos comerciales y los proveedores de los mismos.

Actualmente, en los diferentes campos de producción de Ecopetrol, se tienen instaladas como alternativas de materiales para la conducción de hidrocarburos en

las líneas de recolección, algunos de los sistemas o productos expuestos en la Tabla 5.

Es importante echar un vistazo a los resultados o el comportamiento que han tenido estas tuberías en la operación de los campos donde están trabajando, y observar el impacto obtenido con los mismos en casos tan particulares de pérdidas de espesor producto del deterioro por corrosión.

Teniendo en cuenta los factores o las causas del problema, se instalaron pilotos de pruebas con tuberías de acero recubierta internamente, tuberías de polietileno reforzadas con malla de acero, tuberías de polietileno reforzadas con kevlar y tuberías en fibra de vidrio flexibles en varios campos del Magdalena Medio (Campo La Cira Infantas, Casabe, San Silvestre, entre otros). Después de ser instalados, los profesionales encargados en las áreas respectivas, han realizado un seguimiento y por ende un estudio del desempeño obtenido en las líneas expuestas.

Actualmente y después de más de cinco años, se han presentado fallas en las líneas instaladas de los diferentes materiales compuestos, lo cual demuestra que el calificativo “tuberías no metálicas” para más de 20 años dependen de muchos factores asociados los cuales revisaremos con detalle más adelante en este documento.

3.1 Tubería en acero al carbono

Los aceros son aleaciones de hierro-carbono, aptas para ser deformadas en frío y en caliente. Generalmente, el porcentaje de carbono no excede del 1.76%. Las tuberías de acero tienen un gran uso industrial debido a su alta resistencia en la contención de fluidos, presión y dureza. Los tubos de acero pueden ser aplicados en varios entornos según sus características, ya que no todos se pueden usar para transportar algunos fluidos.

En las tablas 6 y 7 se observa la composición química y propiedades mecánicas que deben tener las tuberías de acero al carbono según su grado.

Tabla 6. Propiedades químicas para Tubería en Acero al carbono.

Elemento	Grados X-42 a X-70	
	Porcentaje	
C	0.220	máx.
S	0.015	máx.
Mn	1.600	máx.
Cu	0.350	máx.
Si	0.25	a 0.45
P	0.025	máx.
Microaleantes (Nb+V+Ti)	0.160	máx.

Fuente: www.vemacero.com - TUBERIA DE ACERO AL CARBONO API 5L / ASTM A53 / A106

Tabla 7. Propiedades físicas para Tubería en Acero al carbono.

Norma de Fabricación	Grado del Acero	Limite de Fluencia		Resistencia a la Tracción			
		Mpa	psi	Mínimo		Máximo	
				Mpa	psi	Mpa	psi
ASTM A53 Tipo E (ERW)	A	205	30,000	330	48,000	--	--
	B	240	35,000	415	60,000	--	--

Fuente: www.vemacero.com - TUBERIA DE ACERO AL CARBONO API 5L / ASTM A53 / A106

Ventajas: La tubería puede ser instalada aérea, resistente al impacto, vida útil estimada es de 10 a 20 años, facilidad de transporte e instalación, los tipos de mantenimiento preventivo son económicos y se basan en la aplicación de técnicas de ensayos No Destructivos que pueden predecir con anticipación la probabilidad de ocurrencia de fallas.

Desventajas: En contacto con el suelo puede sufrir de corrosión externa por lo que requiere protección catódica, monitoreo y mantenimiento regular, recubrimiento externo de protección y medidas de mitigación de corrosión interna como inhibidores de corrosión continuo o en baches, recubrimientos orgánicos internos y el uso de herramientas de limpieza (Pigs) para remover el agua estancada.

3.2 Tubería en Linner de Polietileno

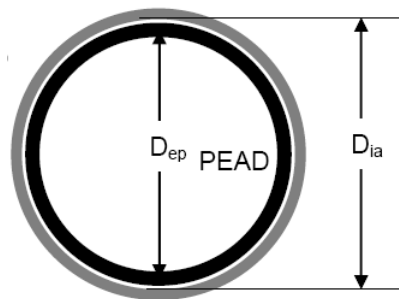
El polietileno de alta densidad PEAD se fabrica con la más fina resina de polietileno de alta densidad y alto peso molecular (HDPE-VHMW) el cual exhibe excelentes características mecánicas y es químicamente inerte, no se corroe u oxida.

El encamisado no pierde espesor de pared a causa del ataque químico, dieléctrico o biológico de diferentes productos y evita el crecimiento o acumulación de

residuos, bacterias, algas y escamas, asegurando características de flujo constantes a lo largo de la vida del tubo.

Una vez instalado el sistema, el encamisado reduce el diámetro interior del ducto entre el 2 y el 10% dependiendo del diámetro y espesor de la línea de acero y polietileno, como se muestra en la Figura 9. Sin embargo, el gasto de transporte de la línea permanece igual o en ocasiones disminuye dado que el coeficiente de fricción del acero es mucho mayor al del HDPE. El efecto que el sistema pudiera tener en el gasto de transporte depende del diámetro y del grado de deterioro en la superficie del acero en comparación con el mínimo cambio en la rugosidad del PEAD, es decir, usando esta tubería se tendrán menos pérdidas por fricción.

Figura 8. Sección de la Tubería con Linner



Fuente: Monografía Vladimir Cataño⁵

Cabe resaltar que dentro del estudio del sistema de encamisado se evidencia una mejora en la instalación de este sistema, dejando una tolerancia del 1 al 3% entre el diámetro interno del acero y el diámetro externo del polietileno.

Dentro de las condiciones constructivas se debe tener presente el cambio de dirección de la línea “radio de curvatura de la línea”, siendo como requerimiento para el encamisado un radio mínimo de curvatura de treinta veces el diámetro de la línea. Radios más cerrados pueden manejarse pero esto incrementa considerablemente la tensión de instalación del encamisado y limita la distancia de cada tramo.

⁵ **CATAÑO, V.** Propuesta técnico - económica para mejorar la vida útil de la línea troncal de recolección de un campos de crudo, optimizando los costos de materiales e instalación teniendo en cuenta las altas velocidades de corrosión presentes. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (Especialista de Gerencia en Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

La conexión de cada tramo se realiza por termofusión, donde se combina la acción de la temperatura y la fuerza, dando como resultado dos superficies entrelazadas, después de un procedimiento de unión.

Existen tres métodos para realizar la unión por termofusión: a tope, con silleta y con manguitos. Para el caso en cuestión, es posible aplicar el método de termofusión a tope. Esta técnica consiste en el calentamiento de los tubos con extremos rectos o tubo con accesorio manteniéndolos unidos a una plancha caliente, retirando la plancha cuando se obtenga la fusión del material, luego se procede a la unión de los extremos por acción de una fuerza constante, manteniéndola hasta alcanzar el enfriamiento de las piezas. El fabricante recomienda esta técnica en tuberías y accesorios con la misma resistencia y para diámetros mayores o iguales a Ø2”.

En el caso de rehabilitación de líneas, es decir, la instalación del *Linner* en tubería usada, los residuos y depósitos en las paredes del ducto se remueven utilizando marranos de limpieza y solventes en caso de ser necesario. Posteriormente, se lanza un marrano de inspección para verificar que el ducto cumpla con las normas de construcción y que no existan las siguientes anomalías constructivas: Penetración excesiva de soldadura, desalineamiento entre tramos de tubería (alto/bajo), dobleces de tubería con deformación (ovalados) y radios de curvatura menores a treinta diámetros del ducto.

El fabricante argumenta que en algunos casos, se puede instalar el encamisado en curvas con un diámetro de curvatura de hasta 15 diámetros pero con ciertas restricciones.

Ventajas: La tubería puede ser instalada aérea, resistente al CO₂, vida útil estimada según los catálogos es de 10 a 20 años.

Desventajas: Se requiere realizar proceso de limpieza y remoción de rebabas al interior de la tubería, por lo que es necesario instalar las facilidades para despacho y recibo de marrano raspador.

Esta alternativa es utilizada para cuando se requiere tubería aérea, para un ambiente agresivo por efecto de CO₂ (en bajas cantidades) y alta cantidad de arena. Es decir, esta alternativa es bastante útil cuando hay fenómenos de corrosión y desgaste por abrasión como en el caso del campo Casabe.

3.3 Tubería Recubierta Internamente

La aplicación de recubrimientos internos en las tuberías es una excelente defensa para prevenir el contacto de los agentes agresivos contra las paredes metálicas y evitar el inicio de los procesos de corrosión. En la industria se indica que si un recubrimiento es aplicado correctamente este puede extender la vida útil de una tubería hasta 40 o 50 años, dependiendo de las condiciones a que esté sometida, con un mínimo mantenimiento.

En general, los recubrimientos aplicados son películas tipo orgánico de gran flexibilidad y resistente a la abrasión apropiado para fluidos con CO₂. Uno de los tipos genérico más ampliamente utilizados son los tipo Epóxico que pueden llegar a soportar una temperatura máxima de operación de 250 °F (121 °C), con un espesor de película seca entre 0.25 mm y 0.50 mm. (10 a 20 mils). Su aplicación puede realizarse en planta o en campo.

Las tuberías con recubrimiento interno presentan bajo riesgo por corrosión excepto en las juntas soldadas no recubiertas, en esta zona el problema se intensifica cuando hay presencia de productos de corrosión, impurezas del gas, altas velocidades de flujo u otros elementos que puedan causar daño en el recubrimiento. Sin embargo, actualmente para las juntas soldadas se utilizan “manguitos” con el objeto de proteger el recubrimiento de los efectos de la temperatura.

Ventajas: La tubería puede ir aérea y podemos mantener el mismo trazado siempre y cuando se atenúen los cambios de curvatura, el recubrimiento es resistente al CO₂. Se tiene resultados de pilotos en otros campos mostrando un excelente desempeño.

Desventajas: Es necesario manejar poco radio de curvatura, el fabricante recomienda solicitar el material de acero con carbono superior a 0,1% y microestructura acicular, el tiempo de entrega es superior a 120 días, en las zonas enterradas requiere recubrimiento externo.

Es una alternativa para ambientes agresivos que requieran manejo de alta presión. Por ejemplo sistemas de inyección de agua. No aplica para cuando se tienen grandes curvaturas, los recubrimientos se fisuran y pierden su capacidad de protección.

3.4 Tubería de Polietileno con Malla de Acero

La tubería de polietileno con malla de acero es un tubo plástico para trabajos en alta presión, Esta tubería está hecha de un tubo de polietileno (PE100 / PEAD 4710) dependiendo el fabricante, núcleo interior, una cinta de refuerzo, y un revestimiento de exteriores de color blanco, resistente a los rayos UV.

Las tuberías de polietileno con malla de acero se fabrican en dos dimensiones: Ø3“, Ø4“ y Ø5“ en su diámetro interior. Sin embargo, la capacidad de manejo de caudal de la tubería de Ø5“, es comparable a la capacidad de caudal de una tubería de acero Ø6“.

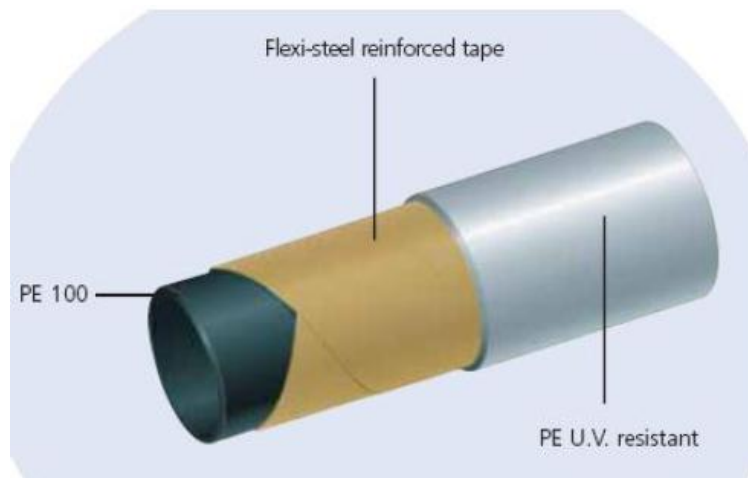
Para el suministro de este tipo de tuberías se debe considerar que se transporta en bobinas de longitudes entre 400 - 600 metros. La temperatura máxima de los fluidos de trabajo es de 60 °C.

Ventajas: Fácil instalación, alta resistencia a la corrosión tanto interna como externa, bajo riesgo debido al acero de refuerzo en su estructura, baja

acumulación de sólidos, bajo factor de fricción del flujo, flexible hasta un 7.7%, es posible minimizar el número de conexiones debido a las longitudes de los carretes, soportan amplias ratas de presurización y despresurización.

Desventajas: No está comprobado que la capa interna sea impermeable al CO₂ y posible que ataque al alma de acero, no permite conexión de pozos en su trayecto, limitaciones por temperatura de servicio, hasta 60 °C, limitada susceptibilidad al ampollamiento por hidrógeno, las tuberías deben ser diseñadas y seleccionadas para cada aplicación.

Figura 9. Capas de la Tubería con Malla de Acero



Fuente: Monografía Vladimir Cataño⁶

3.5 Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con Kevlar

La tubería de polietileno de alta densidad reforzada con kevlar se ha instalado en varios campos del Magdalena Medio, pero aún se encuentra en evaluación su comportamiento y desempeño. Las principales características de esta tubería son: Presiones operativas de hasta 3500 psi en entornos corrosivos hostiles; es

⁶ **CATAÑO, V.** Propuesta técnico - económica para mejorar la vida útil de la línea troncal de recolección de un campos de crudo, optimizando los costos de materiales e instalación teniendo en cuenta las altas velocidades de corrosión presentes. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (Especialista de Gerencia en Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

fabricada con materiales compuestos livianos de gran resistencia; maneja fluidos con temperaturas de trabajo hasta 250 °F; se presenta en tramos de hasta 400m; es resistente al H₂S y CO₂. La construcción de la tubería es en multicapas distribuidas de la siguiente manera:

Capa interna: Ésta es una capa resistente a la corrosión con baja permeabilidad y resistente a altas temperaturas. Los materiales usados son Nylon y Fortron en el interior.

Capa Intermedia: Esta capa esta reforzada en fibras aramidadas, estas fibras se disponen de forma trenzadas para lograr una alta resistencia a la presión. Adicionalmente se instalan fibras longitudinales para ayudar a la capacidad de tensión junto con fibras de baja elongación.

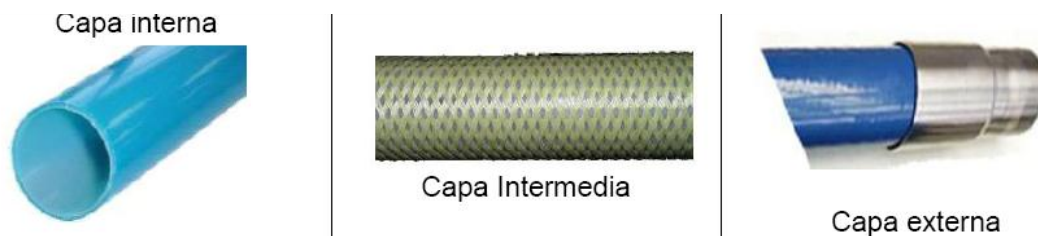
Capa Externa: Le confiere resistencia y protección a los medios hostiles y es resistente a la abrasión.

*

Ventajas: Fácil instalación, alta resistencia a la corrosión tanto interna como externa, permite permeación del H₂, No se presenta evidencia de adhesión de parafinas

Desventajas: Limitaciones por temperatura de servicio, hasta 60 °C, Baja resistencia a la presión, exige preparación del terreno de zanjado, restricciones de compatibilidad con revestimiento interno con fluidos.

Figura 10. Capas de la Tubería de Polietileno



Fuente:

Figura 11. Presentación de la Tubería de Polietileno.



Fuente: Monografía Vladimir Cataño⁷

3.6 Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con Fibra de Vidrio

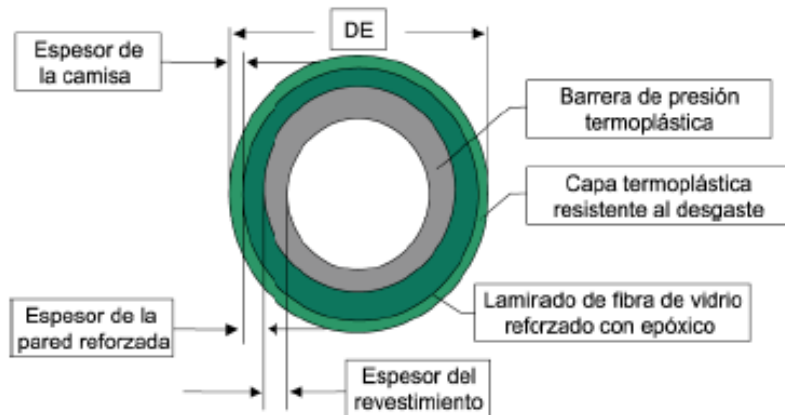
⁸Este tipo de tubería está diseñado para aplicaciones de inyección y recolección de fluidos corrosivos, incluso líquidos y gases generales producidos por ácidos. Se disponen materiales con límites de presión de polietileno de alta densidad (HDPE) o polietileno de reticulado (PEX) con clasificaciones de temperatura de 60.00°C y 82.22°C respectivamente. Está compuesta por resina epóxica reforzada con fibra de vidrio como su componente de refuerzo, con el fin de eliminar la debilidad de la fibra de vidrio; y la capa o barrera de presión termoplástica está compuesta por HDPE o polietileno reticulado de alta densidad.

Figura 12. Presentación de la Tubería de Polietileno

⁷ **CATAÑO, V.** Propuesta técnico - económica para mejorar la vida útil de la línea troncal de recolección de un campos de crudo, optimizando los costos de materiales e instalación teniendo en cuenta las altas velocidades de corrosión presentes. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (Especialista de Gerencia en Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

⁸ Fuente: Hoja de datos sobre el producto Linepipe de FiberSpar- Imperial

Geometría de los productos de tuberías



Fuente: Hoja de datos sobre el producto Linepipe de FiberSpar- Imperial

Ventajas: Sistema con conexiones certificadas, fácil instalación; es inerte a la corrosión, baja acumulación de sólidos, bajo factor de fricción del flujo, flexible, es posible minimizar el número de conexiones debido a las longitudes de los carretes, soportan amplias ratas de presurización y despresurización.

Desventajas: Se necesita entrenamiento especial para la instalación, conexiones de tubos para instalación debe realizarse con maquinaria especial.

3.7 Tubería de Fibra de Vidrio Flexible

Este tipo de tubería también se ha usado en campos de Ecopetrol como alternativa al acero al carbono de la tubería convencional, los resultados respecto al desempeño de la tubería en el proceso han sido buenos pero con algunas restricciones provenientes de las condiciones exteriores. Las características más relevantes de la tubería de fibra de vidrio son: Temperatura máxima permisible de los fluidos de trabajo: 210°F (99°C), presión máxima de trabajo 3000 psi.

Figura 13. Instalación Tubería Fibra de Vidrio.



Fuente: Monografía Vladimir Cataño⁹

Ventajas: Sistema sin conexiones y versatilidad en el tendido; es inerte a la corrosión; los tramos en la presentación son de 3200 pies para tubería de Ø4.5 pulgadas y 10000 pies para el de Ø1 pulgada.

Desventajas: Susceptibilidad al H₂S y al daño mecánico; a bajas temperaturas la camisa puede fallar; se necesita entrenamiento especial para la instalación, tendido de tubos para instalación debe realizarse con maquinaria de manipulación

3.8 Tubería de Fibra de Vidrio Rígida

¹⁰Las tuberías fabricadas en fibra de vidrio son termoplásticas o termofijas fabricadas por medio de procesos de extrusión o inyección, receptoras de cargas axiales y radiales tanto internas como externas otorgándole estabilidad estructural

⁹ **CATAÑO, V.** Propuesta técnico - económica para mejorar la vida útil de la línea troncal de recolección de un campos de crudo, optimizando los costos de materiales e instalación teniendo en cuenta las altas velocidades de corrosión presentes. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (Especialista de Gerencia en Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

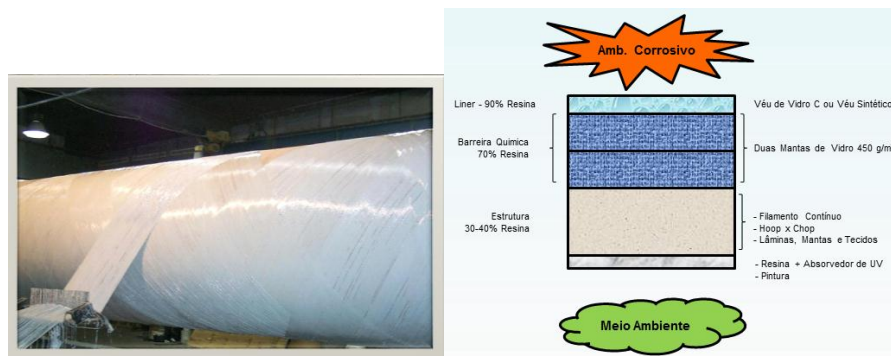
¹⁰ Fuente: Presentación AMERON internacional 2010 "Fiberglass composite Pipe Group"

al tubo, Resistencia química elevada, livianas, rígidas, resistencia al fuego y a la abrasión.

Ventajas: Las tuberías en fibra de vidrio tienen una superficie de composición uniforme a lo largo, permitiendo cortes y uniones en cualquier sección, livianas, costos relativamente bajos, se diseñan en diámetros grandes, resiste altas presiones y a la abrasión, variadas de conexiones, y accesorios en el mismo material (Tees, codos etc), acompañamiento técnico en campo y en análisis de falla.

Desventajas: Frágil, Susceptibilidad al H₂S y al daño mecánico (Abrasión, impacto y fatiga); a bajas temperaturas la camisa puede fallar; Suceptible a ataque químico, térmico y UV, se necesita entrenamiento especial para la instalación, solo se disponen de uniones rígidas y roscadas.

Figura 14. Tubería Fibra de Vidrio Rígida.



Fuente: Presentación AMERON internacional 2010 "Fiberglass composite Pipe Group"

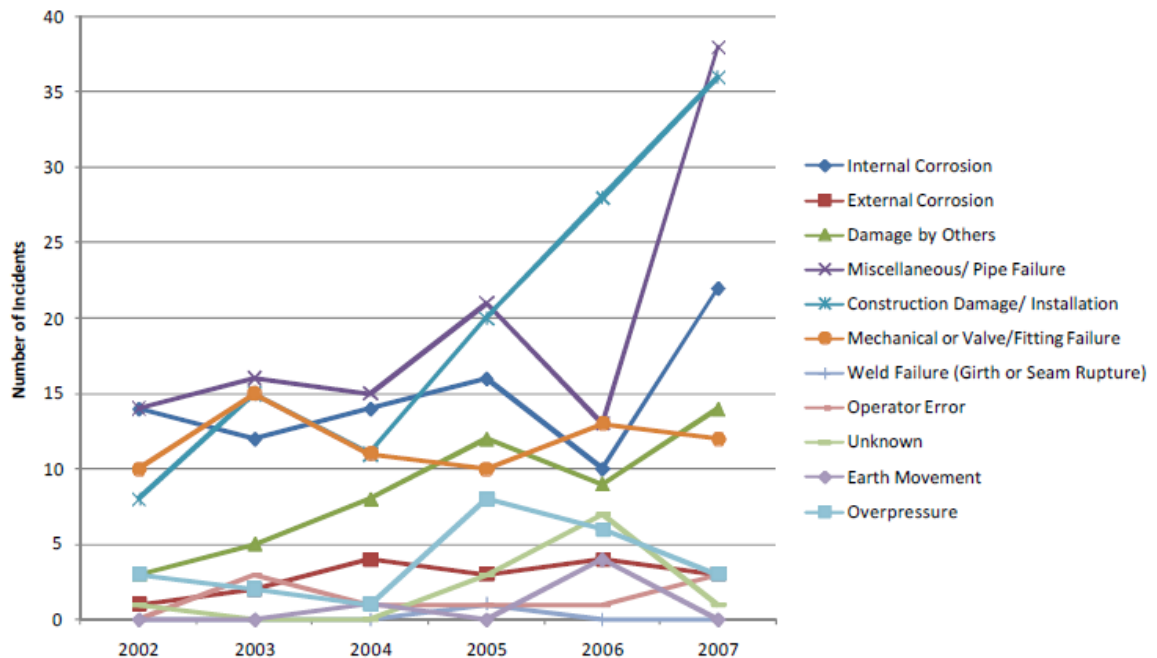
La selección de las tuberías de materiales compuestos tiene como base las condiciones a las cuales estará expuesta durante su vida en servicio, entre ellas, presión y temperatura de operación esperada, amplitud y frecuencia de los ciclos de presión, niveles de H₂S, composición del fluido (agentes corrosivos, arena, parafinas, incrustaciones).

4. HISTORICOS DE FALLAS EN DUCTOS Y LINEAS DE FLUJO.

4.1 Mecanismos de Falla en Tuberías No Metálicas

¹¹De acuerdo al análisis realizado a la frecuencia de falla en las tuberías de materiales compuestos para las tuberías instaladas en Alberta-Canadá desde el 2002 hasta el 2007 se observó que las principales causas de incidentes en éstas tuberías son debidos principalmente a daños como resultado de las prácticas inadecuadas de instalación, daños por terceros, fallas mecánicas de válvulas o accesorios y corrosión del acero asociado a conexiones y accesorios. En la Figura 2, se presenta el análisis realizado a las causas de falla en las tuberías de materiales compuestos publicadas en el Workshop de ductos realizado en Banff-Alberta, Canadá en 2007.

Grafica 4. Análisis de causas de falla en tubería de material compuesto instalada en Alberta- Canadá.



* Fuente: Análisis de Tecnologías de Tuberías de Materiales Compuestos para Aplicación en Líneas de la VPR

¹¹ Fuente: Análisis de Tecnologías de Tuberías de Materiales Compuestos para Aplicación en Líneas de la VPR

Como observado en la Figura 18, las fallas en las tuberías de materiales compuestos instaladas en Canadá son debidas principalmente a daños durante la construcción e instalación, misceláneos, corrosión interna de los acopladores o conectores daños por terceros. Aun cuando se presentan fallas por corrosión interna en los acopladores o conexiones metálicas esto no ha sido reportado como un problema significativo, no obstante los históricos en la operación de este tipo de tecnología es relativamente corto.

4.2 Histórico de fallas en ductos y líneas de flujo de materiales No Metálicos en la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol (VPR)

En Ecopetrol S.A, se tiene una herramienta informática de reporte, consulta y análisis de la información asociada a incidentes y/o accidentes que ocurren dentro de la empresa, de acuerdo a la información allí consignada, se encuentran relacionados 78 eventos ocurridos entre Enero de 2012 y Febrero 2014, en tuberías no metálicas; de este reporte se puede concluir que los mecanismos de falla recurrentes son debido a sobrepresión e impactos mecánicos, adicionalmente, se evidencia que los materiales más susceptibles a las fallas son: la Fibra de Vidrio y Polietileno de Alta densidad reforzado con kevlar; el campo con mayor número de incidentes reportados es la Cira Infantas (65), esto debido a que es el campo de la Vicepresidencia de Producción con mayor tiempo en la aplicación de materiales no metálicos.

El Pareto se enfoca en las fallas de tubería fabricadas en Polietileno causadas por sobrepresión debido a taponamiento en las líneas de flujo por sedimentos, lo cual disminuye el diámetro de transporte, aumentando la presión operacional y superando la ventanas operativas, la siguiente causa de fallas es impacto debido a golpes en la línea pro causas operativas, y las restantes fallas también asociadas a terceros (calentamientos por quemas o golpes).

Las lecciones Aprendidas de los campos con experiencia en el uso de materiales no metálicos específicamente en el uso de POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD reforzado con KEVLAR se relacionan a continuación

Tabla 8. Lecciones Aprendidas en ECP en uso de POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD reforzado con KEVLAR

MATERIAL	AREA	POSITIVAS	NEGATIVAS	
NO METALICAS	POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD (KEVLAR)	ICP	Disminución de costos por evitar las uniones Mayor rendimiento en la instalación	Necesariamente enterrada en su instalación Mitigación de los problemas de corrosión interna y externa Riesgo de instalación no adecuada (cama de la zanja) presentando problemas de ruptura
		SCI	Reduce la deposición de arena. No hay corrosión.	No resiste altas presiones de operación Corrosión galvánica entre conexiones entre Acero al carbono con material resistente a corrosión (Acero inoxidable, conexiones recubiertas) Suceptible a Sabotaje
		SOP	Dimensiones y peso de los carretes para facilidad de Transporte e instalación.	Baja resistencia a los rayos UV Suceptible al sol y al agua No resiste temperaturas Altas No resiste altas presiones de operación Suceptible a Pinzamientos o aplastamientos
		SOR	Presenta menores perdidas de presión que la tubería de acero Su resistencia a la abrasión es mayor Mejora capacidad de flujo. Reduce practicante a cero la deposición de Parafina, Asfáltenos, arena. No hay corrosión. Es flexible. Baja pérdida de temperatura por transferencia de calor. Menor peso por pie. Facilidad de transporte e instalación. No requiere mantenimiento. Aumenta en la vida del material en pozos con fluidos corrosivos (Datos estadísticos indican que en todo los casos el tiempo de vida útil de líneas del acero es menor comparado con material no metálico en fluidos con elementos corrosivos)	Suceptible a Sabotaje Suceptible a Sobrepresiones Frágil almacenar bajo techo Resistencia mecánica muy pobre, por lo que no resiste dobleces, aplastamientos con maquinarias, machetazos. Su resistencia disminuye con la temperatura. Se puede reusar, mas su reciclaje es difícil. Si no está diseñada para la intemperie es mejor no hacerlo, con el sol se cuartea con mucha facilidad.

Fuente: El Autor

Figura 15. Registro fotográfico fallas en almacenamiento y transporte de tuberías no metálicas en VPR





Poliflow

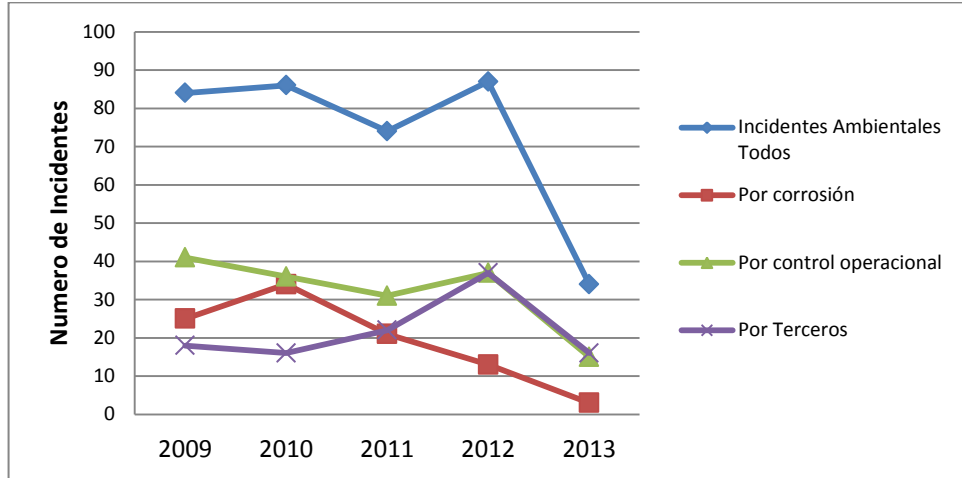
Soluforce

Fuente: Bases de datos campos de Producción de Ecopetrol S,A.

4.3 Incidentes ambientales en la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia SCO.

En la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia (SCO), dentro del histórico de eventos se tiene documentado el número de incidentes ambientales reportados cada año, asociados a fallas mecánicas en tuberías, Siendo el mecanismo de falla por Corrosión la que genera la mayoría de los eventos con afectación ambiental. Los otros mecanismos de falla no son de interés para el objeto de estudio de este documento (Daños por terceros y operacionales).

Grafica 5. Análisis de causas de falla en las tuberías de Acero al Carbono instaladas en SCO.

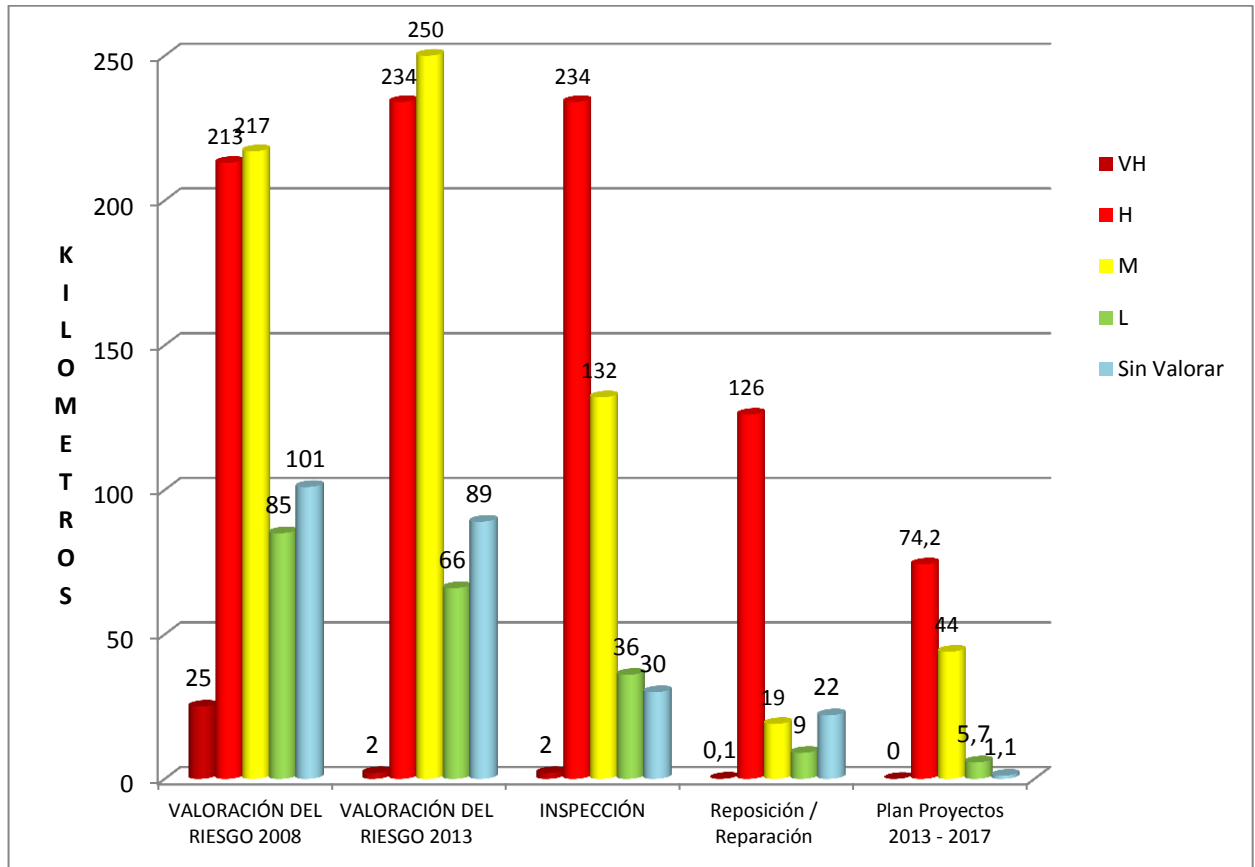


Fuente: El Autor del proyecto

Aunque en la SCO, se observa una reducción considerable en el número de eventos asociados a fallas mecánicas de la tubería por corrosión, el estadístico indica que el número de incidentes con menores impactos siguen siendo altos lo cual nos obliga a buscar alternativas actualmente no implementadas, que mitiguen el impacto que aún se está presentando y que apalanquen el cumplimiento de la mega Corporativa *"Barriles limpios con cero incidentes ambientales"*

El control y seguimiento de las actividades de mantenimiento preventivo se priorizan con base en los resultado de inspecciones basada en Riesgos (RBI) según el modelo de gerenciamiento de integridad descrito en el capítulo 2 de este documento, para el campo Tibú entre los años 2009 a 2013 se han intervenido (inspección: 234km + Reposición: 126km) de tubería, lo anterior es recomendado por el RBI debido al mayor riesgo identificado a causa de corrosión externa, desgaste excesivo del material o vencimiento de la vida útil del mismo.

Grafica 6. Estadístico de intervención líneas 2009 – 2014 SCO.



Fuente: El Autor del Proyecto

5. CORROSIÓN (CAUSAS, FENOMENO Y CONTROL) Y COMPORTAMIENTO EN LA SCO.

5.1 Fenómeno de corrosión en líneas de transporte de hidrocarburos.

El proceso de corrosión es la interacción entre el material y el ambiente resultando un deterioro del material, la tubería metálica tiene tendencia a sufrir fenómenos de corrosión tanto interna como externa, el fenómeno de corrosión ocurre cuando existe transferencia de carga entre el metal y un electrolito, dándose así la oxidación (corrosión) o deterioro del hierro y la reducción de agua, esta reducción ocurre con o sin oxígeno.

Según el tipo de servicio el potencial con el que puede ocurrir el daño varia, para el caso de las tuberías al servicio de la Industria del Petróleo con fluidos multifásicos, son más susceptibles a daños por corrosión interna; fluidos con presencia de especies potencialmente corrosivas (H_2O , H_2S , CO_2 , O_2 , Cloruros, Ácidos inorgánicos como Sulfuros, Mercurio, Polisulfuros, Parafinas, Asfáltenos, Sólidos y Sales) y sometidos a altas presiones y temperaturas, Velocidades de flujo, PH, generan ambientes muy agresivos.¹²

¹Existen dos formas de modelar la velocidad de corrosión y conocer los efectos de los componentes gaseosos o líquidos las tuberías. Los modelos de velocidad de corrosión pueden ser:

- Mecánicos: Uso de reacción electroquímica para determinar la velocidad de corrosión.
- Empíricos: Uso de resultados experimentales para determinar una correlación de la velocidad de corrosión.
- Combinación de ambos: Modelos basados en reacciones electroquímicas para ser ajustados usando datos experimentales.

Los modelos requieren conocer las condiciones operacionales de los gases o los líquidos como son presión, temperatura y velocidad de flujo.

Para predecir las posibles fallas o fenómeno de corrosión que se pueda presentar en una tubería existente varios métodos de aseguramiento y/o inspección Entre los cuales se encuentran la inspección visual, cupones de corrosión, análisis

¹² Fuente: Internal corrosion for pipelines – Advanced course manual- January 2011 /Curso Avanzado de Corrosión interna para tuberías – Nace internacional 2009, Edición Enero del 2011

fisicoquímicos de fluidos; con los dos últimos se calcula y predice la velocidad de corrosión interna que puede estar presentando pérdida de espesor en la tubería por estar expuesto a especies corrosivas halladas en los fluidos. Velocidades de corrosión menores que 0.025 mm/y (1mpy) son generalmente consideradas bajas, generalmente las velocidades de corrosión superiores a 0.25 mm/y (10mpy) pueden indicar problemas de corrosión interna.

Luego de realizar ensayos fisicoquímicos de los fluidos, se realiza un análisis de estos resultados y con base en las indicaciones de posible existencia de problemas de corrosión interna medidos con los criterios de aceptación de la norma NACE RP0775-2005, se define el mecanismo y grado de severidad de corrosión presente, la frecuencia, plan de monitoreo y control.

A continuación se relacionan las técnicas de monitoreo y control más usadas en la industria

Figura 16. Tipos de técnicas de monitoreo

	Direct	Indirect
Intrusive	Corrosion coupons Spool pieces Electric resistance (ER) probes Linear polarization resistance (LPR) probes Electrochemical Noise (ECN)	Hydrogen probes Water chemistry Solid analysis Gas analysis
Non-intrusive	Ultrasonic testing (UT) Electrical Field Mapping (EFM)	Hydrogen patch probes Acoustic monitoring

Fuente: Internal corrosion for pipelines – Advanced course manual- January 2011 /Curso Avanzado de Corrosión interna para tuberías – Nace internacional 2009, Edición Enero del 2011 – capítulo 2-

La interpretación de los resultados se realiza utilizando el criterio considerado en la norma NACE RP0775-2005 para la categorización de la tasa de corrosión del acero al carbono para los fluidos según el mecanismo de corrosión que se presente. (Ver Tabla 9)

Para determinar si un fluido es potencialmente corrosivo se deben analizar sus componentes químicos, según los rangos de aceptación relacionados más adelante si un fluido aparentemente no tiene potencialidad de ser corrosivo entonces se deben analizar también los microorganismos, solidos, flujo, y diseño del sistema.

- PH bajo en agua < 5: indica problemas de corrosión interna
- PH Alto en agua: indica precipitación de carbonatos (Scale)

El índice de Langelier, Ryznar y Stiff- Davis, son los métodos usados para predecir la tendencia incrustante de un fluido (Scale); si aumenta la tendencia incrustante de un fluido reduce la tendencia corrosiva o viceversa, pero ambos caso generan daños en el material, la presencia de Scale se puede observar mediante Inspección visual.

Con el fin de identificar los rangos de corrosividad permisibles en la industria, se relacionan las siguientes tablas:

CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN PARA CORROSIVIDAD DE FLUIDOS.

Tabla 9. Criterios de clasificación para corrosividad de fluidos

VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL CR (mpy)	MÁXIMA VELOCIDAD DE CORROSIÓN DE PICADO (mpy)	GRADO DE CORROSIVIDAD
<1.0	<5,0	BAJA
1 - 4,9	5 - 7,9	MODERADA
5,0 – 10	8,0 - 15	ALTA
>10	> 15	SEVERA

Fuente: Norma RP0775-2005

Tabla 10. Criterios de clasificación para la corrosividad del agua

CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DEL AGUA		
BS&W	< 25 %	CORROSIÓN BAJA
H ₂ S	< 10 ppm	
CO ₂	< 250 ppm	
BS&W	25 % - 75 %	CORROSIÓN MODERADA
H ₂ S	10 a 100 ppm	

CO ₂	250 a 1500 ppm	CORROSIÓN SEVERA
BS&W	> 75 %	
H ₂ S	> 100 ppm	

Fuente: norma NACE MR 0176-06

Tabla 11. Grado de Corrosividad según O2 disuelto .

Concentración de O2 Disuelto	Grado de Corrosividad
0-20 ppb	Baja
20-40 ppb	Moderada
40-100 ppb	Alta
> 100 ppb	Severa

Fuente: Paper 03160 CORROSION 2003. Risk based corrosion management system for oilfield production installations- development, methodology and application Carlos A. Palacios - PECOM Venezuela

Tabla 12. Grado de Corrosividad según concentración de cloruros

Concentración de Cloruros	Grado de Corrosividad
0-50 ppm	Baja
50-200 ppm	Moderada
200-500 ppm	Alto
> 500 ppm	Severa

Fuente: Uhlig, H.H.,and Revie, R.W., 1985, Corrosion and Corrosion Control, John wiley & Sons, New York.

Tabla 13 Grado de Corrosividad según Presión parcial de CO2

Presión Parcial (psi) CO ₂	Grado de Corrosividad
0-7 psi	Baja
7-30 psi	Moderada
> 30 psi	Alta Mayor

Fuente: . H. Byars, Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 1999)

Tabla 14. Grado de Corrosividad según Presión parcial de H₂S

Presión Parcial (psi) H ₂ S	Grado de Corrosividad
< 0,05 psi	La norma NACE MR-0175 establece como criterio de presión parcial para la susceptibilidad a SSC (Sulfide Stress Cracking) un valor de 0,05 psi (0,3 Kpa).

Fuente: **NACE MR0175/ISO 15156-1 "Petroleum and natural gas industries, materials for use in H₂S containing environments in oil and gas production**

Tabla 15. Grado de Corrosividad según Relación CO₂/ H₂S

RELACION CO ₂ /H ₂ S	Grado de Corrosividad
H ₂ S menor a 200	BAJA
CO ₂ mayor a 200	MODERADA

Fuente: **PREDICT - Prediction and determination of corrosivity of Carbon Steels in CO₂/H₂S environments**

5.2 Análisis de Variables que afectan las líneas de flujo en la SCO.

Para identificar si el fluido de los pozos productores del campo Tibú de la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia, posibilitan la implementación de tuberías no metálicas se requiere conocer la composición química del fluido que allí se tiene; por lo anterior se realizó un levantamiento de línea base del campo Tibú, relacionado en el Anexo 1, de donde se puede concluir que de 127 pozos productores totales, se analizaron el 70% correspondiente a 89 análisis, de los cuales solamente 6 pozos, equivalentes al 5%, presentan grado de corrosividad alto debido a la concentración de cloruros, el 1%, correspondiente a 1 pozo presento grado de corrosividad severo, también debido a la concentración de cloruros (811ppm); y 20 pozos con índice de Langelier positivo con tendencia a incrustaciones.

Tabla 16. Resultados máximos de corrosividad del fluido de los pozos productores del Campo Tibú.

ANÁLISIS FISICOQUIMICO		
ANÁLISIS FISICOQUIMICO	Máximo Resultado en Campo Tibú	Grado de Corrosividad
CLASIFICACIÓN DEL AGUA		Baja
(ppm) CO ₂	40 ppm	Baja
(ppm) H ₂ S	1 ppm	Baja
Concentración de O ₂ Disuelto	6 ppb	Baja
Concentración de Cloruros	350 - 811 ppm	Alto / Severa
RELACION CO ₂ /H ₂ S	40	Baja
INDICE DE LANGELIER	0.96	(+) Alto

Fuente: El autor del proyecto

Luego de este levantamiento de información se realizó un análisis con base en la norma NACE TM0194-2004, para identificar si existen crecimiento bacteriano en los fluidos del campo y cuál es el nivel de corrosividad que allí se encuentra; a los 20 pozos con tendencia a incrustaciones, se les realizó monitoreo microbiológico a 18 de ellos y todos presentaron crecimiento de alguna población bacteriana, 15 pozos evidenciaron tendencia **Alta / Severa** para corrosión microbiológica. Ver Anexo 2, lo que indica que el fluido de producción del Campo Tibú aunque tiene baja probabilidad de sufrir corrosión interna por CO₂/H₂S, si tiene una alta probabilidad de ser susceptible a corrosión interna por presencia de Cloruros y Bacterias en el fluido.

Adicionalmente en las lecciones aprendidas recopiladas de los campos maduros de Ecopetrol S.A., y soportado en teoría de corrosión, indican que los campos con recuperación secundaria “Reinyección de agua” tienen una alta probabilidad de manifestar problemas de corrosión interna, debido a la presencia de elementos corrosivos en contacto con el oxígeno del sistema en el proceso (Centros de Procesamiento de Fluidos y Plantas de inyección de Agua), lo cual cambiarían las condiciones del fluido actual, afectado las facilidades a construir con el proyecto Tibú.

6. SELECCIÓN DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA TUBERIAS.

Cuando se evalúa una tecnología para tuberías en materiales no metálicos, se deben analizar consideraciones técnicas y de experticia que se han mencionado en el presente documento, lo cual se convierte en información relevante, dado que los materiales no metálicos son relativamente nuevos el mercado, las principales consideraciones a tener en cuenta son:

- Tipo de Fluido
- “Resistencia a los rayos UV”, para facilitar procesos de almacenamiento.
- Condiciones de las bodegas de almacenamiento susceptible al agua y sol.
- Temperatura: se debe asegurar que la aplicación de la tubería sea para temperaturas que no excedan los 65 Celcius.
- Dimensiones y peso de los carretes para facilidad de transporte e instalación.
- Resistencia a pinzamientos.
- Capacitaciones para personal de instalación.
- Los accesorios, deben ser probados y disponibles (bridas, kit, gaskets, o ring, válvulas de control, tes, reducciones).
- Material resistente a la presión de operación y factor de seguridad
- Tiempos de entrega
- Facilidades de conexión o empalmes (Requerimientos de equipos especiales)
- Experiencia y trazabilidad del proveedor
- Capacidad de suministro a puertos Colombianos y campos de Ecopetrol S.A.
- Certificados de garantía y pruebas de caracterización requeridas en tuberías y accesorios
- Pruebas de caracterización para materiales de las capas que componen la tubería

API RP 15S. / API 17J son las normatividades que regulan las pruebas requeridas de caracterización y aceptabilidad para la evaluación de tuberías de materiales no metálicos, Para cada una de las pruebas de caracterización y de aceptabilidad se analizan los resultados avalados por un ente internacional, evidenciando el cumplimiento o no cumplimiento para las tecnologías que se estén evaluando, dicho ejercicio de selección de factores no económicos fue realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo en el documento “Análisis de tecnologías de tuberías de materiales compuestos para aplicación en líneas de la VPR” del año 2013”.

La selección y análisis de estos factores de las tecnologías propuestas por cada Proveedor / Fabricante son importantes de acuerdo a la sugerencia y experiencias que se han recopilado de los campos que han usado estas nuevas tecnologías para Tuberías en Ecopetrol S.A.

Los factores identificados para ser analizados para nuestro caso de estudio y basados en la preselección realizada por el ICP, y la experticia de los campos de producción de Ecopetrol S.A., se plasman en la Tabla 17, Con el fin de analizar lo descrito anteriormente y poder seleccionar la tubería no metálica que más se ajuste a las necesidades operativas del campo Tibú de la Superintendencia de operaciones Catatumbo Orinoquia.

Tabla 17. Comparación de Alternativas

Tabla 5: Comparación Alternativas												
Alternativas	Probado en Pilotos	Inerte a la corrosión	Max. Temp. permisible	Max. Presión en Ø3"	Resiste rayos UV	Permeable al CO2	Disponibilidad en diferentes Ø	Equipos especializados para instalación	Disponibilidad para reparaciones en tiempo oportuno	Vida de servicio comprobada en campo industria P&G	Cumplimiento requerimientos IM-301829	
1 Linner de Polietileno	NO	SI	90 °C	800 psi	SI	NO	NO	NO	SI	NO	N/A	
2 Tubería Recubierta Internamente	SI	NO	121 °C	1200 psi	SI	NO	NO	NO	SI	NO	N/A	
3 Polietileno con Malla de Acero	NO	NO	60 °C	1200 psi	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	
4 Flex Polietileno Reforzado con Kevlar	SI	SI	121 °C	3500 psi	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SI	
5 Tubería de Fibra de Vidrio Flexible	SI	SI	98 °C	3000 psi	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	
6 Flex Polietileno de alta Densidad Reforzado con Fibra de Vidrio	SI	SI	121 °C	3500 psi	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SI	
7 Acero al carbono	SI	NO	450 °C	4500 psi	SI	SI	SI	NO	SI	SI	N/A	

Fuente: El autor del proyecto

Adicional a los parámetros técnicos y con base en las lecciones aprendidas de las fallas que han ocurrido con el uso de tuberías no metálicas de diferentes proveedores, y el análisis técnico- económico que se desarrollara en este documento, es recomendable que se analice también la evidencia documental certificada o avalado por un organismo acreditado internacionalmente. Esta información hace referencia a la relación de diámetro, presión, temperatura, descripción de capas (interna, refuerzo, y externa), descripción del refuerzo, aditivos en las capas, descripción de empalmes y los resultados en las pruebas de aceptabilidad a la tubería, conexiones y accesorios de acuerdo a la recomendación de la guía API RP 15 S “Qualification of Spoolable Reinforcen Plastic Line Pipe”. Para nuestro caso de estudio las dos alternativas opcionadas cumplen dentro del listado de proveedores y materiales que fueron analizados por

el Instituto Colombiano del Petróleo ICP donde para dicha selección se basaron en los detalles como los descritos anteriormente.

Tabla 18. Selección de Alternativas

Tabla 5: Comparación Alternativas													
Alternativas	Probado en Pilotos	Inerte a la corrosión	Max. Temp. permisible	Max. Presión en Ø3"	Resiste rayos UV	Permeable al CO2	Disponibilidad en diferentes Ø	Equipos especializados para instalación	Disponibilidad para reparaciones en tiempo oportuno	Vida de servicio comprobada en tiempo industria P&G	Cumplimiento requerimientos IM-301829		
4	Flex Polietileno Reforzado con Kevlar	SI	SI	121 °C	3500 psi	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SI	Sistema 1
6	Flex Polietileno de alta Densidad Reforzado con Fibra de Vidrio	SI	SI	121 °C	3500 psi	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SI	Sistema 2

Fuente: El autor del proyecto

Teniendo en cuenta los beneficios, ventajas y desventajas, desde el punto de vista técnico, el análisis de cada alternativa tecnológica, nos orienta a preseleccionar dos opciones relacionadas en la Tabla 18, las cuales coinciden con los materiales que cumplieron las expectativas documentales y de garantía del estudio realizado por el ICP a los materiales incluidos en la IM -301829:

1. Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con Kevlar.
2. Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con Fibra de Vidrio

7. EVALUACIÓN TECNICO - ECONOMICA PARA LA SELECCIÓN DE MATERIALES EN LAS TUBERIAS DE LA SCO.

7.1 Análisis económico de compra e instalación de tuberías flexibles vs tuberías metálicas.

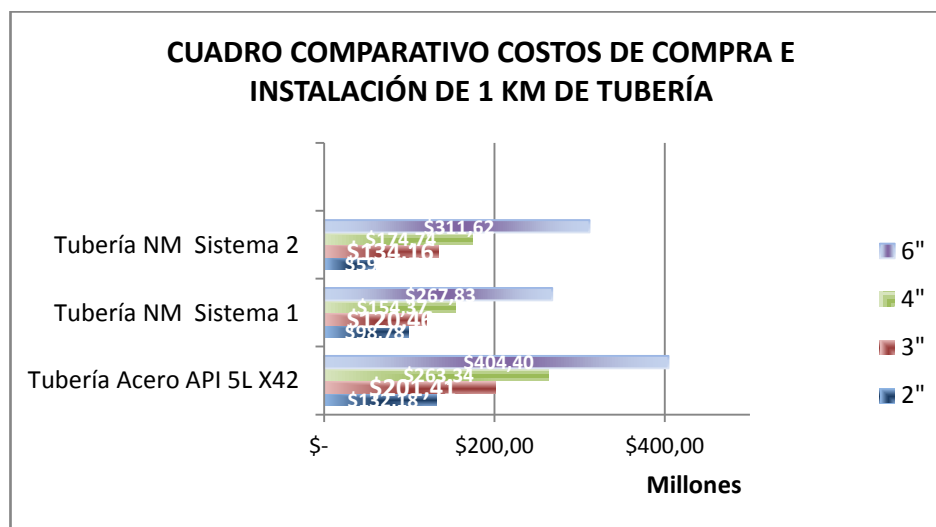
A continuación, se relacionan los costos estimados de instalación de tuberías no metálicas en diferentes diámetros (polietileno de alta densidad reforzado) vs acero al carbono, (Tabla 19):

Tabla 19. Presupuesto Compras para la Instalación de Acero al carbono y Soluciones Preseleccionadas.

Cuadro Comparativo Costos de compra e instalación de 1 Km de tubería			
Diámetro Tubería	Tubería Acero API 5L X42	Tubería NM Sistema 1	Tubería NM Sistema 2
2"	\$ 132,178,716.42	\$ 98,775,685.00	\$ 59,796,990.63
3"	\$ 201,408,180.78	\$ 120,457,147.50	\$ 134,158,623.23
4"	\$ 263,335,234.43	\$ 154,374,410.00	\$ 174,741,786.58
6"	\$ 404,404,309.31	\$ 267,832,035.00	\$ 311,619,277.16
8"	\$ 564,800,732.48		

Fuente: Informe alternativas Tubería Flexible Vs Tubería de Acero al Carbón Ecopetrol S.A.

Figura 17. Comparativo costos de compra e instalación de 1 km de tubería



Fuente: Informe alternativas Tubería Flexible Vs Tubería de Acero al Carbón Ecopetrol S.A.

En la figura anterior se observa que la compra e instalación de un kilómetro de tubería de material no metálico es mejor económicamente que la compra e instalación de tubería metálica, adicionalmente se observa que entre las tuberías no metálicas la mejor opción es el sistema 2, debido a que en diámetros pequeños

es más rentable, lo cual, adicionalmente es soportado técnicamente acorde a la selección realizada en el capítulo anterior.

Para el ejercicio económico del factor J, se realiza en líneas de producción del campo Tibú, la cuales usan un diámetro de 3" para un total de infraestructura de 274km correspondiente a 127 pozos productores, según lo descrito en la tabla número 4 del capítulo 1; Para el caso de estudio del análisis con proyecto se usará Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con Fibra de Vidrio (Sistema 2), de acuerdo a los argumentos de selección mencionados anteriormente.

*Fuente: Monografía Vladimir Cataño

A continuación, será planteada una evaluación económica para la alternativa tecnológica: Tubería Flexible de Polietileno de Alta densidad Reforzado con Kevlar, el objetivo de la evaluación consiste en proveer elementos de juicio sobre el alcance económico del proyecto a ejecutar, de manera que sea posible dimensionar financieramente la decisión.

Al interior de la compañía, el Factor J es la metodología que se utiliza para establecer una comparación relativa de los beneficios marginales de un proyecto, generados por una inversión de capital. Dichos beneficios deben ser descontados a una tasa apropiada ajustada por riesgo o costo de oportunidad. Es así que el Factor J se define como:

$$\text{Factor J} = (\text{VPN Riesgo Base} - \text{VPN con Proyecto}) / (\text{VPN Inversión})$$

El VPN Riesgo Base asocia los costos y las posibles pérdidas en que incurriríamos en su situación actual.

El VPN con Proyecto asocia las inversiones requeridas y los mismos elementos del riesgo base en caso en que se desarrolle el proyecto.

En esencia, el Factor J calcula una eficiencia de la inversión, medida como la generación de beneficios marginales por cada peso invertido frente a un estado o situación actual sin proyecto.

A la fecha, el criterio de decisión utilizado en la empresa para la valoración de proyectos medidos con este indicador es el que se muestra a continuación:

Factor J < 1: Proyecto no conveniente (inversión mayor a los beneficios generados).

Factor J = 1: Proyecto no conveniente (inversión igual a los beneficios generados).

Factor J > 1: Proyecto conveniente (beneficios generados mayores a la inversión realizada).

CONSIDERACIONES.

Al realizar este tipo de evaluaciones es necesario considerar dos escenarios:

a) Análisis sin proyecto (situación actual)

b) Análisis con proyecto.

En la herramienta de evaluación financiera de Factor J, es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Pérdidas por diferida de producción
- Costos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en la operación sin proyecto
- Costos de mantenimiento predictivo y correctivo en la operación con proyecto
- Inversiones de Capital (CAPEX) sin proyecto Tubería metálica
- Inversiones de Capital (CAPEX) del proyecto Tubería No metálica
- Vida útil del proyecto
- Limite Económico del Campo (cuando aplique)
- Tasa de descuento (costo de oportunidad ECOPEPETROL S.A)

¹³De las bases de Portafolio de la Compañía es necesario considerar:

- TRM (Es tomada de la base de portafolio de inversiones de la empresa para este año)
- Precios de los productos crudos y refinados (Bases de precios de portafolio), considerando los descuentos (offsets) por calidad y transporte. Para nuestro caso el precio de crudo se tendrá en cuenta para cuantificar derrames de producto, pérdidas de producción por trabajos de reparación en la línea, etc.

¹³ Fuente: Factor J: Fuente: Guía de gestión de proyectos ECP

- El análisis se realiza en miles de dólares (KUSD), y se considera el efecto inflacionario del 2% anual.

ANÁLISIS SIN PROYECTO (SITUACIÓN ACTUAL)

El análisis sin Proyecto debe considerar todos los impactos cuantificables para la operación si no se realiza el proyecto de inversión, es decir, se debe construir una evaluación detallada de las pérdidas potenciales y los costos de operación en que se incurriría si se continúa con la operación actual.

Para empezar es necesario cuantifica los costos anuales de diferidas los cuales se cuantifican por los barriles de crudo sin producir a cuenta de actividades de mantenimiento preventivo y correctivos en líneas de flujo y cargados en AVOCET “Avocet Production Operations Software”, de donde se tiene que en el 2013 se perdieron 715 barriles multiplicados por 70USD por barril se obtiene un total de \$ **50.05 KUDS por año.**

Para el caso específico del ejercicio del costo de instalar 274km de tubería de acero al carbono de 3 pulgadas es de \$ **31,003 KUSD;**

Los costos de: mantenimiento predictivo se estiman requerirse cada 5 años, (Inspecciones y monitoreos de corrosión interna), mantenimiento preventivo (inyección de químico, rocería, mantenimiento de Marcos H, soldadura en rellenos, reparaciones de tramos) el costo del químico se requiere desde el inicio de la operación del material, los demás costos se requieren un año después del mantenimiento predictivo como implementación de sus recomendaciones, y el mantenimiento correctivo (son costos anuales de atención de emergencias por contaminaciones ambientales, disposición de material contaminado y los costos de las reparaciones), los costos anuales de atención de emergencias por contaminaciones ambientales menores son tomados según los estadísticos del 2013 en el Campo Tibú los cuales ocurren por eventos de terceros u operativos; a continuación en la tabla 20 se presenta el análisis para el riesgo base sin proyecto.

ANÁLISIS CON PROYECTO

Ahora bien, el análisis con proyecto debe igualmente considerar los costos asociados al proyecto de inversión (compras, e instalación).

Los costos de: mantenimiento predictivo (Ensayos Destructivos a probetas), y mantenimiento correctivo (costos anuales de atención de emergencias por contaminaciones ambientales, disposición de material contaminado y los costos de las reparaciones por terceros), las estadísticas y experiencias en el uso tuberías No metálicas indican que los costos de mantenimiento correctivo se presentan

desde el primer año (fase construcción), debido a que dichos materiales son más frágiles que el acero, son más Susceptible a fallas en fase constructiva según lo descrito en el capítulo 4; a continuación en la Tabla 21, se presenta el análisis para el riesgo con proyecto.

En este momento, es posible calcular el factor J según se planteó al principio del capítulo:

Riesgo Base (KUSD)	36,334
Riesgo Alternativa (KUSD)	10,818
VPN Inversión Alternativa (KUSD)	10,581

FACTOR J (Relación Beneficio/Costo)	2.41	
Análisis de Sensibilidad +	2.10	15%
Análisis de Sensibilidad -	2.84	-15%

Fuente: Guía de Evaluación financiera de proyectos – Ecopetrol

Según estos resultados se entiende que:

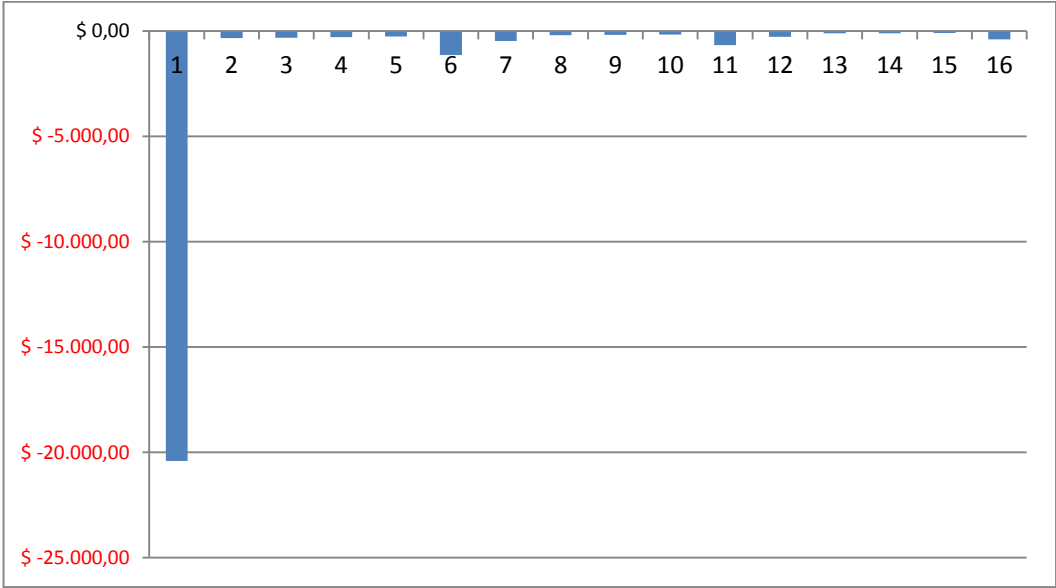
- Con un Factor J de 2.41, Es viable realizar la inversión y ejecutar el proyecto.
- Si los costos del proyecto como están planteados en este análisis se incrementan en un 15% durante las fases de detalle presupuestal y/o ejecución, el proyecto continua siendo viable.
- Si los costos del proyecto como están planteados en este análisis disminuyen en un 15% durante las fases de detalle presupuestal y/o ejecución, el proyecto continua siendo viable y mejora considerablemente los beneficios obtenidos.

12.5.1.1 Flujo de Caja. Este estado muestra el flujo del inversionista en el proyecto estimado a 15 años a partir de las inversiones y costos de mantenimiento, necesarios para el análisis de la viabilidad de la inversión. El costo de oportunidad se estima en 11,1% EA.

12.5.1.2 Valor Presente Neto (VPN). Para efectos del presente proyecto se estimó la tasa de oportunidad de ECOPETROL S.A; equivalente al 11.1% EA, la

cual resulta rentable para el proyecto y atractiva para el inversionista. El valor Presente Neto calculado es de KUSD\$ 10,581.

Grafica 7. Flujo de caja económico



Fuente: Autor del proyecto

Tabla 20. Calculo VPN Riesgo Base

RIESGO BASE (Acero al carbono)	Beneficios Económicos en kUSD															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Areas de Resultado	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Perdidas por Diferida	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05
Perdidas por Fallas de Equipos	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05
Maxima probabilidad de ocurrencia	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total Perdidas con Probabilidad	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 50.05	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Costos de Mantenimiento Predictivo						\$ 1,538					\$ 1,538					\$ 1,538
Costos de Mantenimiento Preventivo	\$ 282.0	\$ 288	\$ 293	\$ 299	\$ 305	\$ 311	\$ 793	\$ 317	\$ 324	\$ 330	\$ 337	\$ 856	\$ 350	\$ 357	\$ 364	\$ 372
Costos de Mantenimiento Correctivo		\$ 82	\$ 84	\$ 85	\$ 87	\$ 89	\$ 90	\$ 92	\$ 94	\$ 96	\$ 98	\$ 100	\$ 102	\$ 104	\$ 106	\$ 108
Compra e instalacion	\$ 31,003															
Flujo de caja	\$ 31,335	\$ 420	\$ 427	\$ 435	\$ 442	\$ 1,988	\$ 933	\$ 460	\$ 468	\$ 476	\$ 1,973	\$ 956	\$ 452	\$ 461	\$ 470	\$ 2,018
Flujo de caja con declinación (Incluida en m	\$ 31,022	\$ 415	\$ 423	\$ 430	\$ 438	\$ 1,968	\$ 924	\$ 455	\$ 463	\$ 471	\$ 1,953	\$ 947	\$ 447	\$ 456	\$ 466	\$ 1,998
Declinación Anual de producción (porcenta	1%															
VPN Total Riesgo base sin declinación	\$ 36,701															
VPN Total riesgo base con Declinación	\$ 36,334															
VPN Riesgo base	\$ 36,334															

Fuente: Autor del proyecto / Guía de Evaluación financiera de proyectos - Ecopetrol

Tabla 21. Calculo VPN Riesgo con Proyecto

RIESGO CON PROYECTO	Inversiones en KUSD (por equipo)															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Descripción de la Inversión	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Compra e instalacion	\$ 10,077															
Contingencias	\$ 504															
Bruto (Global para la actividad)	\$ 10,581	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	\$ 10,581															
Costos de Mantenimiento Predictivo		\$ 7.12	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 7.97	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 8.93	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 14.29	\$ 0
Costos de Mantenimiento Preventivo																
Costos de Mantenimiento Correctivo	\$ 24.20	\$ 25	\$ 25	\$ 26	\$ 26	\$ 27	\$ 27	\$ 28	\$ 28	\$ 29	\$ 30	\$ 30	\$ 31	\$ 31	\$ 32	\$ 33
Perdidas por Disponibilidad y Confiabilidad	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0						
Perdidas por Fallas de Equipos	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de Caja	\$ 10,605	\$ 32	\$ 25	\$ 26	\$ 26	\$ 27	\$ 35	\$ 28	\$ 28	\$ 29	\$ 30	\$ 39	\$ 31	\$ 31	\$ 46	\$ 33
VPN del Riesgo con proyecto	\$ 10,818															
Probabilidad de Falla con Proyecto	5%															

Riesgo Base	36,334
Riesgo Alternativa (KUSD)	10,818
VPN Inversión Alternativa (KUSD)	10,581

Fuente: Autores del proyecto / Guía de Evaluación financiera de proyectos – Ecopetrol

CONCLUSIONES

- En el análisis de los reportes de falla y lecciones aprendidas en la aplicación de nuevos materiales para tuberías en los campos de producción de Ecopetrol S.A, se concluye que dichos materiales son una buena opción para campos con fluidos corrosivos o con tendencia a la formación de incrustaciones (Scale) o bacterias, sin embargo se debe tener un adecuado control de calidad en la fase constructiva para evitar fallas del material por inadecuada instalación.
- Del análisis fisicoquímico de los fluidos de producción del Campo Tibú se evidencia que las variables que podrían favorecer un fenómeno de corrosión interna en mayor probabilidad son la presencia de Cloruros, formación de Scale y procesos bacterianos, razón por la cual es viable considerar económicamente la instalación de tuberías no metálicas o tecnologías que mitiguen estas amenazas.
- El comparativo realizado entre tuberías no metálicas incluyendo costos de tubería, conectores, accesorios e instalación viabilizan el uso de la Tubería Flexible de Polietileno de alta densidad Reforzado con Fibra de Vidrio, la cual es soportada técnicamente con la revisión bibliográfica realizada al interior de la compañía en “Tuberías de materiales compuestos para aplicación en líneas de la VPR”.
- Realizar la inversión del cambio de tecnología para el campo Tibú, redundaría en beneficios económicos, optimización de recursos de mantenimiento, control de corrosión y reducción de contaminaciones ambientales por causas operativas.
- El análisis económico de adquisición, instalación y mantenimiento de tuberías no metálicas vs tuberías en acero al carbono, muestran un factor Beneficio/Costo de 2.41 en el uso de la Tubería Flexible de Polietileno de alta densidad Reforzado con Fibra de Vidrio, lo que soporta económicamente la decisión administrativa de invertir en el cambio de material para la totalidad de líneas de producción actualmente en operación en el Campo Tibú, al igual que la opción de asegurar técnicamente la infraestructura para el inicio de la producción con reinyección de agua, obteniendo adicionalmente beneficios de orden ambiental y de mantenibilidad.
- Aunque el análisis económico evidencie grandes beneficios para la inversión de tuberías no metálicas en campos de producción de hidrocarburos, no se puede perder de vista los controles de calidad y

precauciones que estos materiales exigen, los cuales se describieron a lo largo del documento; entre las amenazas que se potencializarían y de alerta se encuentran los daños operacionales por incremento de presiones, daños por terceros por excavaciones y/o arados de tierras, daños mecánicos causados por inestabilidad de suelo, arenas muy húmedas o acidas, daños por corrosión en conexiones y operación a elevadas temperaturas.

BIBLIOGRAFIA

- **BARRAGAN M.; MARIN, P:** Analisis de mercado dirigido a conocer las referencias de tuberías enrollables de materiales compuestos y sus precios para las diferentes aplicaciones en la industria petrolera con el fin de seleccionar aquellas que en la industria cumplan con los requerimientos de Ecopetrol S.A. Dirección de Abastecimiento de Bienes y servicios, Ecopetrol S.A, Junio 2012.
- **CATAÑO, V.** Propuesta técnico - económica para mejorar la vida útil de la línea troncal de recolección de un campos de crudo, optimizando los costos de materiales e instalación teniendo en cuenta las altas velocidades de corrosión presentes. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (Especialista de Gerencia en hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- **CURSO AVANZADO DE CORROSIÓN INTERNA PARA TUBERÍAS** – Nace internacional 2009, Edición Enero del 2011 – capítulo 2-
- **DUARTE POVEDA, G. I, y MATEUS BARRAGÁN M,** Análisis de tecnologías de tuberías de materiales Compuestos para aplicación en líneas de la VPR” del año 2013. Piedecuesta - Santander, Abril de 2013- Ecopetrol S.A. -Instituto colombiano del petróleo- Unidad de disciplinas especializadas.
- **INFORME TECNICO SCO** - Gestión En Producción Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia – 2011.
- **INFORME TECNICO SCO** - SOCIALIZACION PROYECTO TIBU - 24 de octubre de 2012

- **INFORME TECNICO SCO** Proceso Opciones de Negocio Campos Tibú y Cicuco
Departamento Operaciones Tibú - GERENCIA REGIONAL NORTE
VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN - Bogotá D.C., 30 de Abril de 2004
- **INTERNAL CORROSIÓN FOR PIPELINES** – Advanced course manual- January 2011
- **JANSEN, H.J.M.; BEHLANI, N.I.S.A.; Qamshoey, H.A.H.; BENNETT, C.:**
Application of non-metallic line pipe materials to reduce life cycle cost of upstream oil & gas gathering production facilities. En corrosión 2005.
- **NACE RP0775** “Preparation, installation, analysis and interpretation of corrosión coupons in oilfield operations.”
- **NACE SP0106-2006** Item 21111 “Control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems.”
- **NACE Standard MROI76-2006 Item No. 21303** - NACE International Standard Material Requirements Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments; NACE International; Approved January 1976
- **NACE TM0194-2004 Item 21224** “Field monitoring of bacterial growth in oil and gas systems.”
- **PEREZ, M.I., CALDERON, Z.** Orientaciones practicas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería. Primera edición. COLOMBIA: Universidad Industrial de Santander. 2011.

ANEXOS

ANEXO A Análisis fisicoquímico de fluidos Campo Tibú 2013 - 2014.

FACILIDAD		ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO										
ESTACIÓN	NOMBRE	TIPO POZO	Si/No	CO ₂ (ppm)	O ₂ (ppm)	H ₂ S (ppm)	H ₂ CO ₃	Cl ⁻	INDICE DE LANGLETT	GRADO DE CORROSIVIDAD	FECHA	
K27	LÍNEA INYECCIÓN DE AGUA T-518 ESTACIÓN K-27 A T-518	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.1	0.4	29	0.13	Bajo	14 sep-13	
K27	LÍNEA INYECCIÓN DE AGUA T-518 ESTACIÓN K-27 A T-518	PRODUCTOR	SI	<10	0	0	0.6	14.3	0.15	Bajo	14 sep-13	
L29	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-0024 T-0024 A ESTACIÓN I-29	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	04 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-005 T-005 A MULTIPLE O-36	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.2	4	147	-0.15	Moderalto	28 sep-13	
L29	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-229 T-229 A ESTACIÓN I-29	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.1	8	37	0.24	Bajo	04 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-125 T-125 A MULTIPLE K-27	PRODUCTOR	SI	25	0	0.1	7	<1		Bajo	01 dic-13	
K27	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-201 T-201 A ESTACIÓN K-27	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.1	0.4	11.4	-0.77	Bajo	02 jun-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-206X T-206X A ESTACIÓN NORTE	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Alto	13 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-201 T-201 A MULTIPLE O-36	PRODUCTOR	SI							Bajo	05 nov-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-333 T-333 A MULTIPLE O-36	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	03 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-334 T-334 A MULTIPLE O-36	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	01 jun-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-344 T-344 A MULTIPLE O-36	PRODUCTOR	SI	<10	30	0.1	0.2	191	-0.36	Moderalto	28 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-350 T-350 A MULTIPLE O-36	PRODUCTOR	SI	15	5	0	0.6	206	-0.81	Moderalto	01 jun-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-375 T-375 A MULTIPLE CENTRAL	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	03 sep-13	
K27	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-396 T-396 A ESTACIÓN K-27	PRODUCTOR	SI	25	0	0.2	0.6	18.5	-1.3	Bajo	03 jun-13	
K27	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-397 T-397 A ESTACIÓN K-27	PRODUCTOR	SI	18.5	0	1	1	19.3	-0.45	Bajo	05 sep-13	
K27	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-402 T-402 A ESTACIÓN K-27	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	28 nov-13	
K27	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-430 T-430 A ESTACIÓN K-27	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.1	0.8	108	-0.81	Moderalto	02 jun-13	
K27	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-431 T-431 A ESTACIÓN K-27	PRODUCTOR	SI	30	0	0.2	0.2	16.3	-1	Bajo	02 jun-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-425 T-425 A MULTIPLE PLUTO	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.1	0.6	10	0.19	Bajo	06 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-424 T-424 A MULTIPLE CENTRAL	PRODUCTOR	SI	15	0	0.2	1	6.6	-0.39	Bajo	06 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-435 T-435 A MULTIPLE PLUTO	PRODUCTOR	SI	35	0	0.1	1	9.6	-0.49	Bajo	13 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-480 T-480 A MULTIPLE PLUTO	PRODUCTOR	SI	30	0	0.2	2	13.3	-0.75	Bajo	12 sep-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-483 T-483 A MULTIPLE PLUTO	PRODUCTOR	SI	20	0	0.8	17.4	-1.4	Bajo	13 sep-13		
J50	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-002 T-002 A ESTACIÓN I-30	PRODUCTOR	SI	16	0	0	1	33.4	0.15	Bajo	29 jun-13	
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-007 T-007 A MULTIPLE P-30	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.3	1	14.6	N.E	Bajo	07 sep-13	
K32	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-101 T-101 A MULTIPLE K-32	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	09 dic-13	
J25	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-121 T-121 A ESTACIÓN J-25	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	03 jun-13	
M14	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-121 T-121 A ESTACIÓN M-14	PRODUCTOR	SI	40	0	0.1	0.3	134	-0.36	Alto	10 sep-13	
J25	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-121 T-121 A ESTACIÓN J-25	PRODUCTOR	SI	10	0	0.2	0.4	36.2	-2.5	Bajo	03 jun-13	
J30	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-140 T-140 A ESTACIÓN J-30	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	02 dic-13	
M14	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-144 T-144 A ESTACIÓN M-14	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.1	0.4	40.5	-0.15	Bajo	04 jun-13	
J30	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-175 T-175 A MULTIPLE J-30	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	05 dic-13	
K32	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-191 T-191 A MULTIPLE K-32	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Moderalto	13 sep-13	
J30	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-208 T-208 A ESTACIÓN J-30	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	02 dic-13	
J25	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-204 T-204 A ESTACIÓN J-25	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.2	0.4	81	-0.79	Bajo	04 jun-13	
J25	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-213 T-213 A ESTACIÓN J-25	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.2	0.2	196	-1.9	Bajo	04 jun-13	
J25	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-216 T-216 A ESTACIÓN J-25	PRODUCTOR	SI	30	0	0	0.6	36.9	-1.19	Bajo	27 nov-13	
J30	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-248 T-248 A ESTACIÓN J-30	PRODUCTOR	SI	30	0	0	0.4	81.1	-0.48	Alto	30 nov-13	
K32	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-251 T-251 A MULTIPLE K-32	PRODUCTOR	SI	30	0	0	0	41.9		Alto	26 nov-13	
M14	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-261 T-261 A ESTACIÓN M-14	PRODUCTOR	SI	<10	0	0	0.2	36	-0.51	Bajo	06 jun-13	
J30	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-273 T-273 A MULTIPLE J-30	PRODUCTOR	SI	10	6	0.1	0.2			Bajo	01 dic-13	
J25	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-297 T-297 A ESTACIÓN J-25	PRODUCTOR	SI	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	Bajo	07 nov-13	
J25	LÍNEA PRODUCCIÓN DE CRUDO T-31 T-31 A ESTACIÓN J-25	PRODUCTOR	SI	<10	0	0.2	0.6	57.6	-0.32	Bajo	03 jun-13	

ANEXO B Monitoreo microbiológico Campo Tibú 2013 - 2014.

FACILIDAD			Análisis 1 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO		Análisis 4 ANÁLISIS MICROBIOLÓGICO					
ESTACIÓN	NOMBRE	TIPO POZO	INDICE DE LANGELIER	SI/No	BSR (Bact/ml)	BPA (Bact/ml)	BHT (Bact/ml)	BAIT (Bact/ml)	FECHA	CORROSIVIDAD
K27	LÍNEA INYECCION DE AGUA T-518 ESTACIÓN K-27 A T-518	PRODUCTOR	0.53	SI	10E 1	N.D	10E 2	10E 2	14-sep-13	Bajo
K27	LÍNEA INYECCION DE AGUA T-519 ESTACIÓN K-27 A T-519	PRODUCTOR	0.55	SI	10E 1	10E 1	10E 1	10E 2	14-sep-13	Bajo
L29	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-120 T-120 A ESTACIÓN L-29	PRODUCTOR	0.541	SI	10E 2	10E 2	10E 1	10E 1	04-sep-13	Alto
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-415 T-415 A MULTIPLE PILOTO	PRODUCTOR	0.55	SI	10E 2	10E 1	10E 4	10E 3	06-sep-13	Medio
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-424 T-424C A MULTIPLE CENTRAL	PRODUCTOR	0.54	SI	10E 1	10E 1	10E 1	10E 4	06-sep-13	Medio
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-476 T-476 A MULTIPLE PILOTO	PRODUCTOR	0.43	SI	10E 1	10E 4	10E 1	10E 1	13-sep-13	Medio
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN CRUDO T-480 T-480 A MULTIPLE PILOTO	PRODUCTOR	0.75	SI	10E 2	10E 4	10E 2	10E 4	13-sep-13	Medio
J10	LÍNEA PRODUCCION DE CRUDO T-052 T-052 A ESTACION J-10	PRODUCTOR	0.43	SI	10	10E 2	10E 2	10E 2	07-dic-13	Alto
M14	LÍNEA PRODUCCION DE CRUDO T-129 T-129 A ESTACION M-14	PRODUCTOR	0.56	SI	N.D	10E 1	10E 1	N.D	16-sep-13	Bajo
J10	LÍNEA PRODUCCION DE CRUDO T-248 T-248 A ESTACION J-10	PRODUCTOR	0.58	SI	10E 2	10E 4	10E 4	10E 2	05-dic-13	Medio
J10	LÍNEA T-114 ; EST.RECOLECCION J-10 3000 MT DE POZO A BORDE MALLA	PRODUCTOR	0.49	SI	10	10	10E 4	N.D	30-oct-13	Medio

NORTE	LINEA T-413 ; EST.RECOLECCION CARB LINEA DE PRODUCCION CRUDO POZO BATERIA	PRODUCTOR	0,24	SI	10E 2	10E 1	10E 1	10E 4	09-sep-13	Severo
NORTE	LINEA T-414 ; EST.RECOLECCION CARB LINEA DE PRODUCCION CRUDO POZO BATERIA	PRODUCTOR	0,1	SI	10E 4	10E 4	10E 4	10E 4	06-sep-13	Severo
NORTE	LINEA T-450 ; EST.RECOLECCION CARB LINEA DE PRODUCCION CRUDO POZO BATERIA	PRODUCTOR	0,72	SI	10E 4	10E 4	10E 2	10E 2	12-sep-13	Severo
L29	LINEA T-517 ;EST RECOLECCION L-29 ESTACION L-29 A T-517	PRODUCTOR	0,16	SI	N.D	10E 4	10E 2	10E 3	19-sep-13	Severo
L29	LINEA T-523 ;EST RECOLECCION L-29 ESTACION L-29 A T-523	PRODUCTOR	0,74	SI	10E 1	10E 3	10E 2	10E 3	16-sep-13	Alto
NORTE	LÍNEA PRODUCCIÓN POZO T-526	PRODUCTOR	0,14	SI	10E 1	10E 3	10E 2	10E 4	14-sep-13	Alto
M24	LÍNEA PRODUCCIÓN POZO T-528	PRODUCTOR	0,9	SI	10E 1	10E 3	10E 4	10E 3	16-sep-13	Alto