

**PROPUESTA TECNICO ECONOMICA PARA MEJORAR LA VIDA UTIL DE LA
LINEA TRONCAL DE RECOLECCION DE UN CAMPO DE CRUDO,
OPTIMIZANDO COSTOS DE MATERIALES E INSTALACION TENIENDO EN
CUENTA LAS ALTAS VELOCIDADES DE CORROSION PRESENTES.**

VLADIMIR CATAÑO GUTIERREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2012

**PROPUESTA TECNICO ECONOMICA PARA MEJORAR LA VIDA UTIL DE LA
LINEA TRONCAL DE RECOLECCION DE UN CAMPO DE CRUDO,
OPTIMIZANDO COSTOS DE MATERIALES E INSTALACION TENIENDO EN
CUENTA LAS ALTAS VELOCIDADES DE CORROSION PRESENTES.**

VLADIMIR CATAÑO GUTIERREZ

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

Director

Dr. DIONISIO LAVERDE CATAÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2012

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	11
ANTECEDENTES	12
1. ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DE LOS FLUIDOS TRANSPORTADOS	14
2. MECANISMO DE CORROSION DESARROLLADO	19
3. ANALISIS DE DIFERENTES TIPOS DE TUBERIA	22
3.1 Tubería en <i>Linner</i> de Polietileno	25
3.2 Tubería Recubierta Internamente	27
3.3. Tubería de Polietileno con Malla de Acero	28
3.4 Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con <i>Kevlar</i>	30
3.5 Tubería de Fibra de Vidrio Flexible	31
4. EVALUACION ECONOMICA PARA EL SISTEMA SELECCIONADO	33
4.1 Análisis sin proyecto	36
4.2 Análisis con proyecto	43
5. VIDA UTIL DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	45

CONCLUSIONES	46
--------------	----

BIBLIOGRAFIA	47
--------------	----

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Evaluaciones Fisicoquímicas Realizadas en Campo	14
Tabla 2. Evaluaciones Fisicoquímicas Realizadas en Fase Crudo	15
Tabla 3. Evaluaciones Fisicoquímicas Realizadas en Fase Acuosa	15
Tabla 4. Resumen monitoreo gravimetría (ICP)	17
Tabla 5. Materiales Alternativos Para Tubería	23
Tabla 6. Comparación de Alternativas	32
Tabla 7. Presupuesto Copras Instalación de la Solución Seleccionada	37
Tabla 8. Presupuesto Construcción e Instalación Solución Seleccionada	38
Tabla 9. Estadísticas de Incidentes Ambientales	41
Tabla 10. Calculo VPN Riesgo Base	42
Tabla 11. Calculo VPN Riesgo con Proyecto	43

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Línea Troncal	18
Figura 2. Muestra Analizada	20
Figura 3. Reparaciones Temporales	21
Figura 4. Sección de la Tubería con <i>Linner</i>	26
Figura 5. Capas de la Tubería con Malla de Acero	29
Figura 6. Capas Tubería de Polietileno	30
Figura 7. Presentación de la Tubería de Polietileno	31
Figura 8. Instalación Tubería Fibra de Vidrio	31

RESUMEN

TITULO:

PROPUESTA TECNICO ECONOMICA PARA MEJORAR LA VIDA UTIL DE LA LINEA TRONCAL DE RECOLECCION DE UN CAMPO DE CRUDO, OPTIMIZANDO COSTOS DE MATERIALES E INSTALACION TENIENDO EN CUENTA LAS ALTAS VELOCIDADES DE CORROSION PRESENTES.*

AUTOR:

Vladimir Cataño Gutierrez.**

PALABRAS CLAVES:

Mecanismo de Corrosión; Líneas de Flujo; Evaluación Económica; Materiales para Tuberías; Factor J; Sanción Ambiental; Vida útil de Tuberías.

DESCRIPCION:

El objetivo del presente trabajo es plantear una solución a los problemas de corrosión en el sistema de recolección de un típico campo de crudo con sus líneas de flujo convergiendo en un colector central. Se analizan las condiciones de operación de la tubería junto con las características de los componentes del fluido transportado (crudo, agua y gas), y se determinan las razones de las fallas.

Más tarde se analizan las últimas tecnologías en materiales para tuberías disponibles en el mercado que se ajustan a los requerimientos, revisando entre otras cosas, sus ventajas y desventajas, especificaciones técnicas y factores económicos para su transporte e instalación. Posteriormente, se escoge la alternativa tecnológica más apropiada para ser evaluado económicamente el posible proyecto de compra, instalación y puesta en servicio de tal tubería y así, poder estimar su vida útil y beneficios para la operación. Con el desarrollo de la evaluación económica se conocen las normativas ambientales vigentes para el cálculo de las sanciones a las que está expuesta la operación debido a las frecuentes contaminaciones por la pérdida de contención de la tubería actual.

Finalmente, se observa que todo el trabajo es impulsado por el tema ambiental y social, dado que tanto el medio ambiente como las comunidades vecinas se han visto afectadas por este problema. Por otro lado, parte de los beneficios obtenidos al resolver estos inconvenientes es la mejora en la confiabilidad operacional del campo, logrando un pequeño incremento en la producción por la disminución de la diferida para apalancar la inversión propuesta.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ciencias Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Dr. Dionisio Laverde Cataño.

SUMMARY

TITLE:

TECHNICAL AND ECONOMIC PROPOSAL TO IMPROVE THE LIFE OF THE MAIN FLOW LINE OF A OIL FIELD, OPTIMIZING MATERIALS AND INSTALLATION COSTS, HAVING IN MIND THE HIGH SPEEDS OF CORROSION.*

AUTHOR:

Vladimir Cataño Gutierrez.**

KEYWORDS:

Corrosion Mechanism, Flow Lines, Economic Evaluation, Materials Pipe, J Factor, Punishment Environment, Life of Flow Lines.

DESCRIPTION:

The aim of this paper is to propose a solution to corrosion problems in the collection system of a typical oil field with flow lines converging to a central collector. It was analyzed the operating conditions of the pipe with the characteristics of the transported fluid components (oil, water and gas), and it was determined the reasons for the failures.

Later, analyzes the latest technologies in piping materials available on the market that meet the requirements, reviewing, among other things, their advantages and disadvantages, technical specifications and economic factors for transport and installation. Subsequently, it is chosen the most appropriate alternative to be evaluated economically the possible draft purchase, installation and commissioning of this flow line and thus to estimate its useful life and operating benefits. With the development of economic evaluation, is known existing environmental regulations for the calculation of penalties to which the operation is exposed due to frequently contaminations by the loss of containment of the current line.

Finally, it is noted that all work is driven by social and environmental issues, since both the environment and surrounding communities have been affected by this problem. On the other hand, part of the profits made in solving these problems is to improve the operational reliability of the field, with achieving a small increase in production, by lowering of deferred to leverage the investment proposal.

* Degree Work

** Physicochemical Faculty. Petroleum Engineering, Specialization in Management of Hydrocarbons. Dr. Dionisio Laverde Cataño

INTRODUCCION

Dentro de las soluciones establecidas en el mercado para el control de la corrosión en las líneas de recolección de crudo de campos de producción de hidrocarburos, se realizará un estudio de la viabilidad técnica y económica de implementar una alternativa de material para la tubería del colector ubicado en el corredor troncal de uno los campos de ECOPETROL S.A.

En el presente trabajo se analizarán los estudios relacionados con la agresividad de los fluidos transportados, el análisis físico-químico de los fluidos, alternativas en materiales para el control de la corrosión en tuberías de producción de superficie, costos de la alternativa más ajustada y el estimado de la longevidad de tal alternativa.

Teniendo en cuenta las condiciones expuestas en el colector, los pozos del campo en cuestión y la tendencia en la evolución tecnológica de los materiales, se realizarán las recomendaciones como alternativa de materiales para el colector, como una propuesta de mitigación y control de la corrosión.

Actualmente se manejan gran cantidad de fluidos agresivos, principalmente influenciados por los elevados cortes de agua y la presencia de gases disueltos altamente corrosivos como lo son el CO₂ y el H₂S. La mayoría de líneas de superficie en este campo son de acero al carbono API 5L Grado B o X42, ampliamente susceptibles a problemas de corrosión interna ocasionada por los gases disueltos en la mezcla.

Bajo las condiciones anteriormente descritas, es necesario usar materiales más resistentes a la corrosión para la construcción de tuberías. Como parte del plan, se realizará la selección de los materiales adecuados para la línea troncal, propuesta para el cambio.

Teniendo en cuenta las condiciones de operación en las que se presentan altos problemas de corrosión, se evaluaron diferentes alternativas, tomando como base de comparación su comportamiento técnico, de instalación y de mantenimiento.

ANTECEDENTES

Luego de aproximadamente un año a partir de la puesta en servicio, se presentan fallas frecuentes en la línea troncal de recolección del campo. Este colector, de longitud aproximada 4500 metros y diámetro de 4 pulgadas, recibe los fluidos de 8 pozos del campo. Para verificar el estado mecánico de la línea colectora, fue necesario realizar una inspección superficial a los tramos que han presentado fallas y una medición de espesores por técnicas de ultrasonido en las zonas catalogadas como críticas según el histórico de falla.

Con la medición de espesores con ultrasonido se encontró que las tuberías están sujetas a corrosión, es decir a la pérdida de material, la cual va disminuyendo el espesor de la pared y puede llegar a condiciones críticas.

La medición ultrasónica para determinar el espesor real de la tubería se hizo mediante la técnica pulso-eco de contacto directo, utilizando un equipo *Krautkramer Branson DM4L*, el cual tiene una precisión de $\pm 0,02$ mm, con rango de operación entre 0,64 mm y 500 mm dependiendo del palpador utilizado, con resolución de 0,01 mm y rango de operación entre -10°C y 50°C . Para el caso, se utilizó el palpador DA301 de 0,475" (11,65 mm) de diámetro con rango de medida entre 1,2 mm y 200 mm, frecuencias centrales de 5 MHz y rangos de operación confiable hasta 60°C .

El medio de acople fue grasa. El espesor mínimo admisible de la tubería fue determinado como el 50% del espesor nominal según la aplicación que se tiene actualmente y dependiendo de las características del flujo.

La inspección consistió en realizar la medición de espesores por ultrasonido en las paredes externas de la tubería de Ø4 pulgadas de acuerdo a las especificaciones y recomendaciones de las normas API579 CAPITULOS 5 Y 6, API510 NUMERAL 6.3.

Se realizó medición de espesor en el diámetro exterior del tubo, se consideró de 4 a 5 puntos de la sección de tubo luego de un tramo enterrado, se tomaron 3 mediciones y se registró el mínimo valor encontrado luego de verificar que el valor obtenido fuese sostenido estando bien acoplado según testigos en la pantalla del equipo.

Con las características técnicas originales de la tubería y los valores actuales encontrados, se determinó la velocidad de corrosión. Con los parámetros anteriores y espesores mínimos encontrados, se determinó su vida útil de acuerdo a la norma API510 sección 6.3.

El 43% de los tramos inspeccionados presentan espesor menor al espesor recomendado para retiro y de estas indicaciones el 89% fueron encontradas en la sección de tubería inclinada luego de tramos enterrados, es decir, en los cuellos de ganso. Así las cosas, la vida residual promedio en este colector es de 0,81 años, teniendo en cuenta que existen tramos con tendencia a una degradación mucho más rápida, como se muestra más adelante en el análisis de la velocidad de corrosión.

1. ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DE LOS FLUIDOS QUE ENTRAN EN CONTACTO CON LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN

Para determinar el potencial corrosivo de los fluidos (crudo, agua y gas) que entran en contacto con la tubería de recolección así como su composición y su porcentaje de participación, se realizaron toma de muestras en cabeza de pozo y toma de muestras a lo largo del colector para realizar las evaluaciones físico-químicas correspondientes.

Algunos análisis se realizaron en campo, como el porcentaje de agua y gas presentes en las muestras, y las demás se llevaron a cabo en el Instituto Colombiano del Petróleo ICP por solicitud expresa del Departamento de Ingeniería de la Superintendencia que tiene a cargo la operación del campo.

Los resultados fueron los siguientes:

Tabla 1. Resultados de Evaluaciones Fisicoquímicas Realizadas en Campo

POZO	TEMP (°C)	PRESION (psi)	Ø TUBERÍA (pulg)	CO2 en gas (% Vol)	H2S en gas (ppm)	CO2 DISUELTO (ppm)	H2S DISUELTO (ppm)	HIERRO TOTAL (ppm)	PH
PET225	32	30	3	20	100	700	0.235	24	6.2
PET226	35	120	3	15	70	280	0.350	0.39	6.7
PET227	45	160	3	10	1	960	0.270	93	6.2
PET229	37	100	3	30	210	840	0.233	9	6.0
PET232	46	180	3	12	8	1700	0.327	226	6.3
PET29	35	120	3	15	140	720	0.447	9.8	6.4
PET34	38	80	3	10	45	840	0.328	39	6.3
PET90	35	145	3	10	50	620	0.309	16.1	6.1

Fuente: Informe de Resultados: Evaluaciones fisicoquímicas campo Petrolea; Instituto Colombiano del Petróleo

Los demás resultados se discriminaron según el análisis en fase crudo y fase agua, como sigue:

Tabla 2. Resultados de Evaluaciones Fisicoquímicas Realizadas en Fase Crudo

COMPONENTE	UNID	POZOS						
		226	225	34	227	29	232	90
AGUA KARL FISCHER	% Peso	-	-	-	-	0,05	-	-
AGUA+SEDIMENTO-ASTM D4007	% Volu	0	0	0	0	3	0	0
AZUFRE HORIBA-ASTM D 4294	% Peso	0,088	0,081	0,085	0,082	0,099	0,071	0,098
DENSIDAD A15 GRC-ASTM D5002	g/mL	0,7945	0,7934	0,7956	0,7988	0,8158	0,7936	0,8093
GRAVEDAD API	GR API	46,5	46,8	46,2	45,6	41,8	46,7	43,3
NITROGENO BASICO EN HIDROCAR	% Peso	0,004	0,006	0,05	0,003	0,006	0,003	0,005
NUMERO DE ACIDO-ASTM D 664	mgKOH/g	0,449	0,215	0,255	<0,10	0,226	0,123	0,35
TEMPERATURA	GR C	95	100	100	50	95	45	95
VELOCIDAD DE DEFORMACION	Seg-1	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
VISCOSIDAD	Cp	1,5	1,4	1,6	1,3	1,9	1,3	1,7

Fuente: Informe de Resultados de evaluaciones fisicoquímicas campo Petrolea; Instituto Colombiano del Petróleo.

Tabla 3. Resultados de Evaluaciones Fisicoquímicas Realizadas en Fase Acuosa

COMPONENTE	UNIDAD	POZOS			
		PET90	PET34	PET226	PET29
ACIDO ACETICO POR I.C	mg/L	102	79,1	41,9	76,9
ALCALINIDAD TOTAL	mg CaCO3/L	992	1423	2716	2186
CARBONATOS	mg CO3/L	0	0	0	0
BICARBONATOS	mg HCO3/L	1211	1737	3313	2667
CLORUROS	mg Cl-/L	27440	24090	15400	18690
CONDUCTIVIDAD / T	micromhos/cm	67500/21,8	60100/22,0	43100/21,7	49450/21,9
DUREZA TOTAL	mg CaCO3/L	7539	6390	1140	1988
PH / T (GR C) EN AGUAS	Uni. pH	6,79/21,7	6,87/21,9	7,80/21,7	7,44/22,3
SOLIDOS DISUELTOS	% Peso/Volumen	4,5958	3,9516	2,6865	3,1466
SOLIDOS TOTALES	% Peso/Volumen	4,6686	4,0424	2,8021	3,3074
SULFATOS	mg SO4=/L	<1,00	<1,00	<1,00	<1,00
SULFURO	mg/L	2,54	2,2	4,68	3,44
RECuento BTR	BACTERIAS/ML	1000	1000	1000000	10000
RECuento AEROBIOS	UFC/mL	10	10	10000	100
RECuento BSR	BACTERIAS/ML	10	100	10000	1000
BPA / BSR	NA	1	0,01	1	0,1
BARIO	mg/l	219,8	84,14	84,87	101,9
CALCIO	mg/l	1881,3	1688,7	293,9	454,1
HIERRO	mg/l	23,03	49,13	6,176	22,87
POTASIO	mg/l	55,33	101,1	14,8	12,81
MAGNESIO	mg/l	533,3	441	128,5	230
MANGANESO	mg/l	0,231	0,416	0,08	0,209
ESTRONCIO	mg/l	219,2	169,9	35,85	48,77
SODIO	mg/l			9630,6	
SODIO	% Peso/Volumen	1,43	1,18		1,07

Fuente: Informe de Resultados de evaluaciones fisicoquímicas campo Petrolea; Instituto Colombiano del Petróleo.

Tabla 3. (Continuación, viene de la pagina 9)

COMPONENTE	UNIDAD	PET227	PET225	PET229	PET232
ACIDO ACETICO POR I.C	mg/L	106	57,2	139	37,9
ALCALINIDAD TOTAL	mg CaCO3/L	928	669	1036	750
CARBONATOS	mg CO3/L	0	0	0	0
BICARBONATOS	mg HCO3/L	1132	816	1264	911
CLORUROS	mg Cl-/L	26605	27000	27380	26730
CONDUCTIVIDAD / T	micromhos/cm	65000/21,8	51500/24,7	66100/21,4	62800/21,8
DUREZA TOTAL	mg CaCO3/L	8445	9174	6961	9698
PH / T (GR C) EN AGUAS	Uni. pH	6,64/21,9	6,79/22,3	6,66/21,4	6,43/21,5
SOLIDOS DISUELTOS	% Peso/Volumen	4,5134	4,3712	4,6214	4,4597
SOLIDOS TOTALES	% Peso/Volumen	4,5414	4,4296	4,6394	4,4855
SULFATOS	mg SO4=/L	<1,00	<1,00	<1,00	<1,00
SULFURO	mg/L	1,04	3,76	15,6	14,2
RECuento BTR	BACTERIAS/ML	<10	<10	100	<10
RECuento AEROBIOS	UFC/mL	10	100	100	10
RECuento BSR	BACTERIAS/ML	10	10	10	10
BPA / BSR	NA	1	10	10	1
BARIO	mg/l	79,61	146,5	132	66,24
CALCIO	mg/l	2175,8	2748,8	1539,5	2279
HIERRO	mg/l	48,28	22,55	15,21	163,4
POTASIO	mg/l	123,2	111,3	25,31	93,29
MAGNESIO	mg/l	354,4	494,9	424,9	416,9
MANGANESO	mg/l	0,356	0,117	0,422	1,865
ESTRONCIO	mg/l	126,7	111,6	163,4	182,8
SODIO	mg/l				9475,5
SODIO	% Peso/Volumen	1,17	1,14	1,09	

Fuente: Informe de Resultados de evaluaciones fisicoquímicas campo Petrolea; Instituto Colombiano del Petróleo.

En la práctica se considera que más de 500 ppm de CO₂ disuelto en el agua es alto, y conlleva a problemas de corrosión por CO₂ si tenemos presencia de humedad, en donde los iones del ácido carbónico forman carbonato de hierro con el material de la tubería (Tabla 1). En la Tabla 1 se observa también que el porcentaje de CO₂ en el gas es alto, un poco por encima del promedio. Sin embargo esto no sería problema ya que entraría a jugar la solubilidad del CO₂ en el agua de la mezcla (que es donde se mide el CO₂ disuelto). Sin embargo el análisis aclara la duda y muestra una alta solubilidad del CO₂ en el agua, presentándose hasta 1700 ppm de CO₂ disuelto en el pozo PET232.

El contenido de hierro en la muestra puede a veces confundirse con el hierro que proviene directamente de la formación, pero según el ICP, el 90% de los casos analizados corresponde a iones Fe de la tubería, así pues la

incertidumbre no es tan alta y podemos tener certeza, de acuerdo a los resultados previos, que ese alto contenido de hierro proviene de la actividad corrosiva. Como parte del análisis fisicoquímico a los fluidos transportados por el colector, se realizó un estudio de gravimetría a través de cupones instalados a lo largo de la línea troncal, aunque el estudio es de finales del 2009, parece conveniente traerlo a colación: La prueba se realiza instalando un dispositivo llamado porta-cupón, que consiste en un soporte parecido a una válvula, esto permite insertar un cupón dentro de la corriente del fluido al interior de la tubería. Los 2 cupones usados son de una aleación conocida con 3% Cromo y grado N80, material similar a la tubería; con unas dimensiones y peso estrictamente calibrados. Después de un tiempo de exposición, el cupón es retirado y evaluado en laboratorio, en la Tabla 4 observamos los resultados de este monitoreo.

Tabla 4. Resumen monitoreo gravimetría (ICP)

Monitoreo	Código cupón	Pozo	Aleación	Tiempo Exposición (h)	Masa inicial (g)	Masa final (g)	Masa (Δ g)	Área (cm ²)	Relación Masa/Área	Velocidad Corrosión general (mpy)
Ago-09	CA	PET	3%Cr	864	325.005	315.522	0.9483	32.75	0.028956	14.71
	NF	034	N80	864	341.171	324.772	16.399	33.10	0.049544	25.17
	CH	PET	3%Cr	864	325.054	324.594	0.0460	32.59	0.001411	0.72
	NA	090	N80	864	343.888	343.423	0.0465	33.15	0.001403	0.71
	CG	PET	3%Cr	864	336.676	335.452	0.1224	32.81	0.003731	1.90
	NI	225	N80	864	341.347	340.227	0.1120	33.25	0.003368	1.71
Sep-09	CC	PET	3%Cr	984	331.208	328.979	0.2229	32.73	0.006812	3.04
	NC	034	N80	984	345.613	340.088	0.5526	33.28	0.016603	7.41
	CD	PET	3%Cr	984	320.555	320.264	0.0291	32.54	0.000893	0.40
	ND	090	N80	984	343.927	343.328	0.0598	33.25	0.001800	0.80
	CB	PET	3%Cr	984	334.532	333.034	0.1498	32.84	0.004562	2.03
	NB	225	N80	984	344.837	343.509	0.1328	33.25	0.003994	1.78
Oct-09	CJ	PET	3%Cr	672	339.280	328.401	10.879	30.32	0.033443	23.44
	NJ	034	N80	672	342.616	340.998	0.1618	30.93	0.004881	3.42
	CE	PET	3%Cr	672	333.674	332.843	0.0831	30.60	0.002532	1.77
	NE	090	N80	672	344.695	343.897	0.0798	31.09	0.002396	1.68
	CF	PET	3%Cr	672	326.236	325.661	0.0575	30.25	0.001771	1.24
	NG	225	N80	672	342.861	342.166	0.0695	31.01	0.002091	1.46
Nov-09	CL	PET	3%Cr	720	327.464	325.182	0.2282	32.68	0.006983	4.26
	NL	034	N80	720	332.910	330.895	0.2015	32.62	0.006177	3.77
	CI	PET	3%Cr	720	333.249	332.585	0.0664	32.55	0.002040	1.24
	NH	090	N80	720	345.304	344.191	0.1113	33.32	0.003340	2.04
	CK	PET	3%Cr	720	316.127	315.654	0.0473	32.16	0.001471	0.90
	NK	225	N80	720	332.894	332.312	0.0582	32.64	0.001783	1.09

Fuente: Informe de Resultados gravimétricos para cupones de corrosión campo Petrolea; Instituto Colombiano del Petróleo

En la Tabla 4, se observa cómo a la altura del pozo PET34 se presenta la mayor velocidad de corrosión en el cupon del mismo material de la tubería. Esta velocidad se mide en mpy o milésimas de pulgada por año, para tener un visión clara, la tubería de Ø4" SCH40 tiene un espesor de pared de 237 milésimas, de las cuales está perdiendo mas del 10% de ese valor cada año.

Las secciones de tubería que han presentado falla muestran una reducción de espesor tal que supera esta velocidad de corrosión, pues a un año de la puesta de operación de la línea troncal, comenzaron a presentarse roturas en la línea. Esto puede explicarse partiendo del hecho de que la instalación del cupon no puede reproducir todas las condiciones de régimen de flujo y demás consideraciones tratadas inicialmente, que intensifican el proceso de pérdida de material.

En suma, los resultados en los monitoreos realizados en el campo: inspección visual, medición de espesores, análisis físico-químico de los fluidos y gravimetría de los cupones de prueba, indican una alta agresividad de corrosión en los fluidos transportados.

Figura 1. Línea Troncal



Fuente: Archivo fotográfico campo Petrolea – Superintendencia Catatumbo Orinoquia

2. MECANISMO DE CORROSION QUE SE DESARROLLA Y AFECTA LA INTEGRIDAD DE LA TUBERIA

Según los resultados de los análisis fisicoquímicos, tenemos un típico campo que produce crudo, gas, agua, CO₂, H₂S y algunos metales, con la diferencia que se presentan altísimas concentraciones de CO₂ y hierro.

El hierro disuelto es un indicador de la velocidad de corrosión, ésta depende de muchos factores incluyendo la concentración de CO₂ y/o H₂S en la fase gaseosa, la presión y temperatura del sistema, la presencia de sólidos, las propiedades de la escama producto de la corrosión, el comportamiento de la fase y la velocidad de flujo, el régimen de flujo de dos fases, el pH del medio y las características del material.

En la Tabla 1 se observa cómo están relacionadas las altas concentraciones de CO₂ en la fase líquida y las partes por millón de hierro reducido. Para que haya corrosión por CO₂, se requiere que haya presencia de humedad, el crudo o el gas “seco” por sí solos no son corrosivos, pero para los pozos analizados tenemos cortes de agua que van del 50 al 98%. Otra de las variables que favorece la corrosión son la presión y la temperatura del sistema. Existe una relación para el cálculo de la corrosividad por CO₂ en función de la presión parcial:

Presión parcial = (Presión total del sistema) X (La fracción molar del CO₂)

Si la presión parcial es menor que 7 psi, no hay problema; si está entre 7 y 30 psi, puede presentarse problemas de corrosión y si es mayor a 30 psi, definitivamente habrá problemas de corrosión, así pues se tiene que para todos los pozos analizados, excepto el PET225, los rangos de presión parcial del CO₂ están entre 8 y 30 psi. En la Tabla 1 vemos las presiones máximas de los pozos analizados junto con la fracción molar del CO₂ en la mezcla de gas.

En las muestras tomadas, se encontraron especies disueltas tales como los gases disueltos corrosivos: dióxido de carbono, oxígeno (en menor proporción) y sulfuro de hidrógeno. Esta mezcla está atacando por reacción química el metal de la tubería, es por esto que se desarrolla un proceso de corrosión electroquímica.

En el caso del H₂S, considerando la concentración máxima (pozo PET229) en gas del 0.021% y 100 psi en cabeza de pozo, la presión parcial resultaría bastante

baja (0.021 psi), entrando con esta presión parcial y el pH de la muestra en una grafica de corrosividad de H₂S en acero al carbono de baja aleación, el resultado se ubicaría en una zona de “servicio no amargo”.

Figura 2. Muestra Analizada



Fuente: Archivo fotográfico campo Petrolea – Superintendencia Catatumbo Orinoquia

El efecto del H₂S sobre acero al carbono de baja aleación, también depende del nivel de tensión de fluencia del acero en cuestión. Por encima de los 90 ksi de tensión de fluencia el efecto será el de SSC (sulphide stress cracking) o agrietamiento por sulfuro, es decir, el H atómico que penetra en la red cristalina del acero genera fragilización y puede llevar a fracturas catastróficas. A tensiones de fluencia menores los problemas estarán más ligados al HIC (*hydrogen induced cracking*) o agrietamiento inducido por hidrógeno, que se relaciona con el tamaño y forma de las inclusiones no metálicas en el acero.

En todo caso, es menos probable que se presente problemas por corrosión debido al H_2S , pues por un lado, la presión parcial máxima encontrada en el sistema no supera los 0.1 psi, y la resistencia a la fluencia de la tubería del colector es de 42 ksi. Se supone que la tubería está fabricada con los estándares de calidad exigidos normalmente y sus impurezas o inclusiones no metálicas en la microestructura cristalina del acero, son las mínimas aceptables.

En la Tabla 3, se observa una alta concentración de cloruros, el cloro en la muestra indica alta acidez, esta situación estaría actuando independientemente del CO_2 , pero según las inspecciones visuales de los cortes de tubería con falla y la manera como atacan los cloruros, se determinó que el mayor efecto corrosivo lo produce el CO_2 . Este efecto se tendrá en cuenta durante la etapa de evaluación de las alternativas metalúrgicas para el cambio de la tubería.

Figura 3. Reparaciones Temporales



Fuente: Archivo fotográfico campo Petrolea – Superintendencia Catatumbo Orinoquia

3. ANALISIS DE DIFERENTES TIPOS DE TUBERIA DISPONIBLES EN EL MERCADO Y SU DESEMPEÑO TEORICO ANTE LOS FLUIDOS DE PROCESO

Se realizó una revisión de las diferentes alternativas de materiales disponibles en el mercado, ventajas y desventajas, analizando las diferentes opciones para la aplicación de las necesidades en el campo.

Dentro de los materiales candidatos revisados se encuentran los mencionados a continuación:

Metálicos:

- Acero al carbono API 5L Gr B, X42.
- Acero al carbono API 5L Gr B + Recubrimiento interno (Epóxico serie TK)
- Acero al carbono + Liner de Polietileno
- Aleaciones de acero con cromo

No metálicos:

- Tubería de Fibra de Vidrio Rígida
- Tubería de Fibra de Vidrio Flexible
- Tubería de Fibra + Alma de acero
- Polietileno de Alta Densidad
- Polietileno de Alta Densidad + Kevlar
- Polietileno de Alta Densidad + Fibra de Vidrio
- Polietileno de Alta Densidad + Acero

Durante los años 2008 y 2010 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, expuestos en los capítulos 1 y 2. En la Tabla 5 vemos un resumen de los materiales con sus respectivos productos comerciales y los proveedores de los mismos.

Tabla 5. Materiales Alternativos Para Tubería

MATERIAL		EMPRESA	PRODUCTO	
FIBRA DE VIDRIO	RIGIDA	AMERON	CEN/CBS; SP/SPH/SP8; DH/DHL; DHC	
		PETROPLASTIC	PETROLINE	
		FPI	FIBERSTRONG, WAVISTRONG, YELLOW BOX	
		FIBER GLASS	LINE PIPE	
	FLEXIBLE	FPI	COBRA, PYTHON, BOA	
	ALMADE ACERO	AMERON	BONDSTRAND SSL	
POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD	PEAD	EXTRUCOL	PE100	
	KEVLAR	PSK	POLYFLOW	
		SOLUFORCE	LIGH, CLASSIC	
	FIBRA DE VIDRIO	FLEXPIPE	FLEXIPIPE	
	REFORZADO ACERO	SOLUFORCE	HEAVY	
	FLEXPIPE	FLEXIPIPE HIGH PRESION		
ACEROS		TENARIS	API5L	GRADO B
				X42
				X52
				X65
ACERO RECUBIERTO INTERNAMENTE		TENARIS	TUBOSCOPE TK2 - TK7 - TK21 - TK33 - TK62	
ACERO CON LINER		FALCON	POLYCORE; ENERTUBE; ULTRATUBE	
ALEACIONES ACERO		TENARIS	3% CROMO	

Fuente: Inteligencia de Mercado 2010 - Ecopetrol

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 tres años, no se han presentado anomalías ni fallas en las líneas instaladas de los diferentes materiales compuestos.

Las líneas reemplazadas con estos materiales presentaban en su generalidad varias fallas por año; por esto y teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se está promoviendo al interior de la empresa la instalación de las líneas de producción con estos materiales compuestos, minimizando los daños al ambiente y pérdidas de producción por las paradas durante las reparaciones. Parte de esa promoción corporativa ha dado pie para desarrollar el presente trabajo, pues el resultado obtenido acá será la base de trabajo para la decisión que se tomará con respecto al problema de corrosión en la línea troncal del campo en cuestión.

TRAZADO DEL COLECTOR Y CONDICIONES DE TRABAJO

Se realizó el estudio del trazado de la línea colectora, resaltando la poca viabilidad de enterrar la línea y mucho menos cambiar el trazado, debido a los costos que representa el enterrar tuberías y los procesos de adquisiciones de tierras y/o servidumbres. Las condiciones bajo las cuales se transporta el crudo en este colector son:

- Temperatura máxima: 110 F (44 °C)
- Presión: 80 a 100 psi

- Morfología de la falla: Corrosión por CO₂ (picado)
- Condición de enterramiento: Lo ideal es que continúe por el mismo trazado de la línea actual, y en el mismo banco de tubería o marcos H.
- Diámetro de la tubería: Ø4", Se mantendrá el diámetro actual para no cambiar la corrida hidráulica inicial.
- Pozos que están conectados: Actualmente 8: PET232, PET227, PET90, PET29, PET231, PET226, PET229, PET34.
- Mecanismo de producción del campo: Recuperación primaria con bombeo mecánico, pozo PET90 en flujo natural.
- Gravedad API: 44
- Longitud Colector: 4,5 km

Dentro del estudio de mercado realizado y según los requerimientos operacionales y el mecanismo de corrosión presente en la tubería debido a los fluidos transportados en el colector del campo, se analizaron las siguientes opciones:

3.1 TUBERÍA EN *LINNER* DE POLIETILENO

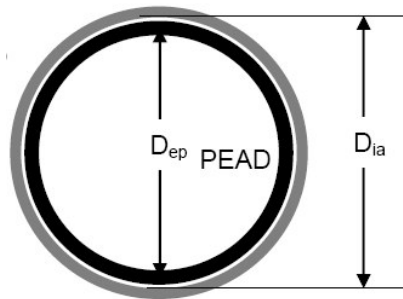
El polietileno de alta densidad PEAD se fabrica con la más fina resina de polietileno de alta densidad y alto peso molecular (HDPE-VHMW) el cual exhibe excelentes características mecánicas y es químicamente inerte, no se corroe u oxida.

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 1. 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 4. Sección de la Tubería con *Linner*



Fuente: Cotización No. 002459841 Tenaris, Dic. /2010

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.

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: La conexión con otras líneas, actualmente se encuentra en pruebas piloto en un campo del Magdalena Medio y no se conocen los resultados definitivos. 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.

3.2 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.

3.3 TUBERÍA DE POLIETILENO CON MALLA DE ACERO

La tubería de polietileno con malla de acero es conocida comercialmente como *Soluforce*. *Soluforce* es un tubo plástico para trabajos en alta presión.

Esta tubería está hecha de un tubo de polietileno (PE100), núcleo interior, una cinta de refuerzo, y un revestimiento de exteriores de color blanco, resistente a los rayos UV.

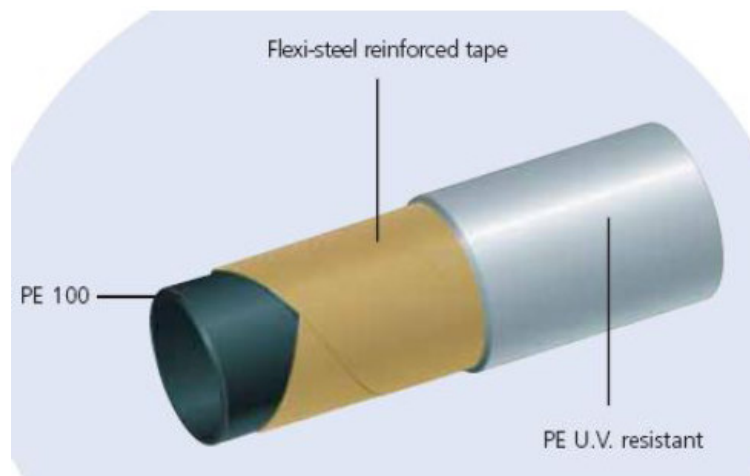
Las tuberías de polietileno con malla de acero se fabrican en dos dimensiones: Ø4" y Ø5" en su diámetro interior. Sin embargo, la capacidad de manejo de caudal de la tubería de Ø5", es comparable a la capacidad de caudal de una tubería de acero Ø6".

Para el suministro de este tipo de tuberías se debe considerar que se transporta en bobinas de longitudes de 400 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 5. Capas de la Tubería con Malla de Acero



Fuente: Cotización No. ECP10-0235; Dyprotec S.A. Dic. /2010

3.4 TUBERÍA FLEXIBLE DE POLIETILENO REFORZADO CON KEVLAR

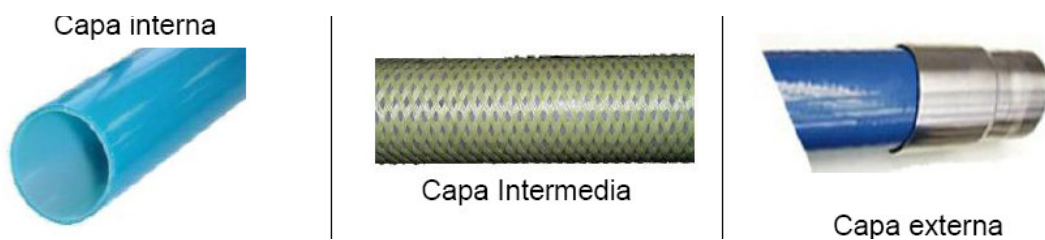
La tubería de polietileno de alta densidad reforzada con kevlar se ha instalado en varios campos del Magdalena Medio, pero aun se encuentra en evaluación su comportamiento y desempeño. Las principales características de esta tubería son: Presiones operativas de hasta 3500 psi en entornos corrosivos hostiles;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

Figura 6. Capas Tubería de Polietileno



Fuente: Cotización No. ECP10-0235; Dyprotec S.A. Dic. /2010

Figura 7. Presentación de la Tubería de Polietileno



Fuente: Cotización No. ECP10-0235; Dyprotec S.A. Dic. /2010

3.5 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 8. Instalación Tubería Fibra de Vidrio



Fuente: Cotización No. ECP10-0235; Dyprotec S.A. Dic. /2010

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.

Tabla 6. Comparación de Alternativas

Tabla 6: Comparación Alternativas							
Alternativas		Probado en Pilotos	Inerte a la corrosión	Max. Temp. permisible	Max. Presión en Ø4"	Resiste rayos UV	Permeable al CO ₂
1	Linner de Polietileno	NO	SI	90 °C	800 psi	SI	NO
2	Tubería Recubierta Internamente	SI	NO	121 °C	1200 psi	SI	NO
3	Polietileno con Malla de Acero	NO	NO	60 °C	1200 psi	SI	SI
4	Flex Polietileno Reforzado con Kevlar	SI	SI	121 °C	3500 psi	SI	NO
5	Tubería de Fibra de Vidrio Flexible	SI	SI	98 °C	3000 psi	NO	NO

Teniendo en cuenta los beneficios, ventajas y desventajas, vistas desde el punto de vista técnico, el análisis de cada alternativa tecnología nos orienta a preseleccionar dos opciones:

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

4. EVALUACION ECONOMICA PARA EL SUMINISTRO E INSTALACION DEL SISTEMA SELECCIONADO

A continuación, será planteada una evaluación económica para la alternativa tecnológica: Tubería Flexible de Polietileno Reforzado con Kevlar, preseleccionada en el capítulo anterior. Dado que ambas alternativas preseleccionadas suplen las necesidades requeridas por su buen desempeño ante los fluidos transportados y cualidades mecánicas, la tubería de fibra de vidrio supera en costos (CAPEX) en proporción 1.4 a 1, a la tubería de polietileno.

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.

¿Porqué una evaluación económica? Dependiendo del enfoque existen en la industria tres tipos de evaluación de proyectos:

1. Evaluación Financiera: Juzga el proyecto de acuerdo con su capacidad de generar dinero (efectivo).
2. Evaluación Económica: Juzga el proyecto de acuerdo a su capacidad de generar riqueza contribuyendo a la continuidad operativa del negocio.
3. Evaluación Social: Juzga el proyecto de acuerdo a su capacidad de distribuir la riqueza entre la sociedad.

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 potenciales por la no realización del proyecto
- Multas ambientales por la no realización del proyecto
- Mitigación de riesgos de pérdidas potenciales
- Costos de mantenimiento, operación sin proyecto
- Costos de mantenimiento, operación con proyecto
- Inversiones de Capital (CAPEX) del proyecto
- Vida útil del proyecto
- Limite Económico del Campo (cuando aplique)
- Tasa de descuento (costo de oportunidad ECOPETROL S.A)

De 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.

El análisis se realiza a dólares constantes, por lo tanto no se considera el efecto inflacionario.

4.1 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 cuantificar la multa ambiental anual ante una eventual auditoria de las autoridades ambientales locales, para esto se usa el documento emitido por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial en el año 2010, para el cálculo de la multa probable:

$$\text{Multa} = B + [(\alpha \cdot i) \cdot (1 + A) + C_a] \cdot C_s$$

Donde:

B: Beneficio ilícito

α : Factor de temporalidad

i: Grado de afectación ambiental y/o evaluación del riesgo

A: Circunstancias agravantes y atenuantes

C_a: Costos asociados

C_s: Capacidad socioeconómica del infractor

Según el instructivo se tiene que:

Para el cálculo de B (beneficio ilícito), se estimó con base en la Probabilidad de ocurrencia de ser detectado (p) y los ingresos directos o percepción económica (Y) como sigue:

$$B = [Y \cdot (1 - p)] / p;$$

Datos estadísticos reportados por diferentes autoridades ambientales y analizadas en el proceso de construcción de la metodología, sugieren que se le asigne un factor de 0.2 como probabilidad de detección (p). El valor de “Y” o costos evitados es el valor del proyecto de reposición de la línea, pues es el valor que se ahorraría si se decide no continuar con la solución del problema. A continuación, se presenta el presupuesto estimado para la compra de los materiales requeridos (Tabla 7) y la ejecución de los trabajos de reposición de la línea troncal de recolección para el campo (Tabla 8), usando tubería de polietileno reforzado:

Tabla 7. Presupuesto Copras para la Instalación de la Solución Seleccionada

PRESUPUESTO PARA LA COMPRA DE MATERIALES: TUBERÍA FLEXIBLE DE POLIETILENO REFORZADO Y SUS ACCESORIOS PARA LA LINEA TRONCAL DE RECOLECCION DEL CAMPO PETROLEA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CATATUMBO ORINOQUIA DE ECOPETROL S.A.					
COSTOS PREVISTOS					
ÍTEM	ACTIVIDAD	UNI	CANT	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1.0 SUMINISTRO DE TUBERIA FLEXIBLE					
1.3	Tubería <i>TERMOFLEX</i> Ø 4.00 Ref. GL4000T2P2D0M2	m	4.500	106.386	478.736.640
SUB TOTAL TUBERIA					478.736.640
2.0 ACCESORIOS EN ACERO PARA TUBERIA FLEXIBLE					
2.3	Accesorio Bridado 4.00 CA4000F1	UN	18	828.240	14.908.320
2.6	Accesorio <i>Splice</i> 4.00 CA4000SP	UN	36	998.760	35.955.360
SUB TOTAL ACCESORIOS PARA TUBERIA FLEXIBLE					50.863.680
3.0 ACCESORIOS EN ACERO PARA TUBERIA ACERO					
3.1	Brida 2" Acero/ANSI 300	UN	18	56.500	1.017.000
3.2	Accesorio Reducción (4"x 2"), Acero ANSI 300	UN	8	44.000	352.000
3.3	Accesorio Reducción (4"x 2"), Acero ANSI 150	UN	0	33.000	0
3.4	Brida Ciega 4"/Acero ANSI 300	UN	2	105.000	210.000
3.5	Brida Ciega 8"/Acero ANSI 300	UN	0	305.000	0
SUB TOTAL ACCESORIOS EN ACERO PARA TUBERIA ACERO					1.579.000
4 HERRAMIENTAS PARA LA INSTALACIÓN					
4.1	<i>Coupling Machine</i> (Presa para instalar acoples)	UN	1	17.052	17.052
4.2	<i>Hydraulic Hand Pump with Hose</i> (Bomba Hidraulica)	UN	1	1.218.000	1.218.000
4.5	4.000" <i>Die Includes Adapter</i> (SE4000-06) (Dado)	UN	1	2.877	2.877
4.8	4.000" <i>Coupling Shoes</i> (Zapata)	UN	1	974.400	974.400
4.9	<i>Termination Shoe</i> (Zapata)	UN	1	1.102.000	1.102.000
4.10	<i>Molybdenum Grease (tube)</i> (Zapata)	UN	10	46.400	464.000
SUB TOTAL HERRAMIENTAS PARA LA INSTALACIÓN					2.540.400
GRAN TOTAL IVA INCLUIDO					533.719.720

Fuente: Inteligencia de Mercado 2011 - Ecopetrol

Tabla 8. Presupuesto para la Construcción e Instalación de la Solución Seleccionada

PRESUPUESTO PARA LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TUBERÍA FLEXIBLE PARA LA LINEA TRONCAL DE RECOLECCION DEL CAMPO PETROLEA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CATATUMBO ORINOQUIA DE ECOPETROL S.A.					
COSTOS PREVISTOS					
ÍTEM	ACTIVIDAD	UNI	CANT	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1.0 OBRAS DE MONTAJE E INSTALACIÓN DE TUBERIA FLEXIBLE					
1.1	INSTALACION DE TUBERIA FLEXIBLE PARA 4"	ML	4.500	6.800	30.600.000
1.2	CONEXIONES DE TUBERIA FLEXIBLE PARA 2", 3" y 4" NPS	EA	16	84.000	1.344.000
1.3	EXCAVAR Y RELLENAR MECANICA	M3	2.160	56.000	120.960.000
1.4	EXCAVAR Y RELLENAR MANUAL	M3	384	110.000	42.240.000
1.5	RETIRO Y ACABADO DE PRADO	M2	2.700	5.280	14.256.000
1.6	DEMOLICION DE CONCRETO	M3	20	348.000	6.960.000
1.7	CONSTRUCCION DE CONCRETO 3000 PSI	M3	20	576.000	11.520.000
1.8	ROCERIAS O CORTE DE MALEZA	M2	2.700	480	1.296.000
1.9	PRUEBA HIDROSTATICA EN TUBERIAS	ML-NPS (Pulgada)	13.500	1.040	14.040.000
1.10	FABRICACION E INSTALACION DE AVISO DE ABCISADO	EA	9	264.000	2.376.000
SUBTOTAL					245.592.000
TOTAL CON AIU (25%)					306.990.000

Fuente: Inteligencia de Mercado 2011 - Ecopetrol

Como se observa, el total del proyecto es de 840 millones, correspondiente a los "costos evitados". Ahora, aplicando la relación para el beneficio (B), tenemos: **B = 3363 millones.**

Para calcular el valor monetario de la importancia de afectación (i), es necesario conocer el grado de afectación (I) según la expresión:

$$i = (22.06 * SMMLV) * I$$

El mismo se determina identificando y ponderando los atributos: Intensidad (IN), Extensión (EX), Persistencia (PE), Reversibilidad (RV) y Recuperabilidad (MC) según la expresión:

$$I = (3 \cdot IN) + (2 \cdot EX) + PE + RV + MC$$

Usando la guía para la ponderación de atributos del Ministerio del Medio Ambiente, y teniendo en cuenta los parámetros de nuestro caso, se tiene que:

IN = 4: Alta, Aquellos impactos cuyos efectos se manifiestan como una alteración del medio ambiente o de algunos de sus factores, cuyas repercusiones en los mismos se consideran situadas entre media y muy alta.

EX = 2: Parcial, Cuando el impacto incide en un porcentaje de área apreciable en el medio.

PE = 3: Temporal, Cuando la afectación no es permanente en el tiempo, se establece un plazo temporal de manifestación entre 6 meses y 5 años.

RV = 3: Reversible, Aquel en el que la alteración puede ser asimilada por el entorno de forma medible en el mediano plazo, debido al funcionamiento de los procesos naturales de la sucesión ecológica y de los mecanismos de autodepuración del medio. Es decir, entre 1 y 10 años.

MC = 5: Mitigable, Efecto en el que la alteración puede mitigarse de una manera ostensible, mediante el establecimiento de medidas correctoras.

Entonces, el grado de afectación: $I = 27$ y el valor monetario del grado de la afectación: **$i = 337.5$ millones.**

El factor temporalidad considera la duración en la que se ha estado incurriendo en la afectación, y se representa como:

$\alpha = (3/364) \cdot d + (1 - (3/364))$, con “d” como el número de días de la afectación. La nueva línea en acero al carbono entró en operación en noviembre del 2008, Se considerará 1156 días o hasta la fecha de elaboración del análisis.

El factor “ α ” esta acotado entre 1 y 4, siendo 4 el valor para afectaciones de más de un año. **$\alpha = 4$.**

Ahora se calcula las Circunstancias Agravantes y Atenuantes, nuevamente siguiendo la guía del Ministerio:

Ponderación de circunstancias agravantes aplicables al caso en cuestión:

“El incumplimiento total o parcial de las medidas preventivas.” = 0.2

“Obtener provecho económico para sí o para un tercero.” = 0.2

Ponderadores de las circunstancias atenuación:

“Resarcir o mitigar por iniciativa propia el daño, compensar o corregir el perjuicio causado antes de iniciarse el procedimiento sancionatorio ambiental, siempre que con dichas acciones no se genere un daño mayor.” = -0.4

“Confesar a la autoridad ambiental la infracción antes de haberse iniciado el procedimiento sancionatorio. Se exceptúan los casos de flagrancia.” = -0.4

Según la guía, con dos agravantes el valor máximo a tomar la ponderación es de 0.4 y con dos atenuantes el valor máximo para su ponderación es de -0.6; la suma aritmética de ambos factores (-0.2) es el resultado de las Circunstancias Agravantes y Atenuantes: **A = -0.2.**

Los costos asociados son un valor fijo que representa aquellos gastos en que incurriría la autoridad ambiental durante el proceso sancionatorio.

Está estipulado dentro de la guía del ministerio que los costos asociados son 30 millones, **Ca = 30 millones.**

Según la capacidad de pago por tamaño de empresa, usado para ponderar la Capacidad socioeconómica del infractor, se tiene que para ECOPETROL S.A., con una escala de activos superior a 15 mil salarios y una planta de más de 200 trabajadores, la **Cs = 1.**

Con todos los factores determinados, se procede a calcular el valor de la multa probable: $Multa = 3363 + [(4 \times 337.5) \times (1 - 0.2) + 30] \times 1 = 4472$ millones de pesos.

La regulación advierte una sanción máxima de 5000 salarios, el resultado obtenido supera esa cantidad, luego para efecto de los siguientes cálculos se usará el valor de la máxima multa aplicable: 2833 millones.

Los demás costos asociados al caso: Riesgo Base sin Proyecto, son calculados a partir de las estadísticas de incidentes ambientales en los últimos 3 años como sigue:

Tabla 9. Estadísticas de Incidentes Ambientales

ESTADISTICAS DE LOS INCIDENTES AMBIENTALES Y SUS COSTOS ASOCIADOS PROVOCADOS POR LA ROTURA DE LA LINEA TRONCAL DEL CAMPO																																			
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
2009												2010												2011											
12 INCIDENTES:												5 INCIDENTES												2 INCIDENTES											
ATENCION CUADRILLA AFECTACIONES 36 DIAS: 43,2M												ATENCION CUADRILLA AFECTACIONES 15 DIAS: 18M												ATENCION CUADRILLA AFECTACIONES 6 DIAS: 7,2M											
ATENCION REPARACION SOLDADURA 24 DIAS: 34,8M												ATENCION REPARACION SOLDADURA 10 DIAS: 14,5M												ATENCION REPARACION SOLDADURA 4 DIAS: 5,8M											
PRODUCCION DIFERIDA POR REPARACIONES BLS: 5880												PRODUCCION DIFERIDA POR REPARACIONES BLS: 2250												PRODUCCION DIFERIDA POR REPARACIONES BLS: 500											
BARRILES DERRAMADOS APROXIMADOS: 72												BARRILES DERRAMADOS APROXIMADOS: 30												BARRILES DERRAMADOS APROXIMADOS: 6											

DIA CUADRILLA DE AFECTACIONES:	1.200.000
DIA CUADRILLA DE SOLDADURA:	1.450.000

Fuente: Herramienta Corporativa para el Control y Riesgos de Incidentes - Ecopetrol

En la Tabla 9 vemos una reducción considerable año tras año de los eventos de rotura de la línea, esto es debido a la instalación del sistema de inyección de química con inhibidores de corrosión a finales del año 2009 y las reparaciones mayores a la tubería en los inicios de las fallas. Sin embargo el RBI o la inspección basada en riesgo de principios del 2010, evidenció reducciones críticas de espesores a lo largo de todo el tramo, es decir, el riesgo es latentemente alto en lo sucesivo. Es por esto que se asume en la línea: “Máxima probabilidad de ocurrencia” de la Tabla 10, los valores mostrados.

Teniendo en cuenta que el límite económico del campo en cuestión es el año 2018 y con la información consignada en la tabla anterior e incluyendo los costos de: mantenimiento geotécnico, mantenimiento mecánico preventivo, disposición de material contaminado y los costos de parada de las operaciones por cuenta de las reparaciones, a continuación se presenta el análisis para el riesgo base sin proyecto:

Tabla 10. Calculo VPN Riesgo Base

TMR (Ecopetrol)	1900,00			EA. USD			
FASE DEL PROYECTO	1						
RIESGO BASE	Cifras en USD						
Pérdidas y Costos sin Proyecto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	0	1	2	3	4	5	6
Pérdidas por Demandas Ambientales	1.491.053	1.491.053	1.491.053	1.491.053	1.491.053	1.491.053	1.491.053
Perdida de hidrocarburo por derrame	3.600	1.500	180	180	180	180	180
Trabajos de emergencia para Reparación Tubo	18.316	7.632	3.053	3.053	3.053	3.053	3.053
Trabajos para descontaminación del área	22.737	9.474	3.789	3.789	3.789	3.789	3.789
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	1.535.705	1.509.658	1.498.075	1.498.075	1.498.075	1.498.075	1.498.075
Máxima probabilidad de ocurrencia	80%	70%	50%	20%	20%	20%	20%
Pérdidas brutas *probabilidad de ocurrencia	1.228.564	1.056.761	749.037	299.615	299.615	299.615	299.615
Costos de mantenimiento geotécnico	7.895	7.895	7.895	7.895	7.895	7.895	7.895
Costos de mantenimiento preventivo	11.684	4.868	1.947	1.947	1.947	1.947	1.947
Costos de disposición material contaminado	31.579	13.158	5.263	5.263	5.263	5.263	5.263
Costos de parada	294.000	112.500	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Costos ambientales							
Otros Costos							
Flujo de caja	1.573.722	1.195.182	789.143	339.720	339.720	339.720	339.720
Flujo de caja con declinación	1.180.292	896.386	591.857	254.790	254.790	254.790	254.790
Declinación Anual de producción (porcentaje)	25%						
VPN Total Riesgo base sin Declinación	1.574.351						
VPN Total riesgo base con Declinación	1.180.763						
VPN Riesgo base	1.180.763						

Fuente: Guía de Evaluación financiera de proyectos - Ecopetrol

4.2 ANÁLISIS CON PROYECTO

Ahora bien, el análisis con proyecto debe igualmente considerar todos los costos asociados cuando se realiza el proyecto de inversión (diseños, ingenierías, compras, construcción, puesta en marcha, etc).

Adicionalmente, es necesario elaborar una evaluación detallada de las pérdidas potenciales y/o los costos de operación y mantenimiento en que se incurriría si se realiza el proyecto. En las Tablas 7 y 8, se observa los costos mayores del proyecto de inversión, los demás aplicables son presentados en la Tabla 11:

Tabla 11. Calculo VPN Riesgo con Proyecto

RIESGO CON PROYECTO	Inversiones en USD						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Inversión, Pérdidas y Costos con Proyecto	0	1	2	3	4	5	6
Diseño (Consultoría)	2.632						
Compras (Global para la actividad)	280.905						
Montaje (Global para la actividad)	161.574						
Interventoría, Ingenierías y otros	7.368						
AIU con IVA	2.893						
Bruto (Global para la actividad)	455.371	0	0	0	0	0	0
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	455.371						
Costos de mantenimiento geotécnico	7.895	7.895	7.895	7.895	7.895	7.895	7.895
Costos de mantenimiento mecánico preventivo		1.832	1.832	1.832	1.832	1.832	1.832
Costos de disposición							
Costos de parada		17.500	10.000	6.000	5.000	4.000	2.500
Costos ambientales							
Otros Costos							
Pérdidas por Demandas Ambientales							
Perdida de hidrocarburo por derrame							
Trabajos de emergencia para Reparación Tubo							
Trabajos para descontaminación del área							
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA	463.266	27.226	19.726	15.726	14.726	13.726	12.226
VPN del Riesgo con proyecto	463.280						

Fuente: Guía de Evaluación financiera de proyectos - Ecopetrol

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

VPN Riesgo Base (USD)	1.180.763
VPN Riesgo Alternativa (USD)	463.280
VPN Inversión Alternativa (USD)	455.371
VPN Costos de O&M (USD)	7.900

FACTOR J (Relación Beneficio/Costo)	1,58
Análisis de Sensibilidad +50%	1,05
Análisis de Sensibilidad -35%	2,42
Análisis de Sensibilidad Crítico	58%

Fuente: Guía de Evaluación financiera de proyectos – Ecopetrol

Según estos resultados se entiende que:

- Con un Factor J de 1.58, Es viable realizar la inversión y ejecutar el proyecto.
- Si los costos del proyecto como están planteados en este análisis se incrementan en un 50% 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 35% durante las fases de detalle presupuestal y/o ejecución, el proyecto continua siendo viable y mejora considerablemente los beneficios obtenidos.
- Si los costos del proyecto como están planteados en este análisis se incrementan en un 58% durante las fases de detalle presupuestal y/o ejecución, el proyecto entra en el límite de decisión de su viabilidad con un factor J igual a 1.

5. VIDA UTIL DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Según información y recomendación de los fabricantes y distribuidores, la vida útil para todas las alternativas analizadas en el Capítulo 3, es de 20 años. Sin embargo, este dato supone el lleno de requisitos para efectos de depreciación del activo, corridas económicas, etc. Los pronósticos que tiene el ICP de los pilotos en los campos del Magdalena Medio, superan con amplio margen esta edad pero no dejan de ser predicciones.

Es importante considerar otros aspectos, que han denominado factores no económicos:

- *La permeabilidad de gases o compuestos volátiles entre capas, considerando el régimen de flujo dentro de la tubería.

- *La disponibilidad de una reparación adecuada en eventos de falla de las líneas.

- *Experiencia en campo en la instalación de este tipo de tubería.

- *Demostrar el comportamiento en servicio del tipo de tubería instalado en la industria de *oil and gas*. Esto es, no se cuenta con un archivo confiable de experiencias de los desempeños de estas tuberías debido a su corto tiempo en el mercado.

En este orden de ideas, es prudente afirmar que para el límite económico del campo, la tubería seleccionada no presentaría ningún inconveniente, al menos por efectos de los fluidos transportados. Las pruebas hechas en pilotos en los campos del Magdalena Medio han arrojado excelentes resultados pero su aplicación aun no supera los 4 años. El hecho de que la tubería seleccionada tenga en su capa interna materiales casi inertes como el *Nylon* o el *Fortron*, con ningún efecto de reactividad con los componentes analizados en las Tablas 1, 2 y 3; demuestra que es posible considerar una vida útil de 20 años.

Aun cuando la empresa tomara la decisión de realizar nuevas inversiones en el campo Petrolea, de manera que fuese posible extender el límite económico del mismo aumentando las reservas probadas, el proyecto aquí planteado aseguraría la operación de la recolección hasta el año 2032.

CONCLUSIONES

Fue demostrado con el análisis fisicoquímico de los fluidos que transporta el colector del campo, que el mecanismo de corrosión que se desarrolla y afecta la integridad de la tubería es: corrosión por CO₂, sin embargo existen efectos menores a causa de los cloruros y el H₂S.

El análisis de diferentes y actuales alternativas tecnológicas en tuberías, permitió determinar la opción más favorable para implementar un proyecto de inversión. Aunque dos de las alternativas analizadas arrojaron beneficios similares, la escogencia final se debió, además de bajos rendimientos reportados en el campo la Cira Infantas, al tema económico.

El análisis desarrollado en la evaluación económica, permitió conocer entre otros, temas ambientales y normativos así como la manera en que la empresa justifica sus proyectos de inversión y las diferencias razonables con lo aprendido en el curso “Evaluación de Proyectos Petroleros”.

Con la información aquí planteada, es posible ahora sustentar y apalancar el proyecto de inversión para el diseño, compras y construcción de la línea troncal del campo Petrolea usando tubería flexible de polietileno reforzado.

Fue posible proponer una alternativa técnica, evaluada económicamente, para virtualmente eliminar el riesgo de afectaciones ambientales y pérdidas de producción debido a la corrosión por los fluidos de formación del campo Petrolea.

BIBLIOGRAFIA

- Becerra Salamanca Fernando. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Modulo: Gerencia de Proyectos Petroleros; Universidad Industrial de Santander. Julio 2011
- Diaz Consuegra Harving. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Modulo: Gestión Ambiental Petrolera; Universidad Industrial de Santander; Mayo 2011
- Ecopetrol S.A. Guía de Evaluación Financiera de Proyectos ECP-DPY-G-002; Macroproceso de Gestión de Proyectos, Dirección Corporativa de Proyectos. 2011
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Metodología para el cálculo de multas por infracción a la normatividad ambiental. 2010
- Perez Angulo Martha Ilce. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Modulo: Metodología de la Investigación; Universidad Industrial de Santander; Agosto 2009
- Universidad Corporativa de Ecopetrol S.A. Evaluación Financiera de proyectos de inversión en la industria petrolera. 2011