

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS DOS ALTERNATIVAS QUE CONSISTEN
EN: REPARACIÓN O ADQUISICIÓN DE UN EQUIPO NUEVO PARA LA
PUESTA EN SERVICIO DE LA UNIDAD COMPRESORA No 1 DEL SISTEMA
DE INYECCIÓN DE GAS LIFT DEL CAMPO RIO ZULIA**

**LUCY CELY LEON
RONALD APARICIO
HECTOR MOISES GALLO REY**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2011

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS DOS ALTERNATIVAS QUE CONSISTEN
EN: REPARACIÓN O ADQUISICIÓN DE UN EQUIPO NUEVO PARA LA
PUESTA EN SERVICIO DE LA UNIDAD COMPRESORA No 1 DEL SISTEMA
DE INYECCIÓN DE GAS LIFT DEL CAMPO RIO ZULIA**

**LUCY CELY LEON
RONALD APARICIO
HECTOR MOISES GALLO REY**

**Monografía presentada como requisito para obtener el título como
Especialistas en Gerencia de Recursos Energéticos**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2011

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	9
OBJETIVO GENERAL	
OBJETIVOS ESPECIFICOS	
1. MARCO TEÓRICO	11
1.1 SECTOR DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA	11
1.2. OTROS DATOS EN COLOMBIA	14
1.2.1 Refinación	15
1.2.2 Transporte	15
1.2.3 Comercialización	16
1.2.4 Gas Natural	16
1.3 COLOMBIA EN ESTADÍSTICAS	16
2. PRODUCCIÓN O EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO	23
2.1 BOMBEO NEUMÁTICO	25
2.1.1 Bombeo Neumático Continuo	26
2.1.2 Bombeo Neumático Intermitente	26
3. CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA	28
4. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS	31
4.1 ESTUDIO DE IMPACTOS Y RIESGOS	33
4.1.1 Establecer El Contexto	34
4.1.2 Identificación De Riesgos	34
4.1.3 Análisis De Riesgos	35
4.1.4 Evaluar Los Riesgos	35

4.1.5 Tratamiento Del Riesgo	35
4.2 ESTUDIO ADMINISTRATIVO Y LEGAL	39
4.3 ESTUDIO TÉCNICO	39
4.4 ESTUDIO FINANCIERO	40
4.4.1 Análisis De Sensibilidad baja Confiabilidad.	54
4.4.2 Análisis De Sensibilidad precio del dólar y precio del barril.	57
CONCLUSIONES	60
BIBLIOGRAFIA	62
ANEXOS (Se entrega CD Tabla de Excel para cálculos de flujos de caja).	65

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Reservas del petróleo en América Latina 2003-2007 (Miles de millones de barriles)	12
Tabla 2. Producción de petróleo en América Latina 2003-2007 (Miles de millones de barriles)	13
Tabla 3. Reservas a 31 de Diciembre, Tomado de las Estadísticas de la ANH	17
Tabla 4. Producción 2010 – Fuente de Datos ANH - ECOPETROL - Ministerio de Minas y Energía	19
Tabla 5. Producción 2009 - Fuente de Datos ANH - ECOPETROL - Ministerio de Minas y Energía	20
Tabla 6 Producción 2008 - Fuente de Datos ANH - ECOPETROL - Ministerio de Minas y Energía	21
Tabla 7 Producción 2007 - Fuente de Datos ANH - ECOPETROL - Ministerio de Minas y Energía	21
Tabla 8. Matriz de Administración de Riesgos, Fuente autores, adaptación Guía implementación NTC 5254	36
Tabla 9. Tabla de calificación de impacto, Fuente autores, adaptación Guía implementación NTC 5254	37
Tabla 10. Tabla de calificación de impacto, Fuente autores, adaptación Guía implementación NTC 5254	37
Tabla 11. Tabla de nivel de riesgo, Fuente autores, adaptación Guía implementación NTC 5254	38
Tabla 12. Ejemplo Egresos en el ciclo de vida, Fuente Confiabilidad Integral – Un enfoque práctico- tomo III aplicaciones especiales	42
Tabla 13. Comparativo del análisis de costos de las dos alternativas respecto del caso base	5252
Tabla 14. Comparativo del análisis de costos de la alternativa de la reparación de la unidad Vs Sensibilidad a la baja confiabilidad en la reparación	.55

Tabla 15. Comparativo del análisis de costos de las alternativas de compra y reparación Vs Sensibilidad al precio del dólar y precio del barril en la compra. **.58**

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Comportamiento de las reservas de Crudo – Fuente de datos ANH	18
Figura 2. Comportamiento de las reservas de gas – Fuente de Datos ANH	18
Figura 3. Producción Crudo a Diciembre 31 de 2010 – Fuente de Datos ANH	19
Figura 4. Comercialización Gas a Diciembre 31 de 2010 – Fuente de Datos ANH	20
Figura 5. Producción Crudo 2007 - 2010 Fuente de Datos ANH	22
Figura 6. Comercialización Gas Crudo 2007 - 2010 Fuente de Datos ANH	22
Figura 7. Extracción de Petróleo - Árbol de Navidad – Fuente ECOPETROL	23
Figura 8. Bombeo Mecánico - Fuente ECOPETROL	24
Figura 9. Unidad de Bombeo Mecánico – Fuente ECOPETROL	24
Figura 10. Extracción Mapa de Infraestructura Petrolera en Colombia – Campo Zulia. ECOPETROL	28
Figura 11. Etapas de Factibilidad de un proyecto	32
Figura 12. Proceso de Gestión de riesgo, basado en el definido en la NTC 5254	33
Figura 13. Compresor y Motor, fuente Informe de alineación realizado por la empresa Confípetrol	40
Figura 14. Efecto Iceberg para visibilidad de los egresos reales, Fuente Confiabilidad Integral – Un enfoque práctico- tomo III aplicaciones especiales	42
Figura 15. Curva de costos del ciclo de vida.	.5
Figura 16. Costo total del ciclo de vida de un activo	.45
Figura 17. Análisis financiero para el costo del ciclo de vida de un activo.	.46
Figura 18. Costo de Capital y Costo de Operación	.473
Figura 20. Flujo de caja para el análisis de sensibilidad a la baja confiabilidad en la reparación.	.6

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Riesgos Alternativa 1	66
Anexo B. Riesgos Alternativa 2	69
Anexo C. Normograma	72

INTRODUCCION

El presente documento tiene como objeto evaluar dos alternativas para la solución de una problemática puntual que se presenta en el Campo Río Zulia, operaciones del Catatumbo; donde la unidad compresora #1 del sistema de inyección gas lift no se encuentra operando de manera óptima.

Se busca mediante una serie de criterios a nivel de impacto y riesgos, legal, técnico y financiero, determinar cuál es la opción más conveniente en cuanto a reparar la unidad actual o adquirir una nueva.

Para ello se desarrolla una contextualización que enmarca de lo general a lo específico, observando la importancia de los hidrocarburos, mirando la historia y datos estadísticos en Colombia, para luego demarcar geográfica y técnicamente la situación o problemática actual.

Al tener claridad de la situación actual se explica cada uno de los factores a observar en la metodología de análisis, generando una matriz de administración de riesgos de cada alternativa así como un flujo de los costos, debido a que se utiliza la metodología de análisis del ciclo de vida de los equipos y los costos asociados a dicho ciclo de vida.

Al final se opta por la opción que permite no sólo tener menores costos, sino aquella que impacta menos a la liquidez y en el tratamiento de los riesgos asociados a la misma se pueden hacer actividades en su mayoría de seguimiento.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio tanto financiero como de oportunidad para elegir la mejor opción para la puesta en operación de la unidad compresora no 1 del sistema de inyección de gas lift del Campo Río Zulia.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Realizar la evaluación financiera de las dos alternativas empleando la técnica del Valor Presente Neto (VPN), a través del análisis económico del costo de vida de un activo según la Norma PAS55.

Realizar un análisis de costos, a través de un comparativo de las dos alternativas respecto la situación actual, con el propósito de obtener el mejor costo beneficio entre las dos alternativas y de esta manera elegir la mejor.

Realizar un análisis de sensibilidad de las dos alternativas, a través del cambio de variables críticas como lo son el precio del barril y la baja confiabilidad en la estrategia de mantenimiento.

Analizar los riesgos correspondientes a cada alternativa, como parte de la evaluación de oportunidad para estimar cuál es la mejor opción.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 SECTOR DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

El petróleo es considerado como la fuente más importante de combustibles o lubricantes para automóviles, electrodomésticos y usos en la industria, aunque una creciente preocupación por la dependencia de este recurso no renovable ha impulsado la investigación y desarrollo de otras opciones que lo sustituyan o bienes que no lo requieran para su funcionamiento, tal es el caso de los biocombustibles y el desarrollo de automotores eléctricos. Sin embargo estas soluciones aún no logran cubrir la mayoría de las necesidades de la población mundial.

La importancia de los hidrocarburos en el desarrollo de las economías ha hecho explotar no sólo los mayores desarrollos tecnológicos para mejorar su aprovechamiento o mejorar la productividad y eficiencia de su obtención sino también conflictos políticos y/o bélicos.

Toda la economía mundial es sensible a lo que pueda pasar con este sector, si suben o bajan los precios, si se descubren nuevos yacimientos o si aumentan las reservas probadas. Si en este momento colapsara el sector eso mismo sucedería con la economía de todos los países desatando lo impensable en el género humano.

Colombia no es ajena a esta realidad, el país basa gran parte de su economía en lo que suceda en el sector de hidrocarburos, los recursos no renovables son propiedad del estado teniendo por lo tanto la responsabilidad de administrar, legislar y controlar todo lo referente a los mismos.

En los inicios de esta industria en Colombia el estado debió realizar concesiones para realizar la extracción del petróleo, esto le permitía a compañías extranjeras realizar toda la investigación y explotación mientras el país recibía unas regalías por esa explotación. Las primeras concesiones que se dieron fueron¹:

- La Concesión de Mares, con Roberto de Mares que comprendía una extensión de terreno hacia al sur de la hoy Barrancabermeja.
- La Concesión de Barco, con el general Virgilio Barco, localizada en el Catatumbo – Norte de Santander.

De Mares después de ser propiedad de la Tropical Oil Company (TROCO), en 1918 se descubrieron los primeros yacimientos a los cuales se les denominó la CIRA – INFANTAS con reservas de más de 900 millones de barriles de petróleo.

En 1951 ECOPETROL asumió como empresa del estado la concesión de Mares y desde ese entonces el país viene realizando esfuerzos para convertir el sector en un sector de talla internacional.

Las expectativas de Colombia se fundamentan en los siguientes datos

Tabla 1. Reservas del petróleo en América Latina 2003-2007 (Miles de millones de barriles)

Regiones	2003	2004	2005	2006	2007
Venezuela	77,2	79,7	80	80	87
Mexico	16	14,8	13,7	12,9	12,2
Brasil	10,6	11,2	11,8	12,2	12,6
Colombia	1,4	1,6	1,6	1,6	1,5
Ecuador	5,1	5,1	4,9	4,7	4,3
Argentina	2,7	2,3	2	2	2,6
Trinidad y Tobago	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Perú	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Otros S. y Centro América	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Total	116,1	117,9	117,2	116,6	123,4

Fuente - www.bp.com – ECOPETROL

¹ www.ecopetrol.com

Tabla 2. Producción de petróleo en América Latina 2003-2007 (Miles de millones de barriles)

Regiones	2003	2004	2005	2006	2007
Venezuela	2554	2907	2937	2824	2613
Mexico	3789	3824,4	3759,7	3683	3477
Brasil	1555	1542	1715,4	1808,8	1833
Colombia	541	528	526	529	531
Ecuador	427	535	541	545	520
Argentina	805,5	754,4	725,3	715,6	698
Trinidad y Tobago	164	152	171	173,6	154
Perú	92	93,9	111,5	115,6	114
Otros S. y Centro América	152,6	144,4	142,2	139,7	141
Total	10080,1	10481,1	10629,1	10534,3	10081

Fuente - www.bp.com – ECOPETROL

Además de las políticas de ECOPETROL de obtener un reconocimiento por su posicionamiento internacional, innovación y compromiso con el desarrollo sostenible.²

A ello se le adicionan que según un artículo del diario El País publicado en agosto 17 de 2010, Colombia espera estar produciendo en el 2012 más de un millón de barriles diarios. La inversión extranjera en 2009 fue de US \$7200 millones de los cuales se estima que el 80% fueron para el petróleo y la minería.³

La democratización de ECOPETROL produjo la emisión más grande de acciones en la historia del país y su posterior incursión en la Bolsa de Nueva York, demostrando que el país puede emprender proyectos grandes y ambiciosos.⁴

Las expectativas se confirman con los datos presentados por ECOPETROL que pertenece a las 40 principales petroleras del mundo y una de las 5 principales de

² www.ecopetrol.com.co Visión de ECOPETROL

³ Diario El País, Sector petrolero colombiano atrae más inversión extranjera, Agosto 17 de 2010.

⁴ Diario El Espectador, Sector Petrolero Colombiano, Julio 05 de 2009.

Latinoamérica.⁵ Las reservas probadas por la más grande compañía de Colombia incrementaron en un 11.4% a 31 de diciembre de 2010 llegando a 1714 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), además el índice de reservas del año 2010 fue de 193% y la relación reservas/producción, asumiendo que los niveles de producción permanecen constantes, es de 9.1 años. El 72% de las reservas probadas corresponde a Crudo y el 28% restante a gas natural.⁶

Del total de reservas probadas, Ecopetrol S.A. representa el 95%, Hocol el 3% y la participación de Ecopetrol en Savia (Perú) el 2%, estos datos no tienen en cuenta los activos adquiridos a BP debido a que esa transacción fue cerrada a principios del 2011

1.2. OTROS DATOS EN COLOMBIA⁷

El potencial petrolífero (crudo y gas natural) de Colombia se estima en más de 47 mil millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1'036.400 *km*².

Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las de los valles Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo, La Guajira, Cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales.

Los centros de producción petrolera se encuentran en los departamentos del Meta, Casanare, Arauca, Santander, Antioquia, Bolívar, Boyacá, Huila, Tolima, La Guajira, Putumayo y Norte de Santander.

⁵ www.ecopetrol.com.co consultado el 02 de Febrero de 2011

⁶ www.ecopetrol.com.co boletines

⁷ <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/petroleoencolombia3.htm>

ECOPETROL, a partir de enero de 2004, desarrolla actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante las siguientes modalidades:

- Operación directa. Es la que realiza ECOPETROL con sus propios recursos técnicos, humanos y financieros.
- Operación asociada. Es la que se lleva a cabo a través del trabajo asociado entre ECOPETROL y las compañías privadas.
- Participación de riesgo. Es un mecanismo asociado en el que ECOPETROL y las compañías privadas comparten riesgos.
- Producción incremental. Mecanismo a través del cual se busca incrementar los volúmenes de producción de un campo.

1.2.1 Refinación

Colombia tiene una capacidad de refinación promedio de 315 mil barriles por día. En las dos principales refinerías del país, ubicadas en Barrancabermeja y Cartagena se procesan los crudos y se obtienen los combustibles con los cuales se atiende la mayoría de la demanda nacional. Adicionalmente se atiende cerca del 75% de la demanda de productos petroquímicos e industriales con producción del Complejo Industrial de Barrancabermeja.

1.2.2 Transporte

Para el transporte de hidrocarburos se cuenta con una red tuberías de 4184 km de oleoductos para transporte de petróleo y 3952 km de poliductos para de transporte de productos refinados. El total de estaciones de bombeo y terminales es de 67, distribuidas en 37 para oleoductos y 30 para poliductos.

- Coveñas
- Cartagena
- Pozos Colorados – Santa Marta

- Tumaco
- Buenaventura

1.2.3 Comercialización

En el país el petróleo crudo es exportado por ECOPETROL y por las compañías privadas. En el mercado interno ECOPETROL vende a los distribuidores mayoristas los combustibles para cubrir la demanda nacional. Estos a su vez, lo transan con los minoristas, quienes llevan el producto al consumidor final.

1.2.4 Gas Natural

El uso del gas natural como combustible en los hogares, la industria, la generación de energía térmica y el sector automotor cobra cada vez mayor importancia en Colombia. Este energético se produce mediante contratos de asociación y la operación directa de ECOPETROL. En su comercialización intervienen ECOPETROL, otros productores y comercializadores privados el transporte al interior del país lo hace Ecogás y en la costa atlántica, Promigas, empresa privada. La distribución domiciliaria está a cargo del sector privado.

1.3 COLOMBIA EN ESTADÍSTICAS

A continuación se muestran algunas cifras obtenidas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH – que es la autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país.

Tabla 3. Reservas a 31 de Diciembre, Tomado de las Estadísticas de la ANH

AÑO	CRUDO (millones de barriles)			RELACION R/P (Años)	AÑO	GAS (Giga pies cúbicos)			RELACION R/P (Años)
	RESERVAS PROBADAS (Mbbbl) (1)	PRODUCCION ANUAL (Mbbbl)	INCORPORACION ANUAL (Mbbbl)			RESERVAS (1) (Gpc)	PRODUCCION ANUAL (Gpc)	INCORPORACION ANUAL (Gpc)	
2000	1.972	251	-58	7,9	2000	6.188	210	-243	29,5
2001	1.842	221	91	8,4	2001	7.489	218	1.519	34,4
2002	1.632	211	1	7,7	2002	7.187	220	-82	32,7
2003	1.542	198	108	7,8	2003	6.688	211	-288	31,7
2004	1.478	193	128	7,7	2004	7.212	224	748	32,1
2005	1.453	192	167	7,6	2005	7.527	236	552	31,8
2006	1.510	193	250	7,8	2006	7.349	248	70	29,6
2007	1.358	194	42	7,0	2007	7.084 (2)	266	2	26,6
2008	1.668	215	524	7,8	2008	7.277 (3)	319	512	22,8
2009	1.988	245	565	8,1	2009	8.460 (4)	371	1.554	22,8
2010		<u>287</u>			2010		<u>398</u>		

(1) Reservas probadas - reporte a 31 de diciembre

(2) De las cuales 3.746 Gpc corresponden a reservas probadas

(3) De las cuales 4.384 Gpc corresponden a reservas probadas

(4) De las cuales 4.737 Gpc corresponden a reservas probadas

Fuente: 2000 - 2007: Ecopetrol S.A.

2008-2010: ANH

Abreviaturas para tener en cuenta:

Mbbl : Millones de barriles

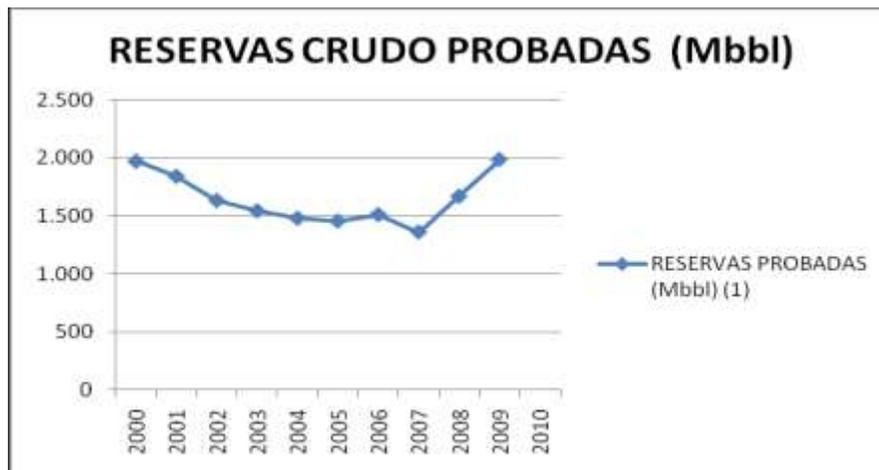
Gpc : Giga pies cúbicos

R/P : Relación Reservas / Producción

kbpd : Miles de barriles por día

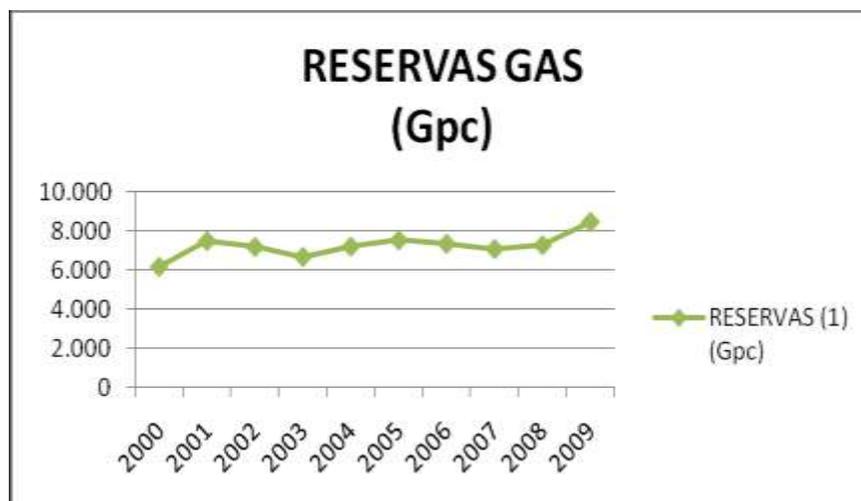
Mpcd : Millones de pies cúbicos por día

Figura 1. Comportamiento de las reservas de Crudo – Fuente de datos ANH



En la anterior figura se puede observar el comportamiento que muestran los datos según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, es de resaltar que estos datos incluyen el total de las reservas de los diferentes operadores de petróleo en el país, no sólo las de ECOPETROL. La gráfica muestra una tendencia de crecimiento a partir del año 2007, similar comportamiento muestra las reservas de gas tal como se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 2. Comportamiento de las reservas de gas – Fuente de Datos ANH



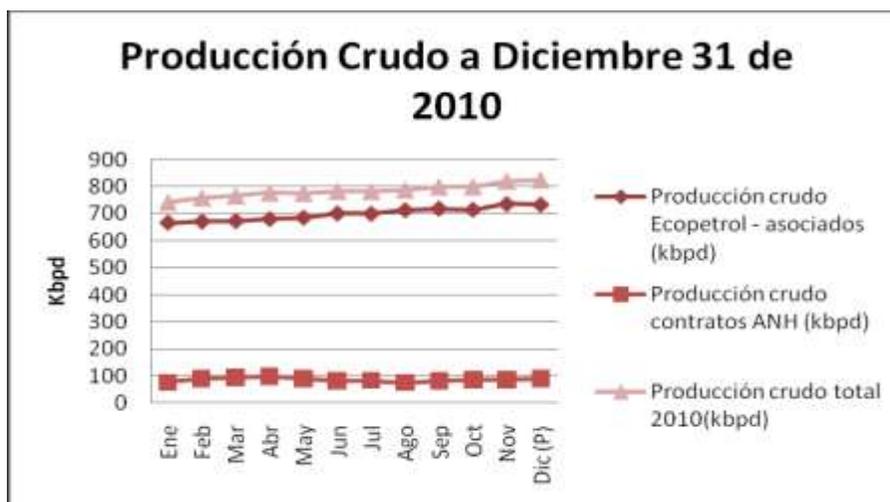
Es muy importante analizar además de las reservas la producción, a continuación se muestran algunas tablas y gráficos elaborados a partir de los datos de las tablas cuya fuente es la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Tabla 4. Producción 2010 – Fuente de Datos ANH - ECOPETROL - Ministerio de Minas y Energía

	2010												Promedio diario anual (P)
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic (P)	
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	666	670	672	680	685	701	700	713	719	715	736	734	
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	76	89	94	97	91	82	83	75	81	85	85	91	785
Producción crudo total 2010(kbpd)	742	759	766	777	776	783	783	788	800	800	821	825	
Prod Crudo (kbpd) - Meta SIGOB													565
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	1.057	1.075	1.056	1.097	1.046	979	942	996	1.067	991	1.008	1.022	
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	62	63	64	63	64	63	63	60	59	65	64	65	1.090
Comercialización gas total 2010 (Mpcd)	1.119	1.138	1.120	1.160	1.110	1.042	1.005	1.056	1.126	1.056	1.072	1.087	
Comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB													850

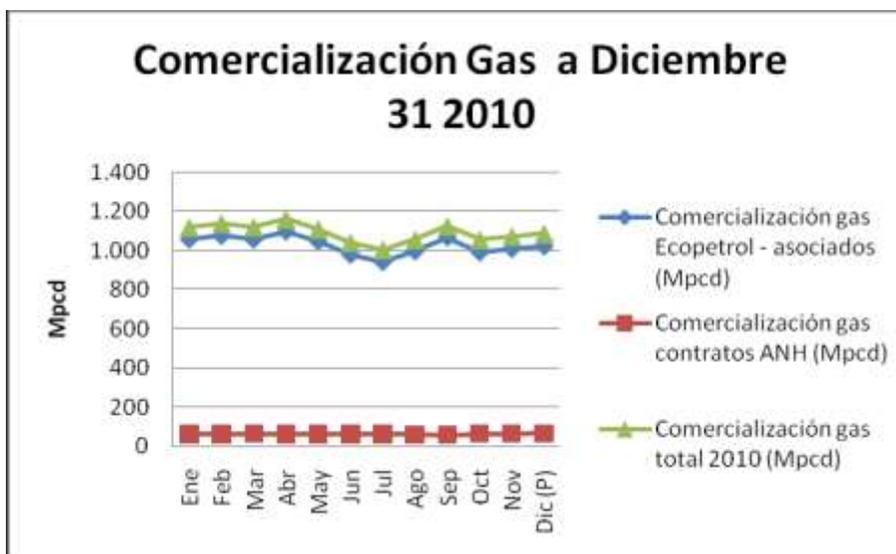
Para observar mejor los datos presentados en la anterior tabla se ilustran las siguientes gráficas con respecto a la producción de crudo y comercialización de gas en el año 2010.

Figura 3. Producción Crudo a Diciembre 31 de 2010 – Fuente de Datos ANH



La gráfica ilustra una tendencia creciente en la producción de crudo total de miles de barriles por día.

Figura 4. Comercialización Gas a Diciembre 31 de 2010 – Fuente de Datos ANH



En la comercialización de gas se observa una tendencia creciente los primeros cuatro meses pero decreciente los siguientes tres y al final se ve una leve alza aunque los datos muestran indicadores por debajo de cómo se inició el año. Ahora se ilustra un comparativo desde los años 2007 a 2010.

Tabla 5. Producción 2009 - Fuente de Datos ANH - ECOPELROL - Ministerio de Minas y Energía

	2009												Promedio diario anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	577	591	594	596	599	617	610	616	622	636	655	666	
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	40	55	53	53	54	44	47	52	58	71	70	69	671
Producción crudo total 2009 (kbpd)	617	646	647	649	653	661	657	668	680	707	725	735	
Prod Crudo (kbpd) - Meta SIGOB													565
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	829	876	862	930	982	980	990	1.012	974	1.079	1.041	1.043	
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	39	62	59	49	30	33	43	45	53	57	62	63	1.016
Comercialización gas total 2009 (Mpcd)	868	938	921	979	1.012	1.013	1.033	1.057	1.027	1.136	1.103	1.106	
Comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB													850

Tabla 6 Producción 2008 - Fuente de Datos ANH - ECOPETROL - Ministerio de Minas y Energía

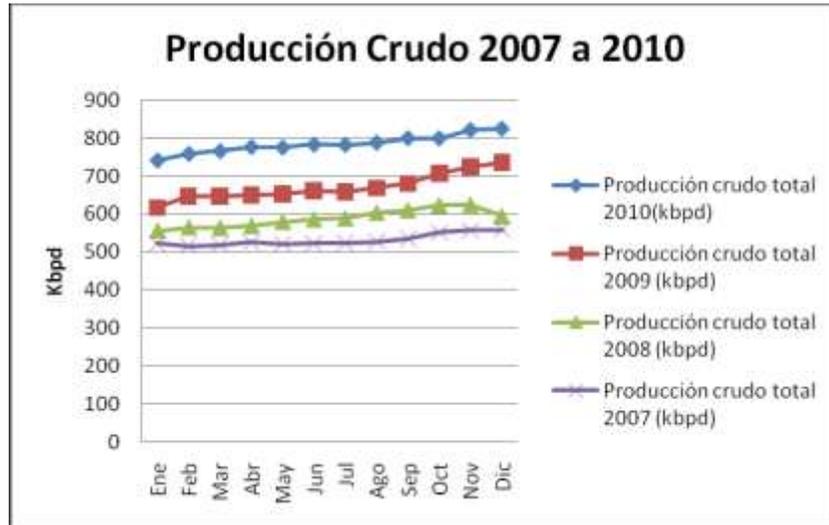
	2008												Promedio
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	543	549	549	552	561	563	566	571	580	587	590	562	
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	13	15	14	16	18	22	22	32	30	36	34	32	588
Producción crudo total 2008 (kbpd)	556	564	563	568	579	585	588	603	610	623	624	594	
Prod Crudo (kbpd) - Meta SIGOB													540
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	796	827	840	857	865	815	814	837	916	880	841	782	
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	28	35	35	40	35	36	27	35	29	35	44	41	874
Comercialización gas total 2008 (Mpcd)	824	862	875	897	900	851	841	872	945	915	885	823	
Comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB													780

Tabla 7 Producción 2007 - Fuente de Datos ANH - ECOPETROL - Ministerio de Minas y Energía

	2007												Promedio
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	512	505	505	514	512	514	512	517	520	533	535	535	
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	10	11	13	11	9	8	11	10	15	18	22	24	531
Producción crudo total 2007 (kbpd)	522	516	519	525	522	522	523	527	535	551	556	559	
Prod Crudo (kbpd) - Meta SIGOB	530	529	527	526	519	507	515	517	527	525	522	520	522
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	701	788	793	694	691	723	715	749	731	762	686	715	
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	2	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	730
Comercialización gas total 2007 (Mpcd)	703	789	793	695	692	724	716	750	731	762	687	716	
Comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB	675	729	751	751	759	727	710	732	784	789	802	797	751

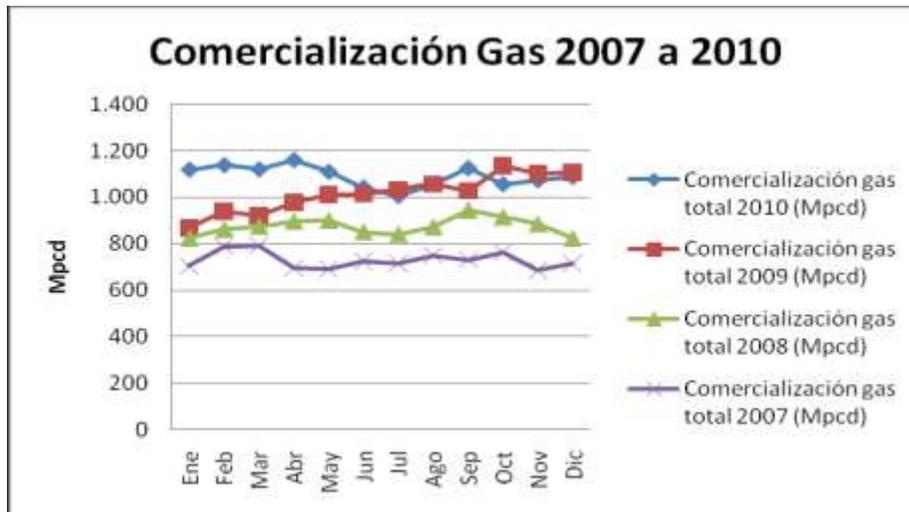
En las siguientes gráficas se hace un comparativo desde el año 2007 en primera medida la producción de crudo.

Figura 5. Producción Crudo 2007 - 2010 Fuente de Datos ANH



Cada año muestra tendencia de crecimiento, aunque el año 2008 finaliza con una leve baja en la producción, adicionalmente desde el año 2007 al 2010 cada uno muestra crecimiento con respecto al anterior.

Figura 6. Comercialización Gas Crudo 2007 - 2010 Fuente de Datos ANH



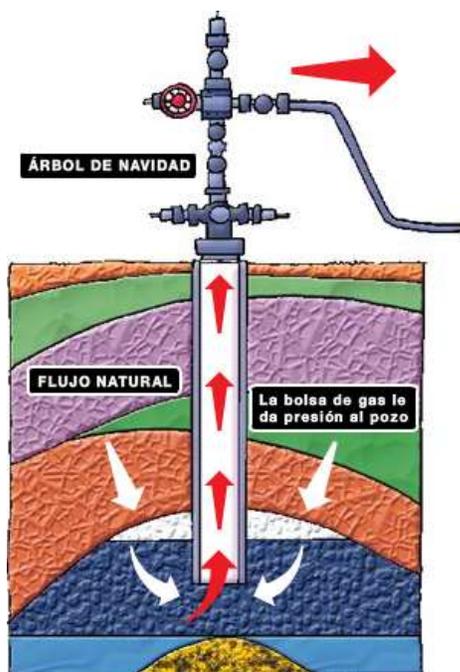
Los años 2007, 2008 y 2010 muestra variaciones en el comportamiento de comercialización, en el 2009 la tendencia general fue de crecimiento, de manera general se puede observar que desde el año 2007 al 2010 la tendencia ha sido a incrementar esa comercialización de gas.

2. PRODUCCIÓN O EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO⁸

Para colocar a producir un pozo se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la profundidad de las formaciones donde se encuentra el hidrocarburo. El petróleo fluye por los orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como tubería de producción.

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan el petróleo (gas y agua), éste saldrá por sí sólo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado “árbol de navidad”- ver figura 7, que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.

Figura 7. Extracción de Petróleo - Árbol de Navidad – Fuente ECOPETROL



⁸ <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/produccion2.htm>

Pero si no existe esa alta presión, se emplean otros métodos de extracción, entre ellos el balancín o machín – ver figuras 8 y 9, el cual mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie. Actualmente existen dispositivos eléctricos de menor tamaño que realizan esta función.

Figura 8. Bombeo Mecánico - Fuente ECOPETROL

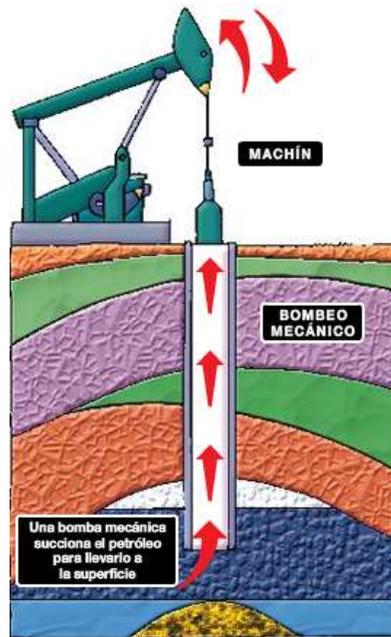


Figura 9. Unidad de Bombeo Mecánico – Fuente ECOPETROL



El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento. Una vez separados estos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportaran hacia las refinerías o los puertos de exportación. El gas natural asociado que acompaña el petróleo se envía a las plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y/o despacharlo como “gas seco” hacia los centros de consumo a través de gasoductos.

En el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, se instalan los equipos requeridos para tratarlo (proceso de secado y extracción de livianos a una presión alta) y enviarlo a los centros de consumo.

Generalmente no se logra extraer de un yacimiento más del 25% al 40% del petróleo que se encuentra en el yacimiento, por eso se emplean métodos de recobro mejorado para lograr la mayor extracción posible de petróleo en yacimientos sin presión natural o declinación, entre los que se encuentran la inyección de gas, de agua o de vapor a través de los pozos productores o por intermedio de pozos inyectoros paralelos a estos.

2.1 BOMBEO NEUMÁTICO⁹

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción utilizado en los pozos petroleros para poder levantar los fluidos a la superficie. En este sistema se utiliza gas a una presión relativamente alta (*mínimo 250 lb/pg²*) para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie. El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación

⁹ Ingeniería de producción capítulo 5, Gas Lift

disminuya a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido.

Existen dos tipos de bombes neumáticos:

- Continuo
- Intermitente

2.1.1 Bombeo Neumático Continuo

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener un diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo un gasto deseado. Para ello es necesario utilizar una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie.

Este sistema es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad (>0.5 bl/día/lb/pg²) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo) así como utilizando diversos diámetros de la tubería de producción, dependiendo del gasto deseado.

2.1.2 Bombeo Neumático Intermitente

Se inyecta un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la tubería de producción en forma cíclica, esto se realiza mediante un regulador o interruptor o ambos. De igual manera, se emplea una válvula insertada en la tubería de producción a través del cual el gas de inyección pasará del espacio anular a la tubería para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Cuando la válvula de bombeo neumático intermitente

abre, expulsa hacia la superficie el fluido de la formación que se acumuló dentro de la tubería de producción, en forma de bache.

Después que la válvula cierra, se continúa aportando fluido al pozo hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; este ciclo es regulado para que coincida el gasto de llenado del fluido de formación al pozo. En este sistema se puede utilizar puntos múltiples de inyección de l gas a través de más de una válvula sub-superficial.

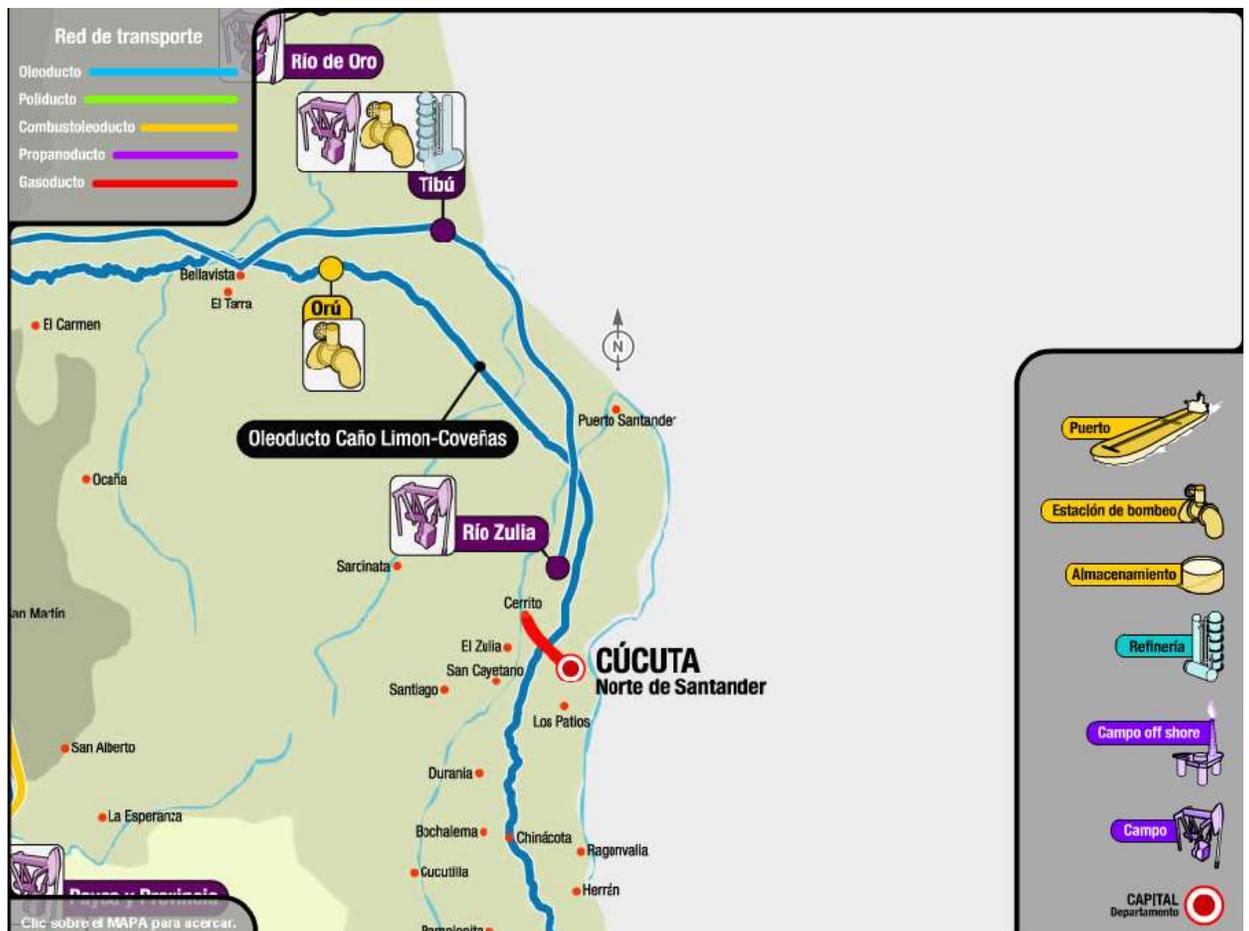
Este sistema es recomendable para pozos que:

- Posean alta productividad ($> 0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$) y bajas presiones de fondo (columna hidrostática $\leq 30\%$ profundidad del pozo).
- Bajo índice de productividad ($< 0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$) y bajas presiones de fondo.

3. CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA

Tomando el mapa de infraestructura petrolera¹⁰ se puede observar la ubicación del campo Zulia, objeto del análisis de las alternativas del presente documento.

Figura 10. Extracción Mapa de Infraestructura Petrolera en Colombia – Campo Zulia. ECOPEPETROL



El campo de producción Río Zulia, se encuentra ubicado en el corregimiento de Agua Clara, 35 kilómetros al noroccidente de Cúcuta.

¹⁰ http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm

El sistema de inyección de gas lift de campo de Río Zulia se encuentra compuesto por tres unidades compresoras para su operación adecuada, el sistema de inyección puede funcionar con dos de las unidades compresoras pero generando una baja en el rendimiento de la productividad del pozo e incrementando la cantidad de gas quemado, lo cual se evidencia en la quema que sale por la tea.

En este momento se presenta falla en la unidad compresora # 1 del sistema de inyección, generando una pérdida diaria de 90 barriles y la posibilidad de ser multados, debido a las disposiciones definidas en el decreto 1895 de 1973¹¹ a continuación se muestran algunos artículos que tienen injerencia en la contextualización del problema:

Artículo 1. Con el fin de evitar el desperdicio físico y económico de las reservas de petróleo y gas de propiedad nacional o privada, y de asegurar su máxima recuperación final. La exploración y explotación de tales reservas deberá realizarse de acuerdo a la presente reglamentación.

Artículo 84. La producción y manejo del petróleo y del gas o de sus derivados, deberá ejecutarse en tal forma que no se cause desperdicio físico, ni económico de los mismos.

Artículo 87. Deberá evitarse la quema de petróleo o gas, proveniente de las pruebas de formación o de producción en pozos exploratorios o en desarrollo, a menos que lo autorice el Ministerio.

Se exceptúan de esta disposición, el petróleo o gas provenientes de las pruebas hechas a través de la tubería de

¹¹ <http://www.lexbase.biz/anh/Petroleo/Explotacion/D1895de1973.htm>

perforación, cuando estas pruebas tengan por objeto averiguar el tipo de fluido que contienen las formaciones, también se exceptúan el petróleo o gas provenientes de la primera prueba hecha a un pozo una vez terminado, cuando ésta no exceda de 24 horas.

Artículo 91. El gas residual de plantas de gas no podrá ser quemado si el volumen permite su uso industrial o pueda ser inyectado a yacimientos para propósitos de recuperación secundaria, de mantenimiento de presión o de almacenamiento en el subsuelo para uso futuro.

Artículo 117. El gobierno podrá imponer multas hasta de cinco mil dólares (US\$ 5000) en cada caso, por el incumplimiento de las obligaciones de que trata el presente Decreto.

Como alternativas de solución al problema se plantea la adquisición de un equipo nuevo o la reparación de la unidad compresora # 1.

4. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Para el análisis de alternativas deben definirse los criterios con los cuales van a ser evaluadas, cobrando importancia la claridad que se tengan de los mismos.

Aunque la gran mayoría de las veces el criterio preponderante son los costos, el tomar decisiones solo basados en dicho criterio, puede conllevar un gran riesgo de equivocarse debido a que se ignoran otras variables que en el momento de ejecución de las actividades generan otro tipo de resultados no analizados.

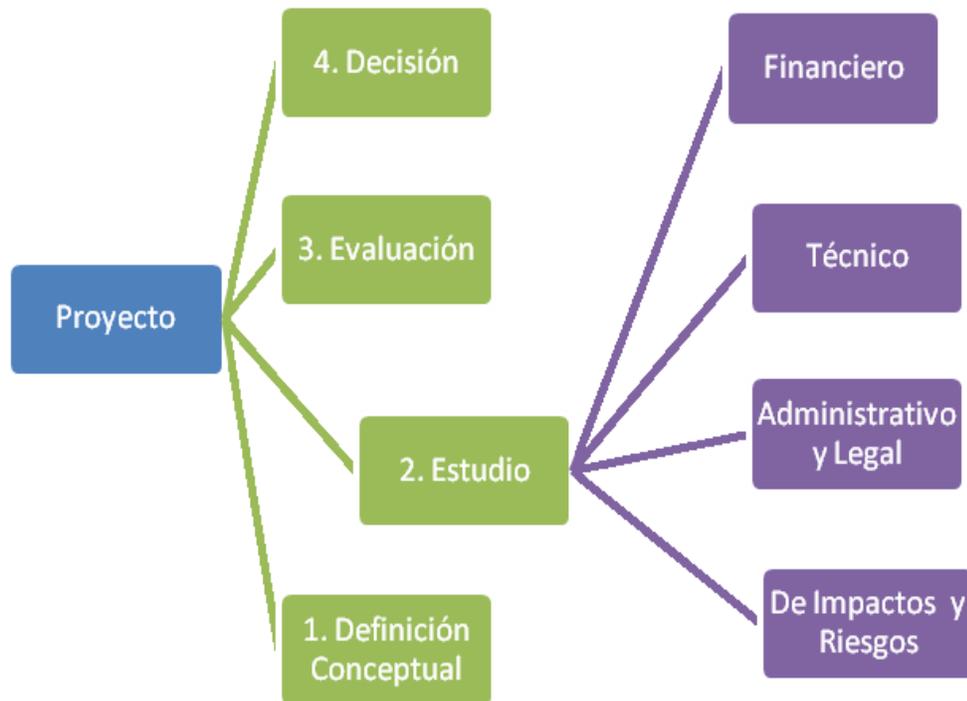
Entre esas variables adicionales al costo se pueden tener:

- Riesgos no financieros asociados a las alternativas.
- Impactos ambientales y sociales
- Riesgos asociados al aprendizaje del talento humano.
- Riesgos legales.

Aunque si bien es cierto que las anteriores variable son importantes y otras que pueden hacer parte del análisis, es factible asociarlas a la parte financiera mediante el cálculo de algunos costos relacionados con las posibles pérdidas generadas o con los ingresos dejados de percibir.

En la siguiente figura se muestran algunos conceptos a tener en cuenta a la hora de tomar una decisión:

Figura 11. Etapas de Factibilidad de un proyecto



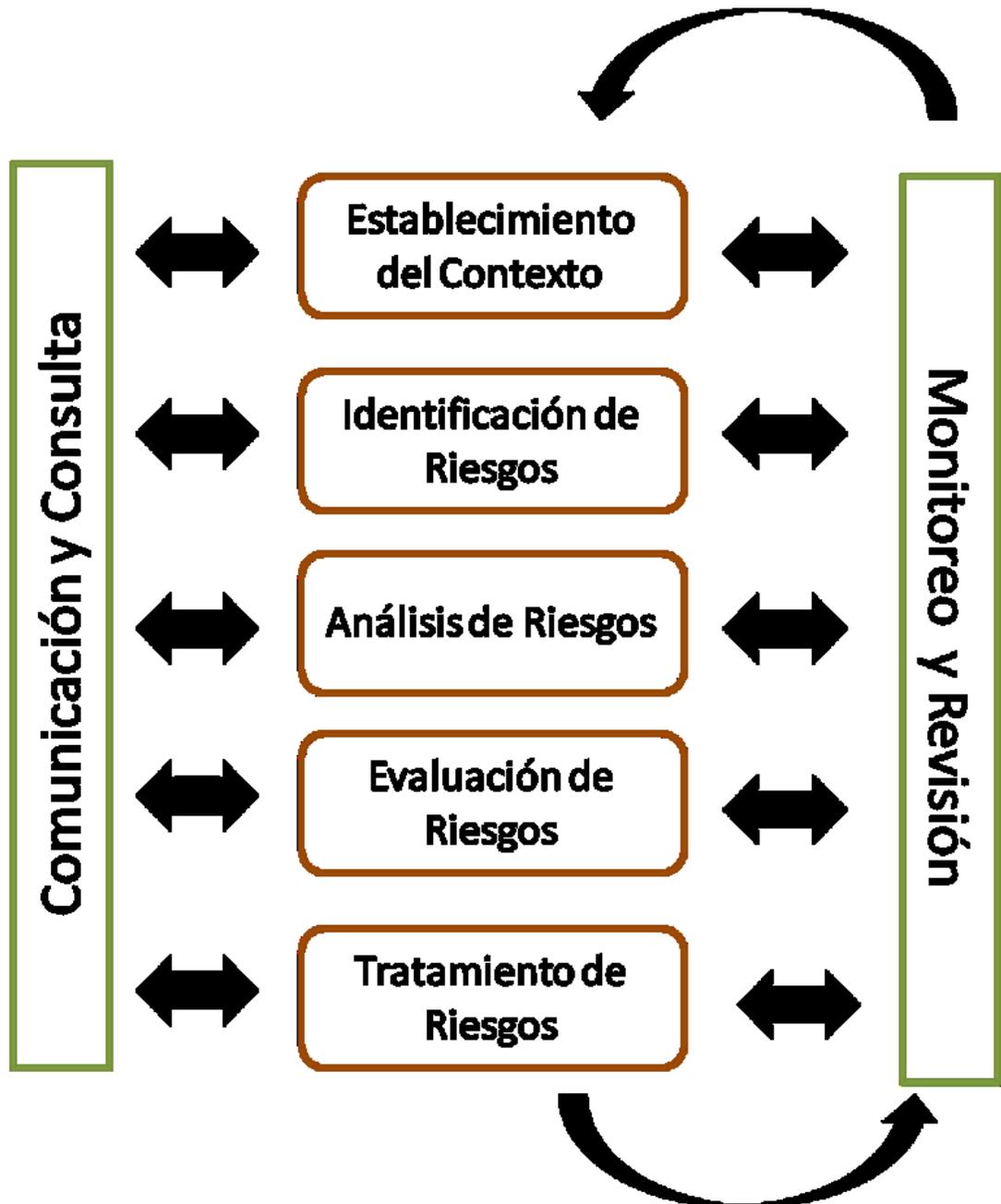
La definición conceptual ha sido dada en el presente documento en la contextualización del problema cuando se plantean las dos soluciones a ser estudiadas con respecto a la situación presentada en el Campo Rio Zulia, referentes a la unidad compresora # 1 del sistema de inyección gas lift.

Los estudios de impactos y riesgos y administrativo y legal sirven como justificación para el planteamiento de las opciones antes mencionadas, el estudio técnico y financiero se constituyen en los elementos principales para realizar la evaluación y obtener la información suficiente para efectuar la toma de decisión.

4.1 ESTUDIO DE IMPACTOS Y RIESGOS

Figura 12. Proceso de Gestión de riesgo, basado en el definido en la NTC

5254



En la anterior figura se puede observar las diferentes etapas que se tienen en el proceso de gestión de riesgo, enmarcado en el ciclo PHVA (Planear, Hacer, Verificar y Ajustar).

La definición que se plantea en la Norma Técnica Colombiana 5254 sobre riesgo es:

*“Posibilidad de que suceda algo que tendrá impacto en los objetivos.
Se mide en términos de consecuencias y posibilidad de ocurrencia”*

A continuación se mencionan algunas actividades relacionadas con este proceso de gestión¹²:

4.1.1 Establecer El Contexto

En esta etapa se debe tener presente los siguientes aspectos:

- El contexto estratégico.
- El contexto organizacional.
- El contexto de la gestión de riesgos.
- Criterios desarrollados para la gestión de riesgos.
- Definir la estructura de la gestión de riesgos.

4.1.2 Identificación De Riesgos

En esta etapa se deben identificar claramente los riesgos, es vital para el desarrollo de la gestión de una correcta definición de los riesgos dependerá el tener mejores probabilidades de éxito en la gestión.

Para ello se debe responder las siguientes preguntas:

¹² Norma Técnica Colombiana NTC 5254, Gestión del Riesgo, ICONTEC , página 11.

- ¿Qué puede suceder?
- ¿Cómo puede suceder?

4.1.3 Análisis De Riesgos

En esta parte del proceso es indispensable determinar:

- Los controles existentes.
- La probabilidad de ocurrencia
- La consecuencia o impacto del evento en el caso en que se presentara.
- Calcular el nivel de riesgo teniendo presente la probabilidad y la consecuencia.

4.1.4 Evaluar Los Riesgos

En esta parte del proceso las actividades a tener en cuenta son:

- Comparar contra criterios.
- Establecer prioridades de riesgo

Si los riesgos son aceptados se avanza a la última etapa del proceso de gestión de riesgo conocida como tratamiento del riesgo.

4.1.5 Tratamiento Del Riesgo

En esta parte del proceso es necesario:

- Identificar opciones de tratamiento.
- Evaluar las opciones de tratamiento.
- Seleccionar las opciones de tratamiento.
- Preparar planes de tratamiento.
- Implementar los planes definidos.

Existen dos etapas transversales, las cuales interactúan con las etapas mencionadas, una de ellas es la comunicación y consulta y la otra el monitoreo y la revisión.

A continuación se ilustra los parámetros para evaluar los riesgos de cada una de las alternativas:

**Tabla 8. Matriz de Administración de Riesgos, Fuente autores, adaptación
Guía implementación NTC 5254**

Probabilidad	Valor			
Alta	20	Prioridad B 100 Evitar el Riesgo Reducir el Riesgo	Prioridad A 200 Reducir el Riesgo Evitar el Riesgo Compartir o Transferir	Prioridad A 400 Evitar el Riesgo Reducir el Riesgo Compartir o Transferir
Media	10	Prioridad B 50 Asumir el Riesgo Reducir el Riesgo	Prioridad B 100 Evitar el Riesgo Reducir el Riesgo	Prioridad A 200 Reducir el Riesgo Evitar el Riesgo Compartir o Transferir
Baja	5	Prioridad C 25 Asumir el Riesgo	Prioridad B 50 Asumir el Riesgo Reducir el Riesgo	Prioridad B 100 Evitar el Riesgo Reducir el Riesgo
	Impacto	Alto	Medio	Bajo
	Valor	5	10	20

Se establecen tres escalas en la probabilidad y tres en el impacto o consecuencia con el fin de facilitar el análisis y evaluación de los riesgos. Así como tres prioridades de riesgos las cuales pueden observarse en la tabla anterior por los colores rojo, amarillo y verde.

Tabla 9. Tabla de calificación de impacto, Fuente autores, adaptación Guía implementación NTC 5254

Valor	Impacto	Descripción
5	Alto	Pérdida de imagen mínima Pérdidas económicas mínimas (< 100 millones de \$) Sin lesiones
10	Medio	Pérdida de imagen media Pérdidas económicas media (> 100 millones de \$ < 350 millones de \$) Lesiones leves sin y con incapacidad
20	Bajo	Pérdida de imagen grave Pérdidas económicas graves (> 350 millones de \$) Victimas graves o muerte

Tabla 10. Tabla de calificación de impacto, Fuente autores, adaptación Guía implementación NTC 5254

Valor	Probabilidad	Descripción
5	Alta	Puede ocurrir algunas veces o bajo circunstancias excepcionales Puede presentar una probabilidad de ocurrencia <=30%
10	Media	Puede ocurrir Puede presentar una probabilidad de ocurrencia >30% y <=70%
20	Baja	Puede ocurrir en la mayoría de las circunstancias Puede presentar una probabilidad de ocurrencia >70%

Tabla 11. Tabla de nivel de riesgo, Fuente autores, adaptación Guía implementación NTC 5254

Nivel	Descripción
1	Riesgos con priorización alta (A) y media (B) sin controles, requieren acciones preventivas inmediatas
2	Riesgos con priorización alta (A) y media (B) controles no efectivos, requieren acciones preventivas
3	Riesgos con priorización alta (A) y media (B) con controles efectivos pero no documentados, requieren de acciones preventivas
4	Riesgos con priorización baja © o alta (A) y media (B) que tienen controles documentados y efectivos, requieren seguimiento.

Ahora se procede a realizar la evaluación de riesgos de las dos alternativas.

Alternativa 1.Reparación de la unidad compresora # 1 del sistema de inyección gas lift del Campo Río Zulia, para la evaluación de riesgos ver anexo A.

En este se hace una descripción de 7 riesgos, de los cuales tres fueron priorizados como A y cuatro como B; pero al realizar el análisis de los controles se muestra que tiene controles documentados la mayoría los cuales son efectivos, haciendo que las acciones de reducción de riesgos tiendan a ser de seguimiento lo cual reduce su costo de ejecución.

Alternativa 2. Adquisición del equipo de la unidad compresora #1 del sistema inyección gas lift del Campo Río Zulia. Para la evaluación de riesgos ver anexo B.

En la descripción de los riesgos de la segunda alternativa se evaluaron 6 riesgos, priorizando a cuatro como tipo A y dos como tipo B. Al analizar los controles, dos

de los riesgos no tienen definidos ningún tipo de control y quedaron clasificados como nivel 1 requiriendo una acción inmediata.

Si el único criterio de definición en este momento fuera el análisis de impacto y gestión de riesgo la alternativa por la cual se optaría sería por la de reparación la unidad compresora #1 del sistema de inyección gas lift del Campo Río Zulia.

4.2 ESTUDIO ADMINISTRATIVO Y LEGAL

En estos apartes se tienen en cuenta todas las disposiciones legales referentes a la actividad de explotación de hidrocarburos y contratación estatal, siendo las principales leyes a observar la Ley 80 de 1993 y el decreto 1895 de 1973.

Como anexo C se tiene un normograma tomado de la Agencia Nacional de Hidrocarburos¹³, el cual se encuentra en actualización.

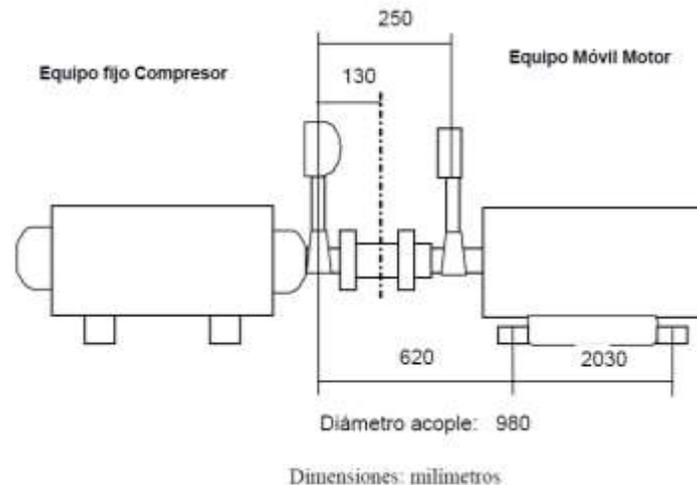
4.3 ESTUDIO TÉCNICO

Actualmente el sistema que se está utilizando en el campo Río Zulia, operaciones del Catatumbo es el sistema de inyección gas lift, el cual opera de manera normal con tres unidades compresoras. En las actividades de la operación se ha observado que una de las unidades compresoras no está funcionando de manera óptima, lo cual hace no sólo factible sino además necesario una intervención, la cual se puede encaminar a reparar la unidad compresora o sustituirla por una nueva.

A continuación se muestra un esquema que ilustra el compresor alineado con el motor.

¹³ <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=66>

Figura 13. Compresor y Motor, fuente Informe de alineación realizado por la empresa Confipetrol



Uno de los factores a tener en cuenta en la parte técnica es el tiempo.

Para la alternativa 1, es decir, la de reparación de la unidad compresora #1 del sistema de inyección gas lift se tiene estimado un tiempo máximo de 40 a 45 días.

La alternativa 2, es decir, la compra de la unidad compresora se tiene un cálculo aproximado de 2 meses desde que se solicita hasta que se terminan los trámites de nacionalización y transporte sin contar el tiempo de montaje.

4.4 ESTUDIO FINANCIERO

Para el análisis financiero de las alternativas se deben tener presentes algunos conceptos:

- Ingresos
- Costos

Para las alternativas planteadas se requiere tener en cuenta los costos asociados a las mismas. Esto se debe a que la operación ya tiene un punto optimizado y las alternativas no van a mejorar ese punto óptimo sino a permitir que ese punto óptimo se alcance, es decir, las alternativas no van a permitir que se genere un mayor ingreso al que se tiene programado pero si a que alcance ese ingreso o que no se vea afectado el presupuesto por el hecho de dejar de recibir ingresos debido a que se baja la productividad y la operación inadecuada lleva a la quema de injustificada de gas y con ello las sanciones y multas.

Es por esta razón, que se sugiere realizar un ***análisis de costos teniendo como metodología el análisis del ciclo de vida.***

Esta metodología invita a asociar todos los costos relacionados con un producto, desde la compra o adquisición hasta el final de su vida útil o valor de salvamento. El análisis del costo del ciclo de vida hace especial énfasis en el análisis de egresos y en particular los asociados a las posibles ocurrencias de fallas y/o eventos no deseados en el sistema de producción. El no considerar estos costos suele deberse a un efecto de visibilidad de los mismos conocido como “efecto iceberg”, los analistas suelen detenerse en los costos de adquisición olvidando los costos de producción, mantenimiento y eventos no deseados.¹⁴

¹⁴ Confiabilidad Integral – Un enfoque práctico- tomo III aplicaciones especiales, Reliability And Risk Management S.A., páginas 132-133

Figura 14. Efecto Iceberg para visibilidad de los egresos reales, Fuente Confiabilidad Integral – Un enfoque práctico- tomo III aplicaciones especiales



Algunos de esos costos pueden clasificarse como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 12. Ejemplo Egresos en el ciclo de vida, Fuente Confiabilidad Integral – Un enfoque práctico- tomo III aplicaciones especiales

Categoría de Costos	Capital	Producción	Mantenimiento	Eventos No Deseados
Elementos de Costos	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño • Desarrollo • Compra de Planta • Instalación • Entrega • Entrenamiento Personal • Manuales y Documentación • Herramientas y Facilidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Operadores de Planta • Ingenieros • Petróleo • Gas • Electricidad • Vapor • Agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Materiales • Inventario equipos de respaldo. • Costos de almacenamiento • Ingeniería de soporte • Talleres de trabajo. • Contratistas. • Staff • Supervisores 	<ul style="list-style-type: none"> • Fallas • Paros • Accidentes

FACTORES DETERMINANTES PARA OBTENER LA MEJOR OPCIÓN.

La necesidad de llevar a cabo un análisis de reemplazo surge a partir de una o varias de las siguientes razones:

1. Desempeño disminuido. Cuando debido al deterioro físico, el desempeño esperado a un nivel de productividad (funcionar a un nivel dado de calidad, cantidad y eficiencia) se ve disminuido, trayendo esto consecuencias al negocio. Esto se manifiesta por una disminución de la producción y/o por un aumento de los costos de producción

2. Requisitos alterados. El equipo existente no puede cumplir con los nuevos requisitos legales o regulatorios bien sea a nivel de empresa, leyes locales o requisitos de los clientes. En este caso el cambio es prácticamente mandatorio y el estudio se reduce a la evaluación de la mejor opción de reemplazo.

3. Gastos de capital: En este caso mantener el equipo en operación requiere de inversiones grandes y surge la necesidad de evaluar la factibilidad de reemplazo del equipo.

4. Restricciones. En este caso el estudio surge debido a que el equipo no puede cumplir con los planes de producción y es un “cuello de botella” presente o futuro.

5. Imagen o intangibles. En este caso la inversión se justifica por la imagen deteriorada o por otros intangibles que han de justificarse financieramente.

Vida Remanente. Es el tiempo óptimo a partir del presente donde debe hacerse el reemplazo del equipo actual por un equipo nuevo.

Costo de una Activo.

¿Qué es PAS 55?

Respuesta: PAS 55 es la Especificación British Standard Disponible al Público para la gestión optimizada de activos físicos, esta provee las definiciones claras y la especificación de 28 requerimientos para establecer y auditar un sistema de gestión integrado y optimizado a lo largo del ciclo de vida para todo tipo de activo físico. La actualizada y reconocida internacionalmente PAS 55 está demostrando ser la esencial, clara y objetiva definición de todo lo requerido para demostrar competencia, establecer prioridades de mejora y capitalizar dichas mejoras, lograr conexiones claras entre los planes estratégicos organizacionales y el trabajo real diario y las realidades de los activos.

PAS 55 aplica a cualquier organización bien sea pública o privada, regulada o no regulada, que tenga una alta dependencia en infraestructura o equipos físicos. Esta describe qué debe ser hecho en una planificación e implementación sincronizadas, en la gestión integrada de la adquisición/creación, operación, mantenimiento y renovación/desincorporación y en los muchos "habilitadores" que impulsan un desempeño optimizado y sustentable.

Es requisito de PAS 55 que para establecer el Plan de Integridad Operacional de los activos físicos y lograr la continuidad operativa, preservar sus funciones, cumplimiento de los compromisos establecidos en producción, seguridad, ambiente y garantizar el desarrollo sustentable es necesario determinar el ciclo de vida óptima del activo.

Se deben incorporar las prácticas de confiabilidad durante todo el ciclo de vida, aún cuando esto añada tiempo y costos al desarrollo, llegando a un nivel de inversión considerando la optima relación de Costos-Riesgos-Beneficios al comparar los Costos de Capital vs los Costos de Operación, evitando ir a los extremos que se muestran en la siguiente grafica.

Figura 15. Curva de Costos de Ciclo de Vida.



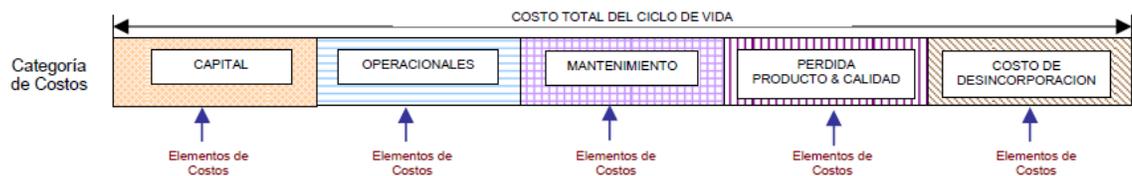
Curvas de Costos de Ciclo de Vida. Fuente: Manuales de adiestramiento de TWPL

Análisis del Costo de Ciclo de Vida.

El Análisis de Costo de Ciclo de Vida, asegura la combinación óptima de los costos de capital, costos operativos, así como de los riesgos al establecer un sistema para identificar, evaluar, corregir y documentar, de las distintas alternativas en el tiempo esperado de vida.

Costos de Capital, (CAPEX se refiere a los costos de diseño, construcción e instalación) y Costos de Operación (OPEX se refiere a los costos incurridos para operar y comprende los costos de energía y mantenimiento del activo) y los costos asociados a paradas de planta asociados al equipo en cuestión.

Figura 16. Costo total del ciclo de Vida de un Activo.

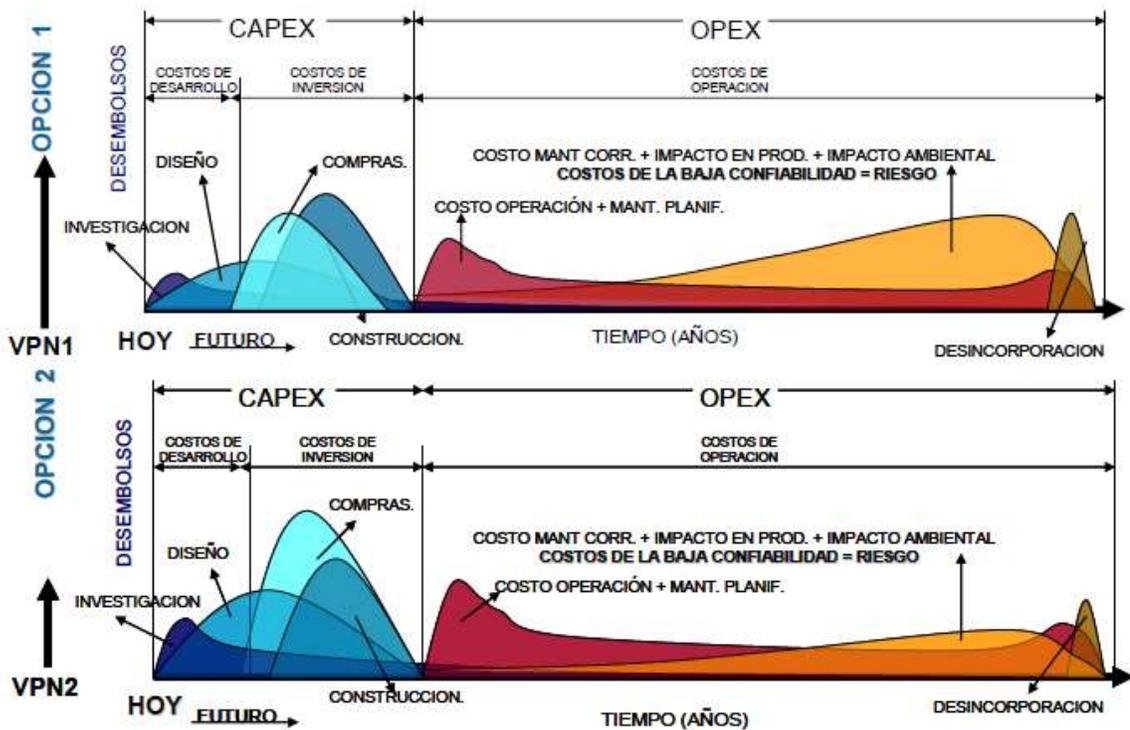


Costos del Ciclo de Vida en Bloques. Fuente: The Woodhouse Partnership Ltd

Los problemas de baja confiabilidad en equipos originan costos de operación crecientes, de capital para reemplazarlos, la no obtención de ingresos adicionales o potenciales, los cambios en requerimientos de producción o la imagen.

Figura 17. Análisis financiero para el costo de Ciclo de Vida.

Análisis Financiero (Valor Presente Neto) = VPN
Para el Análisis de Costos de Ciclo de Vida



Flujo de Caja Distribuido. Fuente: TWPL

Para determinar el punto óptimo se desarrolla la curva de Costos de Capital y la curva de Costos de Operación, con tres escenarios; Optimista, Medio y Pesimista, esto representa la diferencia entre escenarios que nos permite simular la incertidumbre, identificar las alternativas asociadas para jerarquizarlas según su beneficio.

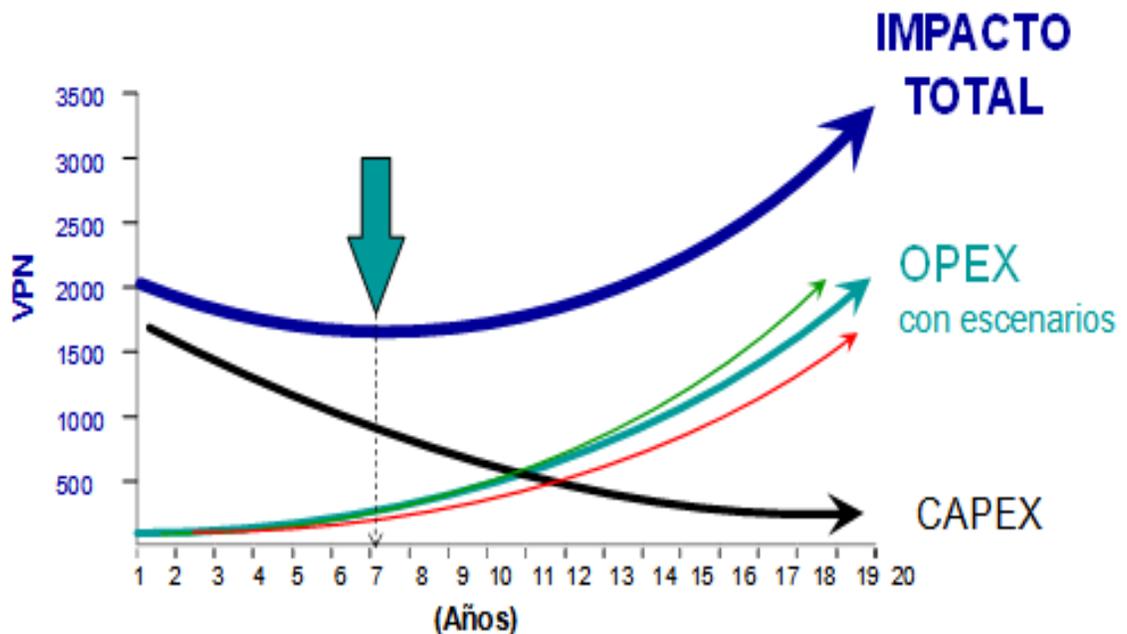


FIGURA 18. COSTO DE CAPITAL Y COSTO DE OPERACIÓN.

SI LA ACCIÓN PROPUESTA SE EJECUTA A UNA FRECUENCIA QUE CORRESPONDE A:

- 1.- EN EL PUNTO ÓPTIMO VIDA ECONOMICA · MAXIMO BENEFICIO PARA EL NEGOCIO*
- 2.- DERECHA DEL PUNTO ÓPTIMO · SE ESTA INCREMENTANDO EL RIESGO Y/O COSTOS OPERATIVOS*
- 3.- IZQUIERDA DEL PUNTO ÓPTIMO · NO SE APROVECHA TOTALMENTE LA VIDA DE LOS EQUIPOS.*

CÁLCULO DEL COSTO DE VIDA DE UN ACTIVO.

Estos se obtienen del Análisis de los Costos de Ciclo de Vida: en el valor presente de los gastos anticipados durante la vida del sistema, ejemplo; gastos de repuestos, refacciones, operación y mantenimiento.

El costo del Ciclo de Vida, se calcula como:

$$CCV = \sum CI + CO + CMP + CTPC + CMM - VR.$$

- **CCV**- Costo del Ciclo de Vida.
- **CI** – Costo de la inversión inicial
- **CO** - Costo operacionales
- **CMP** – Costo de Mantenimiento Planificado
- **CTPC** – Costo por baja confiabilidad (Correctivo + penalización)
- **CMM** – Costo por mantenimiento mayor
- **VR** – Valor de salvamento o de reventa.

Los costos por baja confiabilidad conducen a penalizaciones o multas debido a que la no disponibilidad del equipo produce diferida de producción y el gas que no se inyecta debe ser quemado a la atmosfera; el decreto 1895 de 1973 quema no justificada de gas, la cual puede llegar a US\$5000 día.

El valor de los ingresos corresponde a la producción por tener el equipo en servicio, es decir con el equipo en servicio se tiene una producción de 90 barriles/día, ya que el gas comprimido es inyectado para ayudar a la unidad a extraer mayor cantidad de crudo.

El precio del barril¹⁵ es de US\$86.71

TRM (dólar)¹⁶ \$1875,32

El indicador financiero que se tendrá en cuenta para tomar la decisión es el valor presente neto, el mayor costo beneficio **(VPN CON PROYEC - VPN SIN PROYEC)/INVERSIÓN.**

¹⁵ <http://www.ecopetrol.com.co/default.aspx>, consultado el 10 de febrero de 2011 a las 00:30 a.m.

¹⁶ <http://www.ecopetrol.com.co/default.aspx>, consultado el 10 de febrero de 2011 a las 00:30 a.m.

Costos asociados al proyecto según la Metodología de Análisis Económico del Costo del Ciclo de Vida de un Activo:

- **Costo de Inversión:** *Corresponde al costo del equipo nuevo o al costo de la reparación de la unidad compresora. Diseño investigación.*
- **Costo de Operación:** *Incluye valor estimado del salario de los operadores, así como los costos de los servicios públicos, agua luz Internet, teléfono.*
- **Costo de Mantenimiento:** *Corresponde al costo de repuestos incluido el cambio de aceite, fabricación de partes, salario de contratistas.*
- **Costo de Entrenamiento de Personal:** *Corresponde a la transferencia de tecnología, manuales instructivos etc.*
- **Costo por baja confiabilidad o paradas inesperadas:** *Corresponden a los costos asociados a la no disponibilidad de los equipos*

Nota para flujo de caja caso actual:

Se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- El equipo ya había terminado su vida útil 20 años, por lo tanto el año 20 del equipo corresponde al año 0 del proyecto, por lo que su depreciación no fue tomada en cuenta.
- Se utilizó un WACC del 14%.
- Se estimó el precio del barril del en 45 dólares y una TMR de 1800 pesos.
- Se estimó una producción diaria de 85,5 barriles diarios incluida las regalías a la nación.

- Según información de Ecopetrol se tomó multa diaria por quema de gas equivalente al 20% de la producción que se hubiese tenido si estuviera disponible. Costo no deducible.
- Se consideró un impuesto de renta del 35%.
- Se considera un precio de mantenimiento mayor igual a 600 millones de pesos, dicho mantenimiento se realiza cada 5 años (Aprox 40000 horas), y los días de parada para ejecutar el mantenimiento mayor es de 50 días.
- Se consideró un incremento anual al costo de operación del 5%.
- Se consideró un incremento anual al costo de mantenimiento del 10%.
- Se consideró un costo por fallas no programadas o baja confiabilidad de 200 millones de pesos anuales con incrementos anuales del 10%.

Nota para flujo de caja caso reparación:

Se tienen en cuenta las mismas consideraciones del caso actual con cambios en los costos de inversión, mantenimiento y otros costos que se escriben a continuación:

- Se tiene un costo de inversión en la reparación de la unidad compresora de 1000 millones de pesos.
- El costo de operación es igual al caso anterior.
- El costo del mantenimiento es 20% menor al costo de mantenimiento del caso anterior o caso base.
- En los primeros 6 años no se consideran fallas no programadas.
- El costo del primer mantenimiento mayor es el 40% menos al caso base esto es 360 millones de pesos. Información suministrada por Ecopetrol S.A
- El costo de fallas no programadas es de 15 millones de pesos a partir del primer mantenimiento mayor. Información suministrada por Ecopetrol S.A

Nota para flujo de caja caso compra de equipo nuevo:

Se tienen en cuenta las mismas consideraciones del caso actual con cambios en los costos de inversión, mantenimiento y otros costos que se escriben a continuación:

- Se tiene un costo de inversión en compra de la unidad compresora nueva de 2680 millones de pesos.
- Se considera un valor de salvamento del equipo viejo por valor de 600 millones de pesos, que es el valor aproximado para un equipo que sería reutilizado en otro campo, para su edad de servicio. Para nuestro ejercicio el equipo tiene 21 años, acaba de cumplir su vida útil.
- El costo de operación es un 20% menos al caso de reparación debido a que con la unidad nueva no se tendrán horas extras de parte de los operadores, menor consumo de servicios. Información suministrada por Ecopetrol S.A
- El costo de mantenimiento es un 30% menor al caso de reparación, debido a que se consumirá menos aceite de reposición en la maquina y no presentará horas extras de parte de la empresa contratista. Información suministrada por Ecopetrol S.A
- El costo del primer mantenimiento mayor es de 252 millones de pesos que es 30% menos al caso de la reparación.
- No se consideran fallas no programadas en sus 10 primeros años de vida útil; la vida útil es de 20 años.
- Los costos de entrenamiento manuales y transferencia de tecnología es de 350 millones de pesos. Precio de fábrica incluye arranque y puesta en servicio del equipo.

A continuación se muestra una tabla resumen, la cual compara los resultados obtenidos.

Tabla 13. Comparativo del análisis de costos de las dos alternativas respecto el caso base o actual; es decir la diferencia de flujos con proyecto menos sin proyecto para cada alternativa.

AÑO	REPARACIÓN- CASO BASE.	COMPRA-CASO BASE
1	\$ (850,500,000.00)	\$ (1,938,426,250.00)
2	\$ 458,783,750.00	\$ 601,255,750.00
3	\$ 475,228,750.00	\$ 621,421,350.00
4	\$ 493,318,250.00	\$ 643,546,180.00
5	\$ 513,216,700.00	\$ 667,823,296.50
6	\$ 156,000,000.00	\$ 347,873,989.33
7	\$ 495,921,620.00	\$ 695,858,617.79
8	\$ 519,998,744.50	\$ 725,167,720.13
9	\$ 546,483,581.45	\$ 757,334,563.48
10	\$ 575,616,902.10	\$ 792,641,263.49
11	\$ 171,600,000.00	\$ 378,195,058.65
VPN	\$ 1,301,836,352.88	\$ 1,136,567,963.14
TIR	53%	29%
COSTO-BENEFICIO.	1.3	0.42

Analizando los resultados obtenidos en la tabla 13, Tenemos:

- Sin contemplar los riesgos asociados a las garantías y al arranque satisfactorio de la unidad nueva, la mejor alternativa es reparar el equipo pues tiene un costo beneficio (VPN-diferencial/Inversión) mayor a 1.
- Aunque el costo de mantenimiento es mucho mayor al caso de la reparación, la inversión cumple un papel de mayor preponderancia ya que para el caso de la compra afecta en gran manera la liquidez de la

compañía y a corto plazo reduce en gran manera el valor presente neto para dicho proyecto.

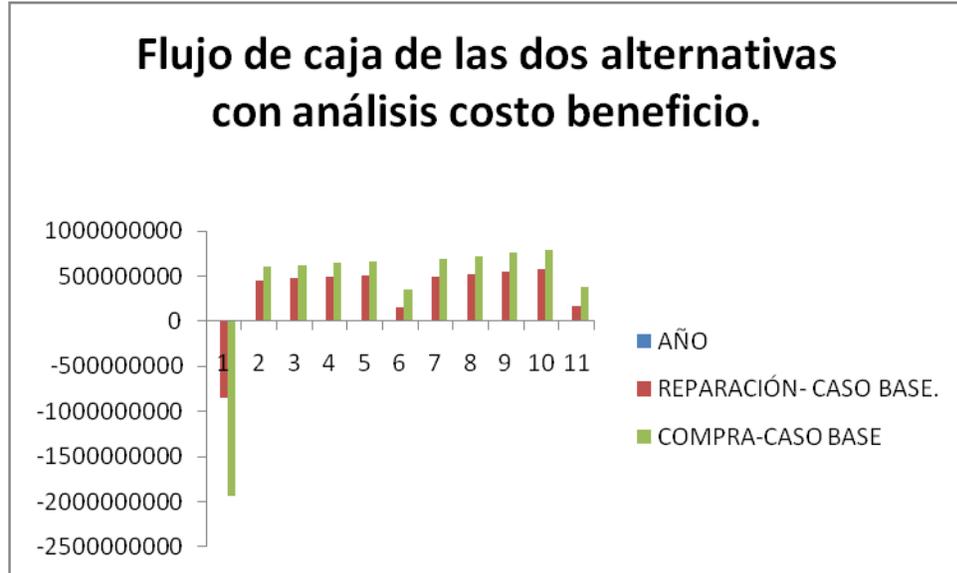


Figura 19. Flujo de caja de las alternativas para la puesta en servicio de la unidad Compresora.

- Analizando la gráfica tenemos que el caso de reparación tiene un mayor costo beneficio, sin embargo si el periodo analizado fuera mayor tendríamos que la mejor alternativa sería la compra de la unidad ya que los costos de fallas no programadas provocarían flujos negativos los cuales conllevan a que definitivamente es necesario la compra de la unidad compresora.
- Podemos determinar de manera clara que en el costo de un activo existen muchos costos que deben ser analizados antes de tomar decisiones apresuradas para la compra de una unidad nueva, ya que todo equipo requiere de mantenimiento, entrenamiento de personal, repuestos, costos de equipos de apoyo para la puesta en servicio y demás costos mencionados en la Figura 14. Efecto Iceberg para visibilidad de los egresos reales.

4.4.1 Análisis De Sensibilidad Baja Confiabilidad.

Se realizó un análisis de sensibilidad teniendo como variable crítica las paradas no programadas, debido a la baja confiabilidad.

Se tienen en cuenta las siguientes asunciones:

- Según experiencia de Ecopetrol se toma un dato de 50 días de paradas no programadas en el año por baja confiabilidad.
- Se toma un costo de fallas no programadas con un valor aproximado de 15 millones de pesos anuales, representados principalmente en las horas extras de los mecánicos de mantenimiento.
- Se toma un valor de multa por quema de gas durante los 50 días al año de paradas no deseadas, calculadas como el 20% del valor que produciría si estuviera disponible con un valor de \$69 255 000 anuales.

Tabla 14. Comparativo del análisis de costos de la alternativa de reparación de la unidad respecto al caso base Vs Costos de la misma reparación con sensibilidad a las paradas no programadas.

AÑO	REPARACIÓN- CASO BASE.	REPAR BAJA CONFIABILIDAD-CASO BASE
1	-\$850,500,000.00	\$ (860,250,000.00)
2	\$458,783,750.00	\$ 154,700,000.00
3	\$475,228,750.00	\$ 171,145,000.00
4	\$493,318,250.00	\$ 189,234,500.00
5	\$513,216,700.00	\$ 209,132,950.00
6	\$156,000,000.00	\$ 156,000,000.00
7	\$495,921,620.00	\$ 231,021,245.00
8	\$519,998,744.50	\$ 255,098,369.50
9	\$546,483,581.45	\$ 281,583,206.45
10	\$575,616,902.10	\$ 310,716,527.10
11	\$171,600,000.00	\$ 171,600,000.00
VPN	\$1,301,836,352.88	\$164,438,210.45
TIR	53%	19%
COSTO-BENEFICIO.	1.3	0.16443821

- Una mala confiabilidad produce un costo beneficio (Costo beneficio =0,16) menor al costo beneficio de compra de un equipo nuevo (Costo beneficio=0,4), por lo que podemos asegurar que si la estrategia de mantenimiento no es adecuada sin duda la mejor alternativa sería comprar la unidad nueva.
- Analizando la tabla anterior vemos que una mala confiabilidad, provoca una reducción considerable de los flujos anuales del proyecto de reparación, es decir ***el análisis económico del costo de ciclo de vida de un activo debe estar ligado a una estrategia de mantenimiento que asegure la confiabilidad de la reparación.*** Por ejemplo una mala confiabilidad se representa en una mala planeación, es decir falta de repuestos, mala metrología, análisis de condición de baja asertividad, falta de seguimiento a

los indicadores de tiempo medio entre fallas y RCA (análisis causa raíz) deficientes, provocan en los equipos paradas inesperadas y lo más importantes la demora en la consecución de los repuestos o la fabricación de partes Sub estándar delimitan la capacidad de ejecutar mantenimientos sin reprocesos.

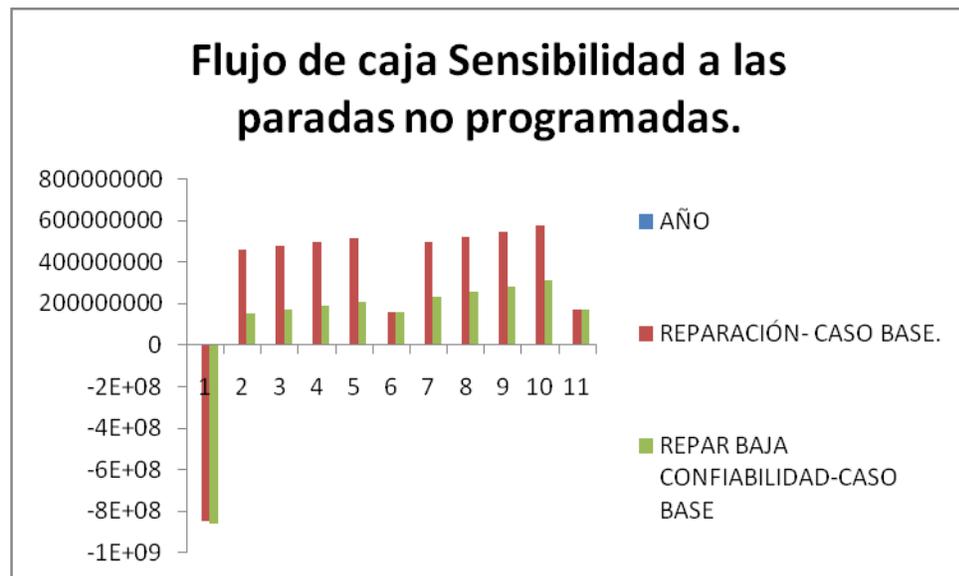


Figura 20. Flujo de caja de la sensibilidad a las paradas no programadas.

- Analizando el grafico de barras vemos la importancia de una buena ejecución de mantenimiento, los flujo anuales se reducen a menos de la mitad cuando existe una estrategia inadecuada de mantenimiento, de esta manera podemos asegurar que el mantenimiento es de ítem de mayor relevancia en el análisis del costo de vida de un activo. Si analizamos el caso contrario es decir buena estrategia de mantenimiento se hace necesario establecer una política clara en cuanto al cambio de equipos ya que si la reparación se realiza de manera adecuada con una buena estrategia de mantenimiento, los equipos pueden llegar a envejecer sin llegar a perder su capacidad de funcionamiento.

4.4.2 Análisis De Sensibilidad Variación precio del dólar y precio del Barril de Crudo.

Se realizó análisis de sensibilidad al precio del barril y al valor de la TRM, como variables críticas para la Industria del hidrocarburo.

Se tienen en cuenta las siguientes asunciones:

- Se toma un valor de la TMR de \$ 1400.
- Se toma un valor de 38 dólares el barril.
- Con la reducción del precio del dólar se reduce el precio del equipo nuevo ya que este equipo tiene un valor de \$ 1,488,888.89 USD. Por lo tanto el valor de la inversión para la unidad nueva en pesos sería de 2,010,000,000. COP estaríamos reduciendo el valor de la inversión un valor de \$ 670,000,000 COP.

Tabla 15. Comparativo del análisis de costos de alternativas Vs Costos de alternativa de compra de la unidad con sensibilidad al precio del dólar y al precio del barril.

AÑO	COMPRA- CASO BASE.	REPARACIÓN- CASO BASE.	S.V \$ USD & \$ BARRIL
1	\$ (1,938,426,250.00)	\$ (850,500,000.00)	\$ (1,369,444,500.00)
2	\$ 601,255,750.00	\$ 458,783,750.00	\$ 436,587,500.00
3	\$ 621,421,350.00	\$ 475,228,750.00	\$ 482,883,100.00
4	\$ 643,546,180.00	\$ 493,318,250.00	\$ 505,007,930.00
5	\$ 667,823,296.50	\$ 513,216,700.00	\$ 529,285,046.50
6	\$ 347,873,989.33	\$ 156,000,000.00	\$ 310,353,989.33
7	\$ 695,858,617.79	\$ 495,921,620.00	\$ 557,320,367.79
8	\$ 725,167,720.13	\$ 519,998,744.50	\$ 586,629,470.13
9	\$ 757,334,563.48	\$ 546,483,581.45	\$ 618,796,313.48
10	\$ 792,641,263.49	\$ 575,616,902.10	\$ 654,103,013.49
11	\$ 378,195,058.65	\$ 171,600,000.00	\$ 340,675,058.65
VPN	\$ 1,136,567,963.14	\$ 1,301,836,352.88	\$ 1,051,606,493.93
TIR	29%	53%	33%
COSTO-BENEFICIO	0.424092524	1.3	0.52318731

- En el análisis económico del costo de ciclo de vida de un activo, el valor del ingreso depende principalmente del valor del precio del barril, es decir nuestro esfuerzo en mejoras de la confiabilidad no incrementará la rentabilidad del proyecto si el precio del crudo cae bruscamente ya que los ingresos para las compañías se reducirán considerablemente, es por tanto que el precio del barril es pactado durante largos periodos con el propósito de cubrir altos y bajos en el precio del barril.
- Si analizamos la sensibilidad al precio del dólar vemos, que para el caso de compra de la unidad tenemos un ahorro ya que la unidad es comprada en dólares por tanto con menos pesos podremos adquirir la misma unidad, sin

embargo aunque es más rentable el proyecto de la compra de la unidad con el precio del dólar bajo, su costo beneficio no mejoro en comparación del caso real, debido a que también presentamos un cambio o reducción en el precio del barril, por lo tanto la producción aunque se mantuvo su ingreso presentó reducción considerable.

- Si comparamos la alternativa de la compra de la unidad con su reparación en términos de sensibilidad del precio del dólar y precio del barril vemos que la reparación sigue siendo más rentable ya que aunque tuvimos menor inversión sus ingresos se redujeron considerablemente al presentar también reducción del precio de barril.

CONCLUSIONES

Se concluye que la mejor alternativa para la puesta en servicio de la unidad, es la reparación, se llega a esta conclusión luego de un análisis económico del costo de ciclo de vida de un activo, para nuestro caso el activo recién cumple su vida útil estos es 20 años. Para un activo como el caso de compresores industriales que lleve 40 años de servicio estaríamos más cerca de contemplar la compra de la unidad nueva, esto se debe a que los costos asociados al mantenimiento se incrementan de manera considerable.

El costo beneficio de cada alternativa fue calculado con las consideración descritas en cada caso, dando como resultado que para el caso de la reparación es de 1,3 mientras que el caso de compra es de 0,42. De esta manera se demuestra que la mejor opción es la reparación. Este resultado obedece principalmente al costo de inversión el cual es muy alto en el caso de la compra y en comparación con la reparación los ingresos no son tan diferenciados por tanto el VPN para el caso de la reparación es mucho mayor que para el caso de la compra en el periodo de tiempo analizado.

En el análisis de nuestra monografía pudimos comprobar que el **costo del mantenimiento es el más influyente para el cálculo del valor presente neto** en el análisis económico del costo del ciclo de vida de un activo. Entonces cuando realizamos el **análisis de sensibilidad a la baja confiabilidad** en el mantenimiento el produce paradas no programadas, pudimos observar que cuando el manteniendo no está ligado a una buna estrategia de mantenimiento el proyecto de reparación es inviable. El valor del costo beneficio en este análisis de

sensibilidad es de 0,16 el cual es un valor menor que 1, lo cual lo hace un proyecto inviable.

Para el caso de la **sensibilidad a la reducción del precio del dólar y el precio del barril** vemos, que para el caso de compra de la unidad tenemos un ahorro ya que la unidad es comprada en dólares por tanto con menos pesos podremos adquirir la misma unidad, sin embargo aunque es más rentable el proyecto de la compra de la unidad con el precio del dólar bajo, su costo beneficio no mejoro en comparación del caso real, debido a que también presentamos un cambio o reducción en el precio del barril, por lo tanto la producción aunque se mantuvo su ingreso presentó reducción considerable. El costo beneficio de este análisis es de 0,52 por tanto sigue siendo inviable. Por tanto se concluye que para nuestro proyecto el precio del dólar y el precio del barril son variables muy críticas para este tipo de proyectos, se debe analizar cuidadosamente y reducir el riesgo a través de pactos de conservación precio del dólar en periodos del proyecto.

Los riesgos asociados de mayor relevancia en el caso de la compra de la unidad nueva es el aprendizaje de nuevas tecnologías para los operarios, además de la adquisición de repuestos los cuales debe ser catalogados y tener en existencia en el mismo instante de su puesta en servicio.

Para el caso de reparación el mayor riesgo es la estrategia de mantenimiento ya que una mala planeación, mala metrología y la falta de asertividad en los diagnostico de análisis de condición o mantenimiento predictivo, provocan fallas repetitivas y por ende se reduce la producción que significa reducción de ingresos. Por tanto se concluye que todo proyecto de reparación debe estar alineado con un buena estrategia de mantenimiento, una evaluación periódica y oportuna de los indicadores de confiabilidad y ejecución de tareas resultantes de los análisis causa raíz(RCA), que aseguren la confiabilidad de la reparación.

BIBLIOGRAFIA

Confiability Integral – Un enfoque práctico – tomo III Aplicaciones Especiales, Reliability And Risk Management S.A., Capítulo 2, sección 4, páginas 132--137

WEBGRAFIA

Ecopetrol

www.ecopetrol.com.co

Agencia Nacional de Hidrocarburos

<http://www.anh.gov.co>

Normograma en actualización ANH

<http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=66>

Diario El País, Sector petrolero colombiano atrae más inversión extranjera, Agosto 17 de 2010.

<http://www.elpais.com.co/elpais/economia/noticias/sector-petrolero-colombiano-atrae-inversion-extranjera>

Diario El Espectador, Sector Petrolero Colombiano, Julio 05 de 2009.

<http://www.elespectador.com/impreso/articuloimpreso149109-sector-petrolero-colombiano>

El Petróleo y su Mundo, Ecopetrol

<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/petroleoencolombia3.htm>

<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/produccion2.htm>

Mapa e Infraestructura, Ecopetrol

http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm

Decreto 1895 de 1973

<http://www.lexbase.biz/anh/Petroleo/Explotacion/D1895de1973.htm>

Ingeniería de Producción, capítulo 5, Gas Lift Efraín Perez

Norma Técnica Colombiana 5254, Gestión del Riesgo, ICONTEC, 2004, Página 8 y 11

Gas Lift

<http://www.scribd.com/doc/26520798/Sistema-de-Levantamiento-de-Extraccion-Artificial-Gas-Lift>

<http://www.scribd.com/doc/34746650/24/GAS-LIFT>

ANEXOS

Anexo A. Riesgos Alternativa 1

Mapa de Riesgos Alternativas Campo Río Zú Mapa de Riesgos Alternativas Campo Río Zulia-

Alternativa 1. Reparación de la unidad con Alternativa 1. Reparación de la unidad compresora # 1 del sistema de inyección de gas lift de Campo Río Zulia

No.	Factor de riesgo	Tipo		Riesgo	Descripción	Posibles consecuencias
		Interno	Externo			
1	Económicos	X		Ausencia de recursos económicos para financiar la reparación de la unidad compresora	No se tiene partida presupuestal para reparaciones en el sistema de inyección gas lift	Baja en la productividad del campo Quemas injustificadas de gas
2	Personal	X		El personal contratado por la empresa no es idóneo para la ejecución de la actividad	El personal de la empresa contratista no cuenta con las competencias mínimas requeridas para realizar la labor	Mala reparación de la unidad compresora generando posibles fallas
3	Legal	X		No se tienen en cuenta los requerimientos legales	No se tienen presente las regulaciones de contratación y las demás asociadas al decreto 1895 de 1973	Multas o sanciones por violaciones a lo establecido en la ley
4	Operativo		X	Se requieran de repuestos que deban ser importados	No se cuenta con los repuestos necesarios para hacer la reparación y los proveedor no los tienen a disposición.	Retraso en la obra manteniendo una baja en la productividad del campo y quema injustificada de gas
5	Operativo		X	No existen garantías de funcionamiento	La empresa contratista no ofrece garantías por el funcionamiento de la unidad compresora debido a que no es nueva y lleva varios años en funcionamiento.	Se puede generar un sobre costo si la unidad compresora vuelve a fallar después del mantenimiento correctivo debido a las mismas causas tratadas o a otras derivadas de la reparación.
6	Operativo	X		Falla recurrente del equipo	El equipo de la unidad compresora puede presentar fallas después del mantenimiento correctivo por no realizar una adecuada puesta a punto.	Se genera sobre costo por el mantenimiento correctivo, además de una baja en la productividad del campo y quema injustificada de gas
7	Operativo	X		Manipulación indebida de elementos a reparar.	No se siguen adecuadamente los protocolos de mantenimiento correctivo.	Posibles accidentes que coloquen en riesgo la vida de los operarios.

Anexo A (continuación)

Probabilidad			Impacto			Prioridad	Análisis de controles					Nivel			
Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	(A,B,o C)	No existe	Descripción controles existentes	Existe y no es efectivo	Existe pero no documentado	documentado y efectivo	1	2	3	4
		X	X			B		El presupuesto anual aprobado para la gerencia del campo			X				X
	X		X			A		Pliego de licitación con especificaciones técnicas del perfil de los operarios a intervenir en la obra			X				X
		X	X			B		Estudio de los pliegos de licitación por el departamento jurídico		X				X	
	X		X			A		Evaluación de parte del equipo técnico que envía los requerimientos para que se establezcan los pliegos de licitaciones			X				X
	X		X			A		Polizas y cláusulas de cumplimiento definidas en pliego de licitación			X				X
		X	X			B		Hoja de vida y mantenimiento preventivo del equipo			X				X
		X	X			B		Informe de supervisor e interventor de la obra y protocolos de mantenimientos de la unidad compresora			X				X

Anexo A (continuación)

Tratamiento	Acciones	Responsables en el Proceso
Reducir el Riesgo	Revisar periódicamente las partidas presupuestales teniendo en cuenta los seguimientos e informes técnicos de mantenimiento y operación de la unidad compresora y el sistema de inyección gas lift.	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Verifica que se incluyen las especificaciones mínimas necesarias para los perfiles de las personas que van intervenir en la obra. Hacer seguimiento en el proceso de contratación que se cumple rigurosamente con lo definido	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Verifica que se tienen en cuenta todos los requisitos de ley relacionados con el proceso de contratación y operación	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Realizar una supervisión técnica antes de definir los pliegos, haciendo un análisis de disponibilidad de los repuestos con los potenciales proveedores	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Revisar que las cláusulas del pliego incluyen garantía del trabajo. Hacer seguimiento a la reparación durante y posterior a la misma	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Seguimiento con las fichas de mantenimiento preventivo.	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Seguimiento durante la ejecución de las obras para verificar el uso adecuado de los protocolos pertinentes de mantenimiento	ECOPETROL

Anexo B. Riesgos Alternativa 2

Mapa de Riesgos Alternativas Campo Río Zulia -
 Alternativa 2. Compra de la unidad compresora # 1 del sistema de inyección de gas lift de Campo Río Zulia

No.	Factor de riesgo	Tipo		Riesgo	Descripción	Posibles consecuencias
		Interno	Externo			
1	Económicos	X		Ausencia de recursos económicos para financiar la compra de la unidad compresora	No se tiene partida presupuestal para la compra de la unidad compresora del sistema de inyección gas lift	Baja en la productividad del campo Quemas injustificadas de gas
2		X		El trámite de la importación se demore más de lo estipulado por el proveedor	Demora en la llegada de los equipos importados para reemplazar la actual unidad compresora #1	Baja en la productividad del campo Quemas injustificadas de gas
3	Legal	X		No se tienen en cuenta los requerimientos legales	No se tienen presente las regulaciones de contratación y las demás asociadas al decreto 1895 de 1973	Multas o sanciones por violaciones a lo establecido en la ley
4	Operativo		X	Aprendizaje de la tecnología por parte del personal de la empresa.	Demora del personal de la empresa en aprender la tecnología de los equipos durante la instalación y pruebas que se efectúen al mismo	Baja en la productividad del campo Quemas injustificadas de gas
5	Operativo		X	Tiempo de instalación la unidad compresora	Demora por encima de los tiempos previstos para la instalación y puesta en funcionamiento de la unidad compresora #1	Perdidas no programadas por baja productividad, quema injustificadas de gas.
6	Operativo	X		Falla temprana del equipo de la unidad compresora	El equipo de la unidad compresora puede presentar fallas tempranas después de la instalación del mismo	Se genera una pérdida no programada del campo o baja de productividad y quema injustificadas de gas.

Anexo B (continuación)

Probabilidad			Impacto			Prioridad	Análisis de controles					Nivel			
Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	(A, B, o C)	No existe	Descripción controles existentes	Existe y no es efectivo	Existe pero no documentado	documentado y efectivo	1	2	3	4
		X	X			B		El presupuesto anual aprobado para la gerencia del campo			X				X
	X		X			A	X					X			
		X	X			B		Estudio de los pliegos de licitación por el departamento jurídico		X				X	
	X		X			A	X					X			
	X		X			A		Cronogramas de Trabajo. Informes de supervisión de la obra			X				X
	X		X			A		Hoja de vida y mantenimiento preventivo del equipo Polizas y cláusulas de cumplimiento definidas en pliego de licitación			X				X

Anexo B (continuación)

Tratamiento	Acciones	Responsables en el Proceso
Reducir el Riesgo	Revisar periódicamente las partidas presupuestales teniendo en cuenta los seguimientos e informes técnicos de mantenimiento y operación de la unidad compresora y el sistema de inyección gas lift para determinar el momento de reposición de la unidad compresora	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Hacer un seguimiento de todo el proceso de importación desde la solicitud hasta la llegada al país y traslado a campo Río Zulia	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Verificar que se tiene en cuenta todos los requisitos de ley relacionados con el proceso de contratación y operación	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Definir un claro plan de transferencia de tecnología y conocimiento, tomando un grupo de empleados que convine la experiencia y juventud, tomando como prioridad los que hayan tenido experiencia con la tecnología que se coloca o con similares	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Supervisar constantemente los avances de la obra, buscando el cumplimiento del cronograma definido	ECOPETROL
Reducir el Riesgo	Seguimiento con las fichas de mantenimiento preventivo. Hacer cumplir todas las cláusulas de garantía del trabajo siempre y cuando se requiera	ECOPETROL

Anexo C. Normograma

Administración de Recursos Físicos	NORMOGRAMA
	<p>Decreto 1760 de 2003. Por la cual se escinde Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos.</p> <p>Decreto 855 de 1994. Normas para la venta de bienes de propiedad de las Entidades que no requieran para su servicio (Arts 14, 14 y 15)</p> <p>Ley 734 de 2002. Código Disciplinario Único, capítulo segundo, deberes.</p> <p>Resolución de reglamentación y funcionamiento de cajas menores del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.</p> <p>Resolución interna de constitución de caja menor de la ANH.</p> <p>Resolución orgánica No. 04536 de 1998. Procedimientos y acciones a seguir con ocasión de pérdida de bienes o fondos de la Nación.</p> <p>Resolución 286 de 2006. Instructivo para el manejo administrativo de bienes propiedad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.</p> <p>Normas de austeridad del gasto público.</p> <p>Plan General de la contabilidad pública.</p> <p>Circular externa No. 011/96 de la Contaduría General de la República.</p> <p>Circular instructivo para el manejo de caja menor.</p> <p>Decretos 2331-2007, 895-2008 y resolución 180606-2008 del Ministerio de minas y energía, en donde se establece el reporte de sustitución y uso de fuentes luminicas</p>
Administración de la Información	NORMOGRAMA
	<p>Decreto 1760 de 2003 Creación de la ANH</p> <p>Ley 594 de 2000 Ley General de archivos</p> <p>Resolución 045 de 4 de marzo de 2005, por la cual se crea el comité de archivo</p> <p>Acuerdo 60 de 2001 Pautas para la administración de las comunicaciones oficiales en las entidades públicas y las privadas que cumplen funciones públicas</p> <p>Acuerdo 42 del 2002 Criterios para la organización de los archivos de gestión en las entidades públicas y las privadas que cumplen funciones públicas</p> <p>Resolución 457 de 28 de diciembre de 2006, por la cual se adoptan las tablas de retención.</p> <p>Resolución 458 de 28 de diciembre de 2006, por la cual se adopta el Manual de correspondencia y archivo.</p> <p>TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES</p> <p>Directiva Presidencial 002 de 2002</p>
Gestión Contractual	NORMOGRAMA
	<p>Resolución 1 del 2008 desagregación del presupuesto</p> <p>Resolución 481 por la cual se adopta el Manual de Contratación Administrativa de 2008.</p> <p>Decreto 2474 de 2008 por lo cual se reglamenta parcialmente la Ley 80 y la Ley 1150 de 2007 sobre la modalidad de selección publicidad, selección objetiva y se dictan otras disposiciones</p> <p>Ley 80 de 1993 y sus decretos reglamentarios: Por la cual se expide el estatuto general de contratación de la administración pública</p> <p>Decreto 1760 de 2003. Por la cual se escinde Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos</p> <p>Acuerdo 35 del 2004. Por el cual se adopta el reglamento especial de contratación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.</p> <p>Acuerdo 33 de 2006. Por el cual se modifica el art 11 del acuerdo 35 de 2004.</p> <p>Acuerdo 34 de 2006. Por el cual se definen unas áreas especiales.</p> <p>Ley 598 de 2000. Por la cual se crea el Sistema de Información para la vigilancia de la Contratación estatal (SICE).</p> <p>Catálogo único de bienes y servicios (CUBS), Registro único de precios de referencia (RUPR).</p> <p>Decreto 3512 de 2003. Por el cual se reglamenta la organización, funcionamiento y operación del sistema de información para la vigilancia de la contratación estatal</p> <p>Artículo 209 de la constitución política</p> <p>Código Contencioso Administrativo</p> <p>Ley 489 de 1998. Por la cual se dictan normas sobre la organización y funcionamiento de las entidades del orden nacional, se expiden las disposiciones, principios y reglas generales para el ejercicio de las atribuciones previstas en los numerales 15 y 16 del artículo 189 de la constitución.</p>
Gestión de recursos humanos	NORMOGRAMA