

**ANÁLISIS DE BENEFICIOS Y COSTOS DE LA ADICIÓN DE UN SISTEMA
DE INYECCIÓN DE CORRIENTE ELÉCTRICA EN POZOS - SICP
ECOPETROL**

KAREM ROCIO REMOLINA MELGAREJO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES**

Bucaramanga, Agosto de 2009

**ANÁLISIS DE BENEFICIOS Y COSTOS DE LA ADICIÓN DE UN SISTEMA
DE INYECCIÓN DE CORRIENTE ELÉCTRICA EN POZOS - SICP
ECOPETROL**

KAREM ROCIO REMOLINA MELGAREJO

Trabajo de Investigación para Optar al Título de Ingeniera Industrial

DIRECTOR:

CARLOS ENRIQUE VECINO ARENAS, Ph.D.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES**

Bucaramanga, Agosto de 2009

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi agradecimiento a...

La UIS, por darme las herramientas necesarias para enfrentar una vida profesional.

Profesor Carlos E. Vecino, por su apoyo, confianza y guía durante este proceso.

Andresito, por todo su apoyo, compañía, aliento, y mil virtudes más que me dieron fuerza y ánimo.

Paola Castro, por su colaboración, guía y apoyo durante todo el proceso.

Compañeros de trabajo en la UIS y el ICP, por sus conocimientos, ánimo y apoyo incondicional.

*Este trabajo está dedicado al mejor ingeniero de sueños y metas
cumplidas, Dios.*

A mis padres y abuelos, a quienes les debo todo lo que soy.

*A mis hermanos y primos para que sea un ejemplo de vida y
superación.*

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	22
1. ACTUALIDAD DEL SECTOR PETROLERO	24
1.1. El Petróleo en el Mundo.....	24
1.2. El Entorno del Petróleo Colombiano	34
1.2.1. Ecopetrol S.A.	36
1.2.2. Los Crudos Pesados en Colombia.....	40
1.2.3. Yacimiento San Fernando, Campos Castilla y Chichimene	43
1.3. Equipos Utilizados Actualmente para Extracción de Petróleo.....	44
1.3.1. Equipo Utilizado Actualmente en Yacimiento San Fernando	52
1.4. Conclusiones sobre el análisis del Contexto Petrolero	53
Identificación de Nuevas Soluciones en Torno a la Extracción de Petróleo	54
2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE CORRIENTE EN POZOS PETROLEROS (SICP)	57
2.1. Funcionamiento del SICP	58
2.2. Componentes del Equipo.....	60
2.2.1. Sistema de alimentación	61
2.2.2. Unidad de acondicionamiento de potencia	61
2.2.3. Sistema de conducción de potencia	62
2.2.4. Sección de aislamiento	63
2.2.5. Contactor y electrodos	63
2.2.6. Sistema de retorno o de tierra.....	65
2.3. Diseño del Módulo de Potencia del SICP	65
2.3.1. Especificaciones de diseño del Módulo de Potencia	66

2.3.2. Puente rectificador	66
2.3.3. Filtro pasa bajos.....	67
2.3.4. Puente inversor o puente H	68
2.3.5. Manejador de puente H.....	69
2.3.6. Bobina de acople	70
2.3.7. Transformador de aislamiento	71
2.3.8. Sistema de control	71
2.3.9. Hardware de control.....	72
2.3.10. Sistema de adquisición de datos	74
2.3.11. Sistema de acondicionamiento de señal.....	76
2.4. Vida Útil del SICP	78
2.5. Valor de los Componentes del Sistema de Inyección de Corriente - SICP	78
2.6. Beneficios de Adicionar el Equipo en la Extracción	79
2.7. Alternativas de Disponibilidad, Suministro y Costos de Energía Eléctrica para el SICP	79
2.7.1. El Sector Eléctrico Colombiano.....	79
2.7.2. Mercado de Energía Eléctrica Mayorista	80
2.7.3. Actividades Relacionadas al Suministro de Energía Eléctrica	81
2.7.4. Compra de Energía Eléctrica	82
2.7.5. Transacción de Energía y Estructura Tarifaria.....	83
2.7.6. Contratación del Suministro de Energía Eléctrica.....	84
2.8. Comparación de Alternativas	85
2.9. Conclusiones sobre el Funcionamiento del SICP y el Suministro de Energía Eléctrica	86
3. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	88
3.1. Fases del Proceso Utilizado para la Evaluación del Proyecto	89
3.1.1. FASE 1: Identificación de necesidades y oportunidades	89

3.1.2. FASE 2: Estimación de ingresos, gastos y costos	89
3.1.2.1. Metodología utilizada para la evaluación financiera.....	93
3.1.2.2. Estimación de costos e inversiones	93
3.1.3. FASE 3: Cálculos.....	100
3.1.3.1. Análisis de variables	100
3.1.4. FASE 4: Simulación de los Resultados.....	113
3.1.4.1. FCL	113
3.1.4.1.1. Estructura utilizada en el flujo de caja.....	114
3.1.5. FASE 5: Análisis de resultados.....	118
3.1.5.1. Criterios de Decisión	119
Valor Presente Neto.....	119
Tasa Interna de Retorno	120
Relación Beneficio - Costo.....	120
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	121
4.1. Flujo de Caja Libre	121
4.2. Valor Presente Neto.....	123
4.3. Tasa Interna de Retorno	125
4.4. Relación Beneficio-Costo.....	128
4.5. Conclusiones Sobre los Resultados Obtenidos	130
5. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES	132
6. RECOMENDACIONES.....	134
7. BIBLIOGRAFÍA	135
8. ANEXOS.....	138

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Petróleo	24
Figura 2. Proyección del Consumo Mundial de Energía	27
Figura 3. Distribución Geográfica de Crudo en el Mundo al 2008	29
Figura 4. Distribución geográfica de la producción de crudo en América Latina y el Caribe	30
Figura 5. Distribución Geográfica de Reservas Comprobadas de Crudo al 2006.....	31
Figura 6. Recobro mejorado con Inyección de Agua o Dióxido de Carbono	34
Figura 7. Consumo Energético Colombiano	35
Figura 8. Producción de Crudo en Colombia	36
Figura 9. Presencia de Ecopetrol en Colombia.....	37
Figura 10. Producción Mensual de Petróleo por Ecopetrol.....	39
Figura 11. Crudo Pesado.....	40
Figura 12. Ubicación de los campos.....	43
Figura 13. Producción Cuenca Llanos Orientales.....	44
Figura 14. Plataformas Petroleras en el Mar	52
Figura 15. Unidad de acondicionamiento de potencia en un pozo de producción	59
Figura 16. Componentes de un sistema de calentamiento eléctrico.....	60
Figura 17. Sistema de alimentación - subestación eléctrica	61
Figura 18. Diagrama de Bloques del SICP	62
Figura 19. Conexiones de la unidad de acondicionamiento de potencia al <i>tubing</i>	63
Figura 20. Distribución interna de un pozo real, adecuado para calentamiento electromagnético	64

Figura 21. Módulo de medio puente y esquemático de puente completo ..	69
Figura 22. Ejemplo de manejador de medio puente y su correspondiente diagrama de bloques	70
Figura 23. Circuito esquemático para el módulo de potencia del SICP	71
Figura 24. Diagrama de bloques esquemático del sistema de control.....	72
Figura 25. Compact <i>Field Point</i> 2020	73
Figura 26. Sensor de corriente y tensión	76
Figura 27. Sensor de temperatura óptico	76
Figura 28. Modulo de adquisición de señales eléctricas y Sistema de acondicionamiento de señal para los sensores ópticos.....	77
Figura 29. Subestaciones eléctricas	80
Figura 30. Venta de Energía Eléctrica en Colombia	86
Figura 31. Esquema Modelo de Evaluación	89
Figura 32. Variación del Precio del Petróleo en Boca de Pozo.....	102
Figura 33. Históricos del Precio del Petróleo	103
Figura 34. Variación precio del dólar	106
Figura 35. Variación Inflación en Colombia	107
Figura 36. Variación de la Producción Incremental	108
Figura 37. Variación de la Disminución por Taponamiento.....	110
Figura 38. Variación de la Disminución por Fallas.....	111
Figura 39. Variación del Precio de la Energía Eléctrica.....	112
Figura 40. Flujo de Caja Libre	121
Figura 41. Gráficos de Correlación FCL	122
Figura 42. Variación del VPN	123
Figura 43. Coeficientes de Correlación VPN	125
Figura 44. Variaciones TIR	126
Figura 45. Coeficientes de Correlación de la TIR	127

Figura 46. Variación del B/C	128
Figura 47. Coeficientes de Correlación B/C.....	129

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Producción Mundial de Crudo.....	26
Tabla 2. Evolución de la demanda de petróleo.....	27
Tabla 3. Reservas Mundiales de Petróleo 2008	31
Tabla 4. Principales Descubrimientos Petrolíferos	38
Tabla 5. Estadísticas de Ecopetrol 2007	38
Tabla 6. Clasificación del Crudo según el Grado API	41
Tabla 7. Cantidad de petróleo extraído por campo.....	43
Tabla 8. Equipos Utilizados Actualmente en los Pozos Petroleros.....	48
Tabla 9. Condiciones del pozo Chichimene 18.....	52
Tabla 10. Características técnicas de la malla de tierra	65
Tabla 11. Características de los diodos que conforman el puente rectificador	67
Tabla 12. Valores de diseño para selección del puente inversor basado en IGBT's comerciales	68
Tabla 13. Valores de diseño para selección del manejador de puente inversor	70
Tabla 14. Características técnicas del <i>Field Point</i>	74
Tabla 15. Características de los sensores de tensión y corriente.....	76
Tabla 16. Características de los sensores ópticos.....	76
Tabla 17. Características del módulo analógico-digital.....	77
Tabla 18. Características del módulo analógico-digital.....	77
Tabla 19. Costos de los Componentes del SICP.....	78
Tabla 20. Precios de la Energía Eléctrica para Clientes no Regulados.....	85
Tabla 21. Contingencias Asociadas a la Adición del SICP	90
Tabla 22. Riesgos Asociados a Contingencias Negativas	96
Tabla 23. Matriz RAM	97

Tabla 24. Probabilidad de Falla	98
Tabla 25. Matriz de Cuantificación de Contingencias Negativas	98
Tabla 26. Precio del crudo	102
Tabla 27. Tasa de Cambio Dólar-Peso.....	105
Tabla 28. Variación de la Tasa de Cambio	106
Tabla 29. Variación de la Inflación en Colombia.....	107
Tabla 30. Variación de la Producción de Petróleo	108
Tabla 31. Disminución anual de taponamiento	109
Tabla 32. Probabilidad de Falla del Equipo	110
Tabla 33. Disminución de Producción por Fallas.....	110
Tabla 34. Disminución de Incremento por Fallas.....	110
Tabla 35. Variación Disminución de Producción por Fallas del Equipo ...	111
Tabla 36. Variación del Costo Energía Eléctrica.....	112
Tabla 37. Porcentaje de Regalías por Tipo de Crudo	116
Tabla 38. Variación del Flujo de Caja	122
Tabla 39. Variación del VPN	124
Tabla 40. Variaciones de la TIR.....	126
Tabla 41. Variación Beneficio - Costo	128

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Costos de los Componentes del SICP	138
Anexo 2. Depreciación.....	142
Anexo 3. Cálculo de Inversiones, Gastos y Costos	147
Anexo 4. Simulación de Variables	151
Anexo 5. Flujo de Caja Libre.....	154

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE BENEFICIOS Y COSTOS DE LA ADICIÓN DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE CORRIENTE ELÉCTRICA EN POZOS - SICP ECOPETROL*

AUTOR: KAREM ROCÍO REMOLINA MELGAREJO**

PALABRAS CLAVES: Calentamiento electromagnético, crudos pesados, inyección de corriente, sistemas de potencia, probabilísticos, simulación.

La industria del petróleo ha experimentado un crecimiento dinámico en la demanda de recursos energéticos en todo el mundo. Esto ha representado no sólo el aumento en los niveles de producción y los precios del petróleo, sino también en bienes de capital para apoyar este crecimiento. Para tal fin se ha desarrollado un nuevo dispositivo que utiliza electricidad para calentar la superficie de la tubería de extracción. Este equipo ha sido diseñado para hacer más fácil el levantamiento de crudo hasta la boca del pozo aumentando y manteniendo un flujo constante. El presente estudio tuvo como objetivo verificar la viabilidad financiera de la aplicación de este proceso de mejora, por medio del análisis de una simulación del flujo de caja incremental que se obtendrá en el pozo.

El modelo utilizado para la evaluación del proyecto es estándar y describe la estructura que permite obtener óptimos resultados a través de un sistema de escenarios con el que se busca asegurar la adecuada ejecución de las decisiones para que se den de manera exitosa.

Los datos utilizados muestran que estos pozos presentan gravedades cercanas a 12° API y ha habido incrementos en la viscosidad cercanos al 30%, lo cual genera retos adicionales a superar en el desarrollo del Campo.

* Modalidad "Proyecto de Grado"

** Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Carlos Enrique Vecino Arenas Ph.D.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF BENEFITS AND COSTS OF THE ADDITION OF AN INJECTION SYSTEM OF ELECTRIC CURRENT IN WELLS – SICP ECOPETROL*

AUTHOR: KAREM ROCÍO REMOLINA MELGAREJO**

KEYWORDS: Electrical Heating, Heavy Oil, current injection, power systems, probability, simulation.

The oil industry has seen a dynamic growth in under pressure from increasing demands for energy resources worldwide. This has represented not only increases in production levels and oil prices, but also in capital assets to support this growth. A new device that uses electricity to heat the surface along the extraction pipe is under development. This equipment has been design to make it easier for the oil to reach the mouth of the well by increasing and maintaining a steady flow. This study aimed to verify the financial feasibility of the implementation of this improved process by analyzing a simulation of the incremental cash flow to be obtained in a mature well.

The model used for project evaluation is standard and describes the structure for optimal results through a set of scenarios which seeks to ensure the proper implementation of the decisions to occur successfully.

The data used shows that these wells have gravities close to 12 ° API and there have been increases in the viscosity close to 30%, which creates additional challenges to overcome in developing the field.

* Modalidad "Proyecto de Grado"

** Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Carlos Enrique Vecino Arenas Ph.D.

GLOSARIO

API:	American Petroleum Institute. Organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros.
TUBING:	Tubería de producción encargada de transportar el hidrocarburo hasta la superficie.
YACIMIENTO:	Área de Superficie bajo la cual existe uno o más reservorios que estén produciendo o que se haya probado que son capaces de producir hidrocarburos.
GRADO API:	Clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. Sistema de Inyección de Corriente.
NYMEX:	The New York Mercantile Exchange. Bolsa mercantil de Nueva York.
REFINADO:	Proceso indispensable para la obtención de productos útiles.
SPOT:	Cotización al momento, en el instante de la transacción, en contraposición a la cotización forward o a plazo.
IN SITU:	En el lugar
RATA:	Variación por unidad de tiempo.
COAXIAL:	Cuerpo o figura que comparte un mismo eje de simetría o de rotación con otro
CASING:	Tubería del mismo diámetro del pozo, actúa para contenerlo evitando que se derrumbe.
INTERFAZ:	Conexión física y funcional entre dos aparatos o sistemas independientes
ELEMENTOS PASIVOS:	Elementos que consumen electricidad (resistencias, bobinas). Es aquel que no es capaz de entregar potencia al circuito al cual esta conectado.
CONMUTACIÓN:	Cambiar una cosa por otra.

SIGLAS RELACIONADAS

BPD	Barriles por día
Bpdc	Barriles por día calendario
BTU	Unidad Térmica Británica
CERA	Cambridge Energy Research Agency
EIA	Energy Information Administration
Gbtud	Giga BTU por día (mil millones de BTU, unidades térmicas inglesas)
GPC	Gigapiés cúbicos
Gpcd	Gigapiés cúbicos diarios (mil millones de pies cúbicos diarios)
Kbpd	Miles de barriles por día
Kbpde	Miles de barriles día
Km	Kilómetros
Mbls	Millones de barriles
Mbpe	Millones de barriles de petróleo equivalente
Mbtud	Millones de BTU por día
Mpcd	Millones de pies cúbicos por día
M\$	Millones de pesos
MUS\$	Millones de dólares
US\$/bl	Dólares por barril
WTI	West Texas Intermediate (marcador internacional para el crudo de Occidente)

INTRODUCCIÓN

Un proyecto empresarial es una iniciativa de negocio cuya meta es la obtención de un retorno económico superior o igual al esperado inicialmente, utilizando como herramientas la debida planeación, organización, ejecución y seguimiento de actividades internas, externas y evaluación de posibles riesgos para garantizar cumplimiento del objetivo básico planteado. Para asegurar el cumplimiento de estas condiciones, es necesario que el proyecto demuestre éxito y rentabilidad, por tal razón su estructura debe tener concordancia con la zona y los elementos que intervienen en él, visualizando diferentes escenarios que permitan a la empresa estar preparada para afrontar los cambios presentados durante la evolución del mismo.

La generación de proyectos debe hacer parte del proceso que permita cumplir las metas propuestas por la compañía que lo implementa, sin que exceda los gastos presupuestados y no intervenga negativamente en los objetivos estratégicos de la empresa, pero si que genere un aporte a lo proyectado, evaluando las repercusiones futuras de las decisiones actuales, utilizando todos los instrumentos que suministran la información relevante sobre la situación actual y futura de la empresa.

El modelo utilizado para la evaluación del proyecto es estándar y describe la estructura que permite obtener óptimos resultados a través de un sistema de escenarios con el que se busca asegurar la adecuada ejecución de las decisiones para que se den de manera exitosa.

La evaluación realizada se llevó a cabo siguiendo cinco fases, que inician desde la identificación de las necesidades y oportunidades, continúa con la estimación de ingresos, gastos y costos asociados, seguido por los cálculos de los resultados y la simulación del comportamiento de las variables involucradas en el proyecto y finaliza con el análisis de los resultados obtenidos. Con la utilización de este proceso se logra un uso óptimo del capital de inversión y los

recursos presupuestados, permitiendo aumentar las posibilidades de éxito y logrando una mayor efectividad de los proyectos de ECOPETROL S.A.

En los capítulos siguientes se presenta el análisis integrado de las alternativas definidas para evaluar la viabilidad de adicionar un Sistema de Inyección de Corriente Eléctrica en Pozos Petroleros en el yacimiento San Fernando. Dicho análisis se iniciará con un reconocimiento de la situación actual del sector petrolero y su problemática tanto en Colombia como en el mundo, continuará con la identificación de los componentes que hacen parte del equipo propuesto, para luego realizar la evaluación financiera, que utiliza estudios determinísticos y probabilísticos, con los cuales se analizarán las variables que influyen los resultados. Este proceso busca definir las condiciones en las que será viable adicionar el SICP.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar la viabilidad financiera de la adición de un Sistema de inyección de Corriente en Pozos Petroleros SICP, a los actuales sistemas de levantamiento de crudo, utilizados por ECOPETROL.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el diagnóstico de la situación actual respecto a la eficiencia, productividad y costos relacionado en el levante de crudo; con las tecnologías utilizadas por ECOPETROL.
- Recopilar y analizar la información sobre inversiones asociadas a las diferentes alternativas para el suministro de energía eléctrica en Colombia.
- Recopilar información estadística para estimar un intervalo esperado de los precios de crudo y costo del kilovatio hora, como variables externas requeridas para la evaluación del sistema propuesto.
- Evaluar la eficiencia producida con la adición del Sistema de Corriente en Pozos SICP como una herramienta de extracción de crudos pesados y compararla con la eficiencia de las actuales tecnologías utilizadas por ECOPETROL.
- Elaborar una metodología de evaluación financiera en la que se contemple las variantes de producción de crudo e ingresos, respecto a los costos operativos incrementales, como energía eléctrica y costo equivalente de la inversión en el prototipo propuesto; que permita definir índices de productividad y eficiencia con los que se consiga relacionar el consumo de energía y la cantidad de crudo extraído, en barriles de

petróleo; elementos con los que se evaluará la viabilidad financiera del sistema propuesto.

1. ACTUALIDAD DEL SECTOR PETROLERO

1.1. El Petróleo en el Mundo

El petróleo constituye la principal fuente energética impulsora del crecimiento y desarrollo económico del mundo. Se dice que es el energético más importante en la historia de la humanidad; un recurso natural no renovable cuya escasez, dada su singular importancia, originaría grandes desequilibrios mundiales.

La historia del petróleo como elemento vital y factor estratégico de desarrollo es relativamente reciente, de menos de 200 años, aunque desde épocas milenarias se conoce de su existencia y utilización. En 1850 Samuel Kier, un boticario de Pittsburg, Pennsylvania (EE.UU.), lo comercializó por primera vez bajo el nombre de "aceite de roca" o "petróleo". Se podría decir que a partir de entonces comenzó el desarrollo de la industria del petróleo.²



Figura 1. Petróleo
Fuente. eRenovable

El petróleo aporta cerca del 39%³ de la energía que se consume en el mundo, si a esto se suma el crecimiento de la población y sus necesidades, es muy seguro que sus reservas, además de las de carbón y gas, se acaben debido a que con el tiempo se ha ido sobrepasado el límite energético. Todo esto por que el mundo ha creado tal dependencia, que además del uso energético del hidrocarburo se han creado materiales que forman parte de los elementos básicos para la vida diaria del ser humano como la ropa, lo que ha convertido a

² ESPER, Julio. EL PETRÓLEO. 2006

³ GÓMEZ VIDAL, Pedro. Energías Renovables: Necesidades de un Cambio Energético.2006

las empresas petroleras en fortalezas que generan importantes ingresos para los habitantes de las localidades donde se encuentran ubicadas. Las comunidades y municipios que rodean el sector petrolero son un grupo de gran interés, que hace posible las operaciones en sitio; las relaciones entre las empresas y la comunidad son complejas, varían significativamente según la región, las tradiciones, la cultura local, el desarrollo relativo de la zona y las condiciones de gobernabilidad presentes en el área. Esto también eleva el nivel de vida, haciéndolo más costoso ya que sus habitantes obtienen entradas de dinero por suministrar alimentos, servicios y personal a estas empresas.

La oferta del petróleo esta concentrada y es dominada por un escaso número de productores, derivando una demanda de productos y usos finales de los refinados⁴ que ellos ofrecen al mercado; lo que origina diferentes actividades comerciales, precios y competitividades haciendo que este se convierta en uno de los más importantes productos que se negocian en el mercado mundial de materias primas. Las bolsas de Nueva York NYMEX (Bolsa Mercantil de Nueva York) y de Londres LSE (London Stock Exchange) son los principales centros donde se negocia, aunque también existe un mercado "spot"⁵ o al momento.

Los precios son regulados por marcadores o "precios de referencia", entre los que sobresalen el WTI, Brent, Dubai, entre otros, que a continuación se listan:

1. Brent Blend: Es el petróleo extraído principalmente del Mar del Norte.
2. West Texas Intermediate (WTI): Es el petróleo estadounidense.
3. Dubai: Es el que se usa para la zona de Asia-Pacífico.
4. Tapis de Malasia: Utilizado para el lejano oriente, es un petróleo ligero.
5. Minas de Indonesia: Utilizado para el lejano oriente, es un petróleo pesado.

La producción de crudo en el planeta actualmente se encuentra cercana a los 84 millones de barriles por día. De los cuales, el 70% provienen de Oriente

⁴ Refinado: proceso indispensable para la obtención de productos útiles

⁵ Spot: cotización al momento, en el instante de la transacción, en contraposición a la cotización *forward* o a plazo.

Medio, la antigua Unión Soviética y Estados Unidos⁶. Entre los países con mayor producción de crudo se encuentran el Reino Unido, Noruega, Rusia y Estados Unidos, a los que se les denomina “independientes”; de ellos, Estados Unidos es el mayor consumidor de petróleo y al mismo tiempo uno de los grandes productores. También Venezuela, México y China, aportan un significativo potencial en producción de petróleo. Venezuela es uno de los países latinoamericanos que poseen y exportan grandes cantidades de petróleo, esto le da cierta ventaja sobre otros, ya que las decisiones que toma su gobierno con respecto a su venta pueden llegar a repercutir positiva o negativamente en los países de los que es proveedor.

De acuerdo con estimativos de la Cambridge Energy Research Agency (CERA), la capacidad actual de producción en el mundo, podrá incrementarse en 20,4 millones de barriles por día para el año 2010 gracias a los aportes de Oriente Medio, la zona de la antigua Rusia, África y el resto del mundo.⁷

PAIS	CANTIDAD
Oriente Medio	7 millones
Antigua Rusia	6,3 millones
África	4,9 millones
Resto del mundo	2,2 millones

Tabla 1. Producción Mundial de Crudo

Fuente. CERA

Según proyecciones realizadas por la EIA (Energy Information Administration), en su *International Energy Outlook 2008*⁸, el consumo mundial de energía se incrementaría en un 57% desde el año 2004 hasta el 2030, pasando de un consumo de 447 a 702 cuatrillones de BTU⁹ siendo los países en vía de desarrollo, particularmente las naciones de Asia, India y China, donde se presentarán las mayores tasas de crecimiento por la solidez de sus economías, de las que se espera crezcan al 5.1% anual, comparadas con la tasa de crecimiento mundial, que se estima en 3%.

⁶ **ECOPETROL.** Carta Petrolera, Edición 110.

⁷ Protagonistas de la Oferta. Carta Petrolera EDICIÓN 110. ECOPETROL

⁸ Perspectiva Internacional 2008 de la Energía. *International Energy Outlook 2008.* Energy Information Administration. Diciembre 2008

⁹ BTU (Unidad Térmica Británica)=1 055.05585 joules

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Millones de Barriles por Día								
Puesto	1970		1985		2007		2020	
1	Estados Unidos	15,0	Estados Unidos	16,0	Estados Unidos	20,5	Estados Unidos	20,23
2	Japón	4,1	Japón	4,4	China	7,445	China	11,29
3	Alemania	2,9	Alemania	2,8	Japón	5,164	Japón	4,27
4	Reino Unido	2,1	China	1,9	Alemania	2,622	India	3,51
5	Francia	1,9	Francia	1,8	Corea del Sur	2,312	Rusia	3,18

Tabla 2. Evolución de la demanda de petróleo
Fuente. CERA

Para los países industrializados se proyecta un crecimiento de consumo energético más lento, alrededor del 1.2% anual y para las economías en transición como Europa del Este y la antigua Unión Soviética, se proyecta un crecimiento de 1.5% anual. Eficiencias que combinadas con un lento incremento en la población, hacen que estos países tengan consumos más modestos.

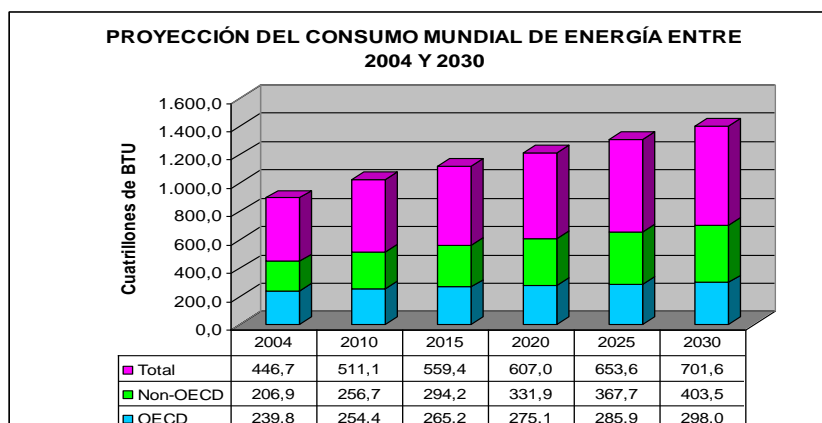


Figura 2. Proyección del Consumo Mundial de Energía
Fuente: Ecopetrol S.A.

Los países que presentaran mayor crecimiento en consumo de energía, entre 2001 y 2025, son los llamados "No Desarrollados" con un 51.5%, seguidos por Europa del Este y Antigua Unión Soviética con 28.1%. Luego se encuentra Asia Industrial, que refleja un aumento del 14.7% y Europa Occidental con 11.9%. Igualmente, se estima que en Norte América el consumo energético se incrementará en un 23.8% con respecto al consumo mundial de energía. Este

factor de crecimiento en el consumo incita a los países productores a replantear fórmulas que permitan mejorar su eficiencia y disminuir la pérdida energética para lograr balancear el consumo y el agotamiento inminente de reservas de crudo; amenaza a la que se están empezando a enfrentar todas las empresas que producen una cantidad de materiales básicos para el ser humano, debido a que su carencia afectaría la forma de vida de millones de personas en el mundo. El petróleo sigue siendo la principal fuente de abastecimiento energético primario en el mundo en un 39.3%, seguido del gas natural que participa con un 25.1%, el carbón con 22.5%, la energía nuclear con 4.81% y otras fuentes con 8%.¹⁰ El mundo consume 82 millones de barriles de petróleo por día y se estima que, en caso de mantenerse la tendencia que se ha mostrado en los últimos cuatro años, para el 2020 haya un consumo mundial de 120 millones de barriles por día, factor derivado entre otros, por el crecimiento de China y Norteamérica, mercados en los que se esperan aumentos entre 16 y 11 millones de barriles por diarios, respectivamente.

Se estima que para el año 2025 con el aumento en el consumo mundial de crudo, América Latina necesariamente implicaría aumentar su producción de petróleo casi en un 100%, situación que alcanzaría niveles similares en África, que necesitaría aumentarla en 116% y Europa del Este, en particular Rusia, que debería extraer un 43% más de petróleo.¹¹ Pero la creciente distancia entre la cantidad de petróleo consumido y la cantidad de petróleo producido genera gran preocupación en el entorno y abre paso a una pregunta, ¿Alcanzarán a cubrir estas demandas los países productores?, teniendo en cuenta que se está llegando a los límites máximos de cantidad de crudo en las reservas existentes y que la producción de este recurso natural no renovable tiende a decrecer, lo que podría llegar a afectar considerablemente la economía de los países y de las empresas que manejan el sector energético, especialmente el de hidrocarburos.

¹⁰ La Cadena del Petróleo en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia. Bogotá, 2006.

¹¹ Reservas Mundiales de Petróleo. www.fing.uncu.edu.ar

Este sector está dominado por dos grupos de compañías: las empresas transnacionales o multinacionales que tienen origen en los países consumidores y las empresas estatales de países productores en desarrollo. Este grupo de empresas es especialmente importante debido a que posee cerca del 80% de las reservas conocidas de hidrocarburos del planeta, lo que los ubica a la cabeza para crear nuevas alternativas de energía con el fin de suplir las necesidades de consumo de una creciente población mundial. Las compañías estatales concentran gran parte de su capacidad en el segmento de exploración y extracción para suministro de materia prima, y las transnacionales realizan más actividades de refinación, distribución y comercialización, debido a que son compradores netos de crudo en el mercado.

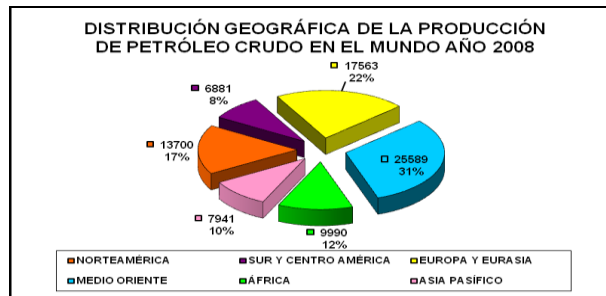


Figura 3. Distribución Geográfica de Crudo en el Mundo al 2008
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008

En América Latina se destacan principalmente empresas como Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleos Mexicanos (PEMEX), estas son las empresas estatales de los dos países más ricos en cuanto a reservas conocidas en la región. Les siguen la brasileña Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), que posee la mayor cantidad de activos en el exterior, la argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), adquirida por la empresa española Repsol y la Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol S.A.) en Colombia.

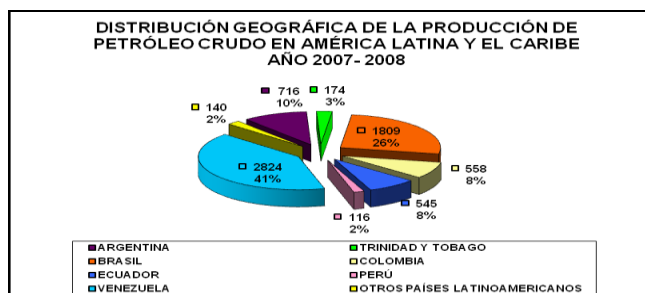


Figura 4. Distribución geográfica de la producción de crudo en América Latina y el Caribe
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007 - 2008

A nivel mundial, en el Medio Oriente es donde se origina la mayor parte de la producción actual de petróleo en el mundo, aunque este valor no llega a los altos porcentajes que tenía en los años 70s; lo más probable es que esta concentración se mantenga a futuro y la mayor parte de los suministros adicionales en los próximos años provengan de allí, siendo Arabia Saudita el principal productor que cuenta con flexibilidad para suministro adicional a corto plazo, sin disminuir sus factores de recobro. Rusia se sitúa como segundo productor con 8.54 MBPD, unos 150.000 barriles menos que Arabia Saudita, pero con 2.97 MBPD más que Estados Unidos¹².

Si el mundo continua con la tendencia de consumo y producción, los grandes generadores de petróleo podrían llegar a convertirse en la única fuente de suministro del hidrocarburo a los países que en este momento tienen baja producción o que producen lo que consumen, siendo estos los primeros afectados con el agotamiento de sus reservas, que a largo plazo generaría un encarecimiento progresivo del petróleo y sus derivados, que destrozaría el estilo de vida en muchos países. Sin el ánimo de profundizar, solo de comentar, es necesario plantear que esta posición tiene fuertes implicaciones en temas de política internacional, debido al hecho de que ser demandante o comprador implica una posición política frente a los vecinos y al mercado mismo. Por que no solo se verían afectados con el agotamiento de energía, sino también con el desabastecimiento de productos como sintéticos, pegamentos, plásticos y textiles, entre otros, creados a partir del hidrocarburo, elementos que la humanidad ha acoplado a vida diaria. Una muestra del

¹² BP Statistical Review of World Energy 2007 - 2008

decaimiento en la cantidad de crudo existente en el mundo es la comparación entre los años 1980 y 1990 donde las reservas mundiales crecieron en casi un 53%, mientras que entre 1996 y 2006 sólo ascendieron en un 15,176%¹³.

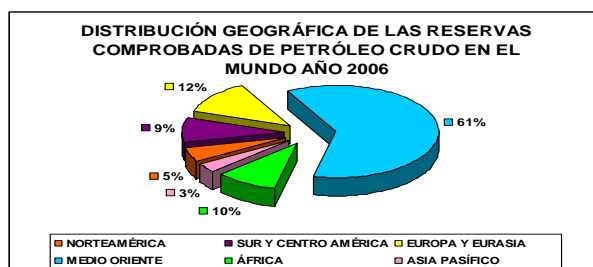


Figura 5. Distribución Geográfica de Reservas Comprobadas de Crudo al 2006
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007 - 2008

Del total de las reservas mundiales, el 74.9% están localizadas en los países pertenecientes a la OPEP (Países de la Organización de Exportadores de Petróleo), estos países producen la mayor cantidad de petróleo, que se encuentra alrededor de unos 34,2 MBPD¹⁴. La antigua Unión Soviética cuenta con el 10.6% de las reservas totales, los países No OPEP disponen del 14.4% y los OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) disponen del 6.6%. Las reservas de países que integran la OPEP se estiman en 74.9% de 1.331,7 millones de barriles que eran las reservas mundiales al año 2008, es decir los doce países que integran la organización poseen 997.4433 millones de barriles de petróleo.

Reservas Mundiales	Billón de Barriles	(%)
Arabia Saudita	264.3	20%
Irán	138.4	10%
Irak	115.0	9%
Kuwait	101.5	8%
Emiratos Árabes	97.8	7%
Venezuela	87.0	7%
Rusia	60.0	5%
Libia	41.5	3%
Nigeria	36.2	3%
Kazakhstan	30.0	2%
Otros	360	27%

Tabla 3. Reservas Mundiales de Petróleo 2008
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007 – 2008

¹³ BP Statistical Review of World Energy 2008

¹⁴ MBPD: Millones de Barriles de Petróleo por Día

A la cotización actual del petróleo estas reservas valen alrededor de 109.6 billones de dólares, casi el doble del Producto Bruto Mundial. De allí que las reservas de la OPEP hayan cobrado gran importancia, debido a que representan aproximadamente 65 billones de dólares. Por esta razón la tasa de recuperación juega el papel más importante sobre las reservas y su valor, debido a que su precio depende de las inversiones que se deban realizar en equipos y tecnología para extraer el petróleo existente en su interior, de la cantidad que se logre extraer y de las condiciones en las que se encuentre el mercado, en ese momento. Estos factores hacen que las reservas sean definidas en términos de factibilidad económica¹⁵ inmediata o a corto plazo, dependiendo de su nivel de extracción, optando por la no recuperación de las reservas conocidas y que no pueden ser rentablemente extraídas en las condiciones técnicas corrientes.

La tendencia general que demuestran los datos, es que quizá el modelo energético actual, no es totalmente sostenible en el tiempo; esto se percibe cuando se están agotando las reservas de petróleo y que se han divisado otras fuentes de energía para las que el mundo no está totalmente preparado, ya que implicarían desde cambios de infraestructura hasta cambios en el estilo de vida de los seres humanos y por ende, en los ingresos económicos de cada país; lo que podría desencadenar una posible crisis económica a los países productores que basan la mayoría de sus ingresos en la venta del crudo, como consecuencia del agotamiento del recurso antes de encontrar un reemplazo con el cual se suplan muchas de las necesidades actuales.

El aprovechamiento de la cantidad de crudo en reservas depende de los métodos utilizados para su recuperación. Su extracción se realiza perforando el lugar donde se encuentra el yacimiento y el petróleo fluye hacia la superficie del pozo por medio de una tubería conocida como Tubing, subiendo por acción de su propia energía, que es generada por la presión subterránea y por los elementos que lo acompañan como el gas y el agua. Esta explotación se

¹⁵ **Factibilidad Económica:** Medida de eficacia de los costos asociados a un proyecto o a una solución.

denomina primaria y permite obtener un 15% del crudo, aproximadamente. Si este procedimiento es acompañado de métodos ratificales¹⁶ como el bombeo, se puede obtener entre 25 y 35% del petróleo in situ¹⁷; pero si se trata de petróleos viscosos o crudos pesados, la extracción puede ser inferior al 10%¹⁸, lo que los hace menos atractivos para las compañías petroleras por su alto costo de extracción y tratamiento, que contrasta con su bajo precio de venta. El costo de elevar este tipo de crudo hacia la superficie es muy alto, teniendo en cuenta los gastos como explotación, impuestos, seguros y rendimientos de capital¹⁹.

Para contrarrestar este efecto económico, cuando no existe presión en el pozo, se utiliza un balancín o machín, el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo que succiona el petróleo hacia la superficie. Pero a pesar de este esfuerzo, sólo se logra la extracción del 50 o 60% del crudo existente en el yacimiento²⁰. Cuando el valor de la extracción sobrepasa la ganancia obtenida por su venta, la petrolera opta por abandonar el pozo, demostrando, nuevamente, que existe una relación directa entre los precios del crudo y el porcentaje de recuperación. Es así como se hace necesario utilizar en el pozo métodos que permitan un máximo aprovechamiento de la cantidad de crudo existente; estos se conocen como “métodos de recobro mejorado” y se utilizan por varias razones, entre ellas:

- Para evitar el desperdicio de la energía natural del yacimiento.
- Para recuperar volúmenes adicionales de petróleo, llamados también reservas adicionales o secundarias.
- Para reponer y mantener la presión del yacimiento.

Uno de los métodos mas utilizados es la inyección de agua, vapor o gas a través del mismo pozo productor o por medio de pozos inyectores paralelos a

¹⁶ Métodos de Recobro Mejorado

¹⁷ **In situ**: En el lugar

¹⁸ **CACERES**, Omar; Proyecto: Alternativas para el Tratamiento y Transporte de Crudos Pesados. COLCIENCIAS – ICP ECOPEPETROL. 2005.

¹⁹ **MARTINEZ CASTILLO**, Edwin Hernando. Programa Ahorro, Uso Racional y Eficiente de Energía, **PAURE. 2006**

²⁰ **CARRILLO**, Rafael y **SANDOVAL**, Arturo. Estudio y Análisis del Tratamiento de los Crudos Pesados del Campo Castilla. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1983.

éste. La inyección de gas se utiliza en casos en que el petróleo es muy viscoso, aumentando la temperatura del yacimiento para disminuir viscosidad.

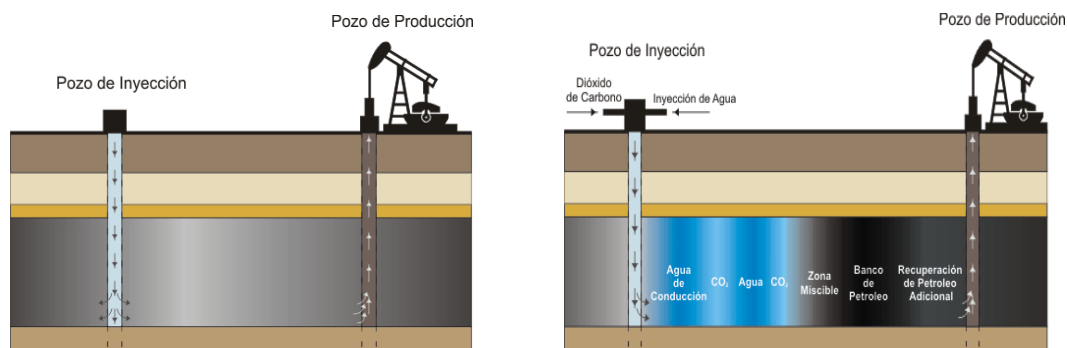


Figura 6. Recobro mejorado con Inyección de Agua o Dióxido de Carbono
Fuente: Ecopetrol S.A.

1.2. El Entorno del Petróleo Colombiano

Colombia es uno de los seis países de Latinoamérica que cuentan con un potencial significativo de petróleo. Este producto es la mayor fuente de divisas del país y representa el 27% del total de las exportaciones²¹. Tiene reservas petroleras probadas que se estiman en 1.478 millones de barriles, que representan el 0,2% de las reservas mundiales. Esta industria es altamente sofisticada y diversificada, en las áreas de exploración y producción, refinerías y manufacturas petroquímicas, proveedores de petróleo y servicios de gas, asesoría y consultoría, y otros elementos claves en el sector.

Colombia se convirtió en un exportador de petróleo en los años 80s después de realizar importantes descubrimientos en los pozos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. La producción petrolera del país creció de los 126,000 BPD²² en 1980 a 816,000 BPD en 1999 y 545.000 BPD en 2006, y las exportaciones de petróleo alcanzaron los \$3.913 millones de dólares en el 2007, equivalentes a un volumen vendido de 175.050 barriles diarios. Actualmente, se estima que las reservas potenciales del país están en el orden de los 47 billones de barriles de petróleo equivalente, pero se calcula que más del 80% del territorio

²¹ Agencia Nacional de Hidrocarburos. El Mercado Energético Colombiano. www.anh.gov.co. 2007

²² Bpd: Barriles de petróleo por día

nacional se mantiene inexplorado, debido a efectos de inversión económica, de impacto social, en algunos casos culturales (teniendo en cuenta territorios indígenas) y de impacto ambiental.

El petróleo y sus derivados siguen siendo la principal fuente de abastecimiento energético del país, con el 39.8% del total, seguidos por la leña y el bagazo cuyo consumo agregado representa el 20.2%. El consumo de electricidad, gas natural y carbón representan el 13.4%, 11.3% y 7.9% respectivamente.²³ El sector transporte ocupa el primer lugar en consumo de derivados del petróleo, siendo el ACPM, el más utilizado.

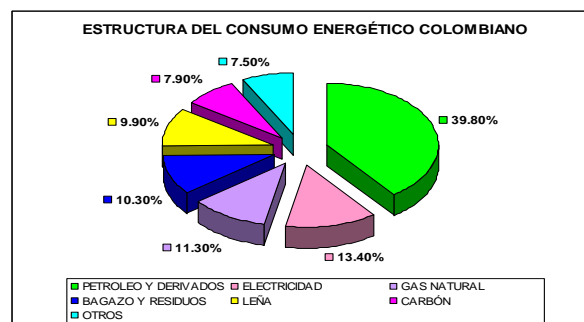


Figura 7. Consumo Energético Colombiano²⁴
Fuente: La Cadena del Petróleo en Colombia

El sector industrial es el segundo consumidor de energía, con niveles cercanos al consumo de transporte. El tercer lugar corresponde al sector residencial, donde se presenta una rápida expansión del uso del gas natural para usos térmicos.

En los últimos años las reservas remanentes de petróleo han presentado reducciones del orden de 9.32% promedio anual, en tanto que la producción anual acumulada es del orden de 200 millones de barriles de crudo y como indican los datos, seguirá una tendencia de decaimiento. Con estos hechos, Colombia transita de la misma forma que el mundo hacia escasez de petróleo y a la vez hacia el uso de nuevas fuentes de energía, por que a pesar de que

²³ REPÚBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La cadena del Petróleo en Colombia. Bogotá, 2007

²⁴ REPÚBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La cadena del Petróleo en Colombia. Bogotá, 2007

todavía quedan reservas de crudo en el mundo, este va a ser más difícil y caro de extraer por que el petróleo fácil y barato ya se consumió.

La producción promedio de petróleo en el año 2002 fue de 578,000 BPD²⁵, disminuyendo en 4.3% con respecto al 2001. En el 2003 la producción promedio fue de 541,332 BPD de los cuales el 20.8% correspondieron a producción de ECOPETROL, 75.57% a producción en asociación y 3.54% a producción por concesión. Durante el 2004 el comportamiento de la producción fue semejante al de los años anteriores y la producción promedio fue de 520,000 barriles al día, de los cuales en asociación se produce el 73.5%, ECOPETROL el 23.4% y el restante 3% corresponde al esquema de concesiones. Para el 2006 la producción nacional de crudo alcanzó los 529.000 BPD, un tanto superior a los 526.000 BPD de 2005 (Ver Figura). Durante el 2007 la producción nacional fue de 531.000 BPD.

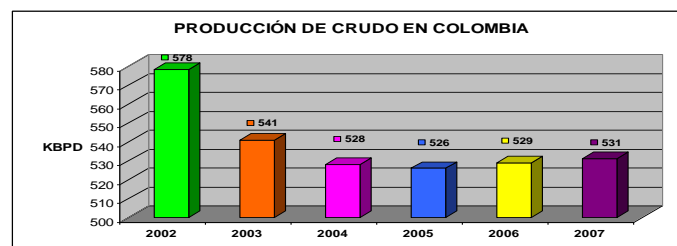


Figura 8. Producción de Crudo en Colombia
Fuente: La Cadena del Petróleo en Colombia

Según estadísticas oficiales, las reservas petroleras probadas en el territorio colombiano son de unos 1.600 millones de barriles y se estima que Colombia será autosuficiente en petróleo hasta el año 2012.²⁶

1.2.1. Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia; pertenece al grupo de las 35 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica. Siendo dueños absolutos de la infraestructura de transporte y refinación del país, cuentan con

²⁵ BPD: Barriles de petróleo por día

²⁶ Dingliang, Yu. Colombia Busca este Año Desarrollar Industria Petrolera. 2007

un amplio conocimiento geológico de las diferentes cuencas existentes. Poseen campos de extracción en gran parte del territorio colombiano, dos refinерías y puertos para exportación e importación de combustibles.

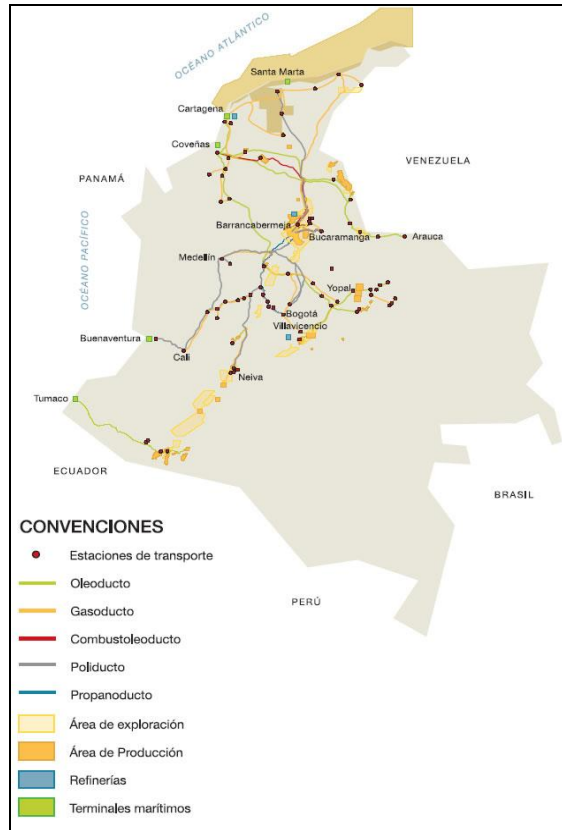


Figura 9. Presencia de Ecopetrol en Colombia
Fuente: Ecopetrol S.A.

Entre sus principales campos descubiertos se encuentran:

Nombre	Año de Descubrimiento	Reservas Millones de Barriles
La Cira-Infantas	1918	800
Tibú	1940	270
Casabe	1941	300
Velásquez-Palagua	1946	300
Yariguí	1954	200
Provincia-Payoa	1960	300
Río Zulia	1962	140
Orito	1963	240
Castilla	1969	320
Chuchupa	1972	7 Terapias cúbicos de gas
Apiay-Suria	1981	215
Caño Limón	1983	1250
San Francisco	1985	150
Cusiana	1989	750

Nombre	Año de Descubrimiento	Reservas Millones de Barriles
Cupiagua	1993	510
Guando	2000	130
Gibraltar	2003	630 Gigapies cúbicos de gas
		15 Millones de barriles

Tabla 4. Principales Descubrimientos Petrolíferos

Fuente: Ecopetrol S.A.

Las reservas probadas de crudo de Ecopetrol S.A. pasaron de 1.099 Millones de barriles (MBLs) en 2005 a 1.177 en 2006. Igualmente se registró un incremento en la producción de sus campos de operación directa, pasando de 138.000 barriles de petróleo por día (KBPD) en el 2005 a 157.000 en el 2006. La producción de crudos pesados fue de 88.000 BPD notándose un incremento del 16% con respecto al 2005 en el que se produjeron 75.000 BPD, siendo Castilla el campo con la mayor producción, 59.000 BPD en el 2006, 13% más que en el año anterior²⁷. Estos hechos se deben al aumento del factor de recobro en campos maduros y al desarrollo de los proyectos de crudos pesados y gas en los que esta invirtiendo Ecopetrol. Estos campos ofrecen ahora una opción viable a la producción e ingresos de la empresa ya sea por venta de sus derivados en el país o por su exportación. Lo que brinda una plataforma financiera para el desarrollo e investigación de nuevas alternativas energéticas de suministro y también para buscar nuevas reservas que atenúen o mitiguen el agotamiento del recurso, en un futuro cercano.

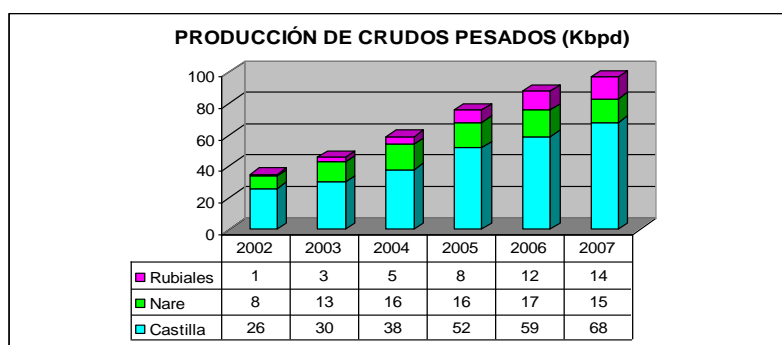


Tabla 5. Estadísticas de Ecopetrol 2007

Fuente: Ecopetrol S.A.

²⁷ ECOPETROL. Balance récord de Ecopetrol en 2006. www.ecopetrol.com.co

Ecopetrol ha venido reforzando su estructura y su producción con el desarrollo de campos que tienen mucho potencial en cuanto a cantidades de crudo se refiere y aunque en su mayoría sea pesado, la empresa ha venido creando estrategias para aprovecharlo al máximo, buscando que sea éste el que prolongue el abastecimiento de energía y a la vez le permita a la empresa generar ingresos que pueden ser utilizados para explorar nuevos campos y nuevos combustibles. Además del mantenimiento de los campos y los compromisos sociales con las comunidades que implican un costo económico. Actualmente, ECOPETROL dispone de 2'752.114 hectáreas para exploración; de las cuales han sido perforados un total de 19 pozos, de estos ocho son productores y once son inyectores, estos últimos son pozos cuya profundidad es mayor que sus dimensiones máximas a nivel de la superficie y se usan para impulsar el petróleo hacia la superficie usando gas o agua, entre otros.

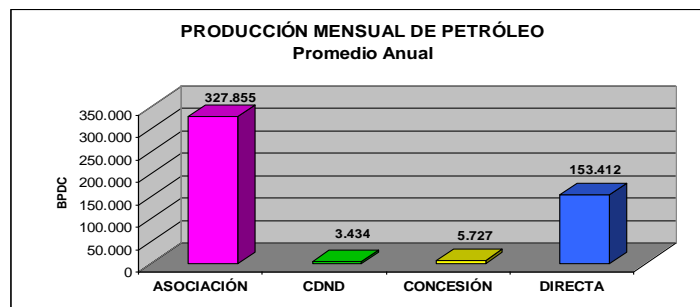


Figura 10. Producción Mensual de Petróleo por Ecopetrol
Fuente: Ecopetrol S.A.

La extracción de petróleo aumentó en cerca de 1.000 barriles por día durante el periodo 2005-2006, incrementando también los niveles de producción. Entre los campos destacados se encuentran Castilla, Cantagallo y La Cira, que aumentaron su producción en más del 30%. Esto es el resultado de la estrategia implementada por la empresa para aumentar el factor de recobro en campos maduros, que busca optimizar los sistemas de levantamiento, revivir proyectos que apuntan a reservas probadas no desarrolladas y desarrollar el potencial de reservas de crudos pesados en campos como Nare, Castilla, Chichimene, Apiay, Rubiales y Cocorná.

Durante el 2007, Ecopetrol perforó 13 pozos en territorio nacional, siguiendo con sus planes de alcanzar para el 2011 su meta de tener una producción propia de 500 mil barriles diarios de petróleo, para lograr extender la autosuficiencia petrolera del año 2011 hasta 2014 con un incremento del 9% en las reservas probadas remanentes. También se espera llegar a explorar 28 pozos promedio anual para el 2025 en el país y en promedio 8 cada año internacionalmente.

Ecopetrol, es reconocida internacionalmente por su potencial de crudos pesados, lo que ha hecho que la empresa cree estrategias para afrontar el declinamiento del petróleo y para lograr un mayor aprovechamiento del recurso que hay en suelo colombiano. Estas inversiones se traducen en beneficios económicos y sociales para el país, sobre todo si se tiene en cuenta la constante variación del precio del petróleo. La estrategia implementada por la empresa proyecta un clima de confianza para los socios y también para los colombianos que no nos hemos percatado de la incidencia económica, social y hasta política, que tiene una posible escasez del energético más importante del mundo, en un país en vías de desarrollo.

1.2.2. Los Crudos Pesados en Colombia

La disminución de los niveles de petróleo esta ocurriendo en Colombia de la misma forma que en el resto del mundo. A través del tiempo ha ido decreciendo el nivel de producción de crudos livianos en el país, lo que hace que se empiece a ver el crudo pesado como una alternativa en generación de combustible, que irremediamente se ha constituido en un reto nacional en temas de extracción.



Figura 11. Crudo Pesado

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Los crudos pesados están considerados como de menor calidad, debido a la difícil labor que implica su procesamiento y transporte.

Aceite crudo	Densidad (g/cm³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Tabla 6. Clasificación del Crudo según el Grado API

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Entre más grados API²⁸ tenga un crudo, mejor es su calidad. Los petróleos de mejor calidad son denominados como "livianos" y/o "suaves" y "dulces", que son los que tienen un mayor grado API.

Hace tres años la declinación anual promedio era de 12%, por esta razón, Ecopetrol ha empezado a aumentar el nivel de extracción y producción de este tipo de crudos en campos como Castilla, que actualmente aporta una cantidad superior a los 60.000 barriles de crudo pesado por día. Se estima que en la actualidad, el 64% de las reservas mundiales corresponden a crudos extrapesados, de menor grado API y el 36% a crudos convencionales. Aproximadamente el 90% del crudo extrapesado en el mundo se encuentra en el yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco, a una temperatura aproximada de 53°C, en estado líquido.

En Colombia se calcula que las reservas de crudos pesados en los distintos campos descubiertos alcanzarían los 1,477 millones de barriles²⁹; y se podrían conseguir los 170.000 barriles por día en el 2010. El Campo Castilla posee reservas entre 800 y 1.000 millones de barriles. El potencial de crudos pesados que posee Colombia se concentra en dos cuencas principales: la cuenca Llanos y la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Allí se encuentra el 99% del

²⁸ Gravedad API *American Petroleum Institute*: Medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua.

²⁹ CÁRDENAS, Jennifer. Un crudo que vale lo que pesa. Carta Petrolera. Edición 116. 2006

crudo pesado, con menos de 15° API, que tiene el país. La cuenca Llanos Orientales está compuesta por los campos Castilla, Chichimene y Apiay-Suria. De este terreno, solo se está explotando el crudo pesado del campo Castilla, específicamente en la formación K1 y K2, y se calcula que las reservas producidas en este campo ascienden a cerca de 140 millones de barriles (Mbls).

Estos campos brindan una oportunidad potencial para el desarrollo de un crudo que estuvo por mucho tiempo aislado y hasta ignorado por sus difíciles propiedades y alto costo; ahora las empresas del sector tienen en sus manos la posibilidad de convertirlo en una fortaleza productiva con la denominada estrategia “reto de crudos pesados”, por las cantidades que se encuentran en estos campos y las posibilidades que se abren en el tema de equipos creados para realizar una extracción un poco mas económica y eficiente. Sin dejar de lado el avance que se ha tenido en petroquímica para tratarlo, mejorar sus características con destino a la comercialización y posicionarlo hacia un mejor precio, aprovechando las alzas que se están presentando en el mercado del hidrocarburo y la inminente escasez que se vislumbra.

En algunos campos del Magdalena Medio se han comenzado a probar técnicas de recuperación como el recobro térmico, que consiste en calentar el petróleo pesado que yace a más de 2.000 pies de profundidad para hacerlo fluir con mayor facilidad hacia la superficie y así, optimizar el proceso de extracción. A través de generadores especiales alimentados por cerca de 3,5 millones de pies cúbicos de gas diarios, se inyecta vapor caliente a 500°F en cada pozo por espacio de ocho a quince días continuos. Luego de este período se deja el pozo en remojo tres o cuatro días para permitir que el vapor caliente el yacimiento. Posteriormente, el pozo entra en producción a través de bombeo mecánico durante un espacio de seis meses hasta que se enfríe nuevamente el yacimiento y requiera de nuevo la operación de inyección cíclica de vapor. Una vez extraído el crudo, se lleva a los separadores normales y de allí es conducido a los separadores electroestáticos, donde a través de electricidad se

le termina de retirar el agua, hasta que el crudo quede con un contenido por debajo del 1% de agua.

La comercialización de los crudos pesados es más compleja para el país, ya que sus mezclas se venden entre 15 y 22 dólares por debajo de las cotizaciones actuales de los crudos marcadores internacionales.

1.2.3. Yacimiento San Fernando, Campos Castilla y Chichimene

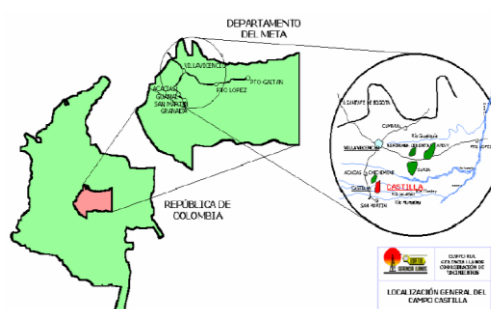


Figura 12. Ubicación de los campos
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

El principal campo de los Llanos Orientales es Castilla, mayor productor de crudo pesado en Colombia y primer campo de operación directa de Ecopetrol. Este campo que pertenece a la Formación San Fernando, ha duplicado su producción en 60 mil barriles por día en tres años, y se prevé que llegue a 90 mil barriles por día en el año 2009. Los campos Castilla y Apiay, pertenecientes a la formación, poseen reservas probadas y no probadas de crudos pesados y extrapesados que oscilan entre 800 y 1.000 millones de barriles.³⁰

Barriles-día/mes en 2007	Enero	Febrero	Marzo
Castilla Norte	36.132,20	35.676,10	34.380,90
Castilla	17.011,40	19.003,40	20.166,30
Chichimene	6.021,60	6.108,60	5.686,90

Tabla 7. Cantidad de petróleo extraído por campo
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

³⁰ **ECOPETROL.** Estadísticas de la Industria Petrolera. www.ecopetrol.com.co. 2008

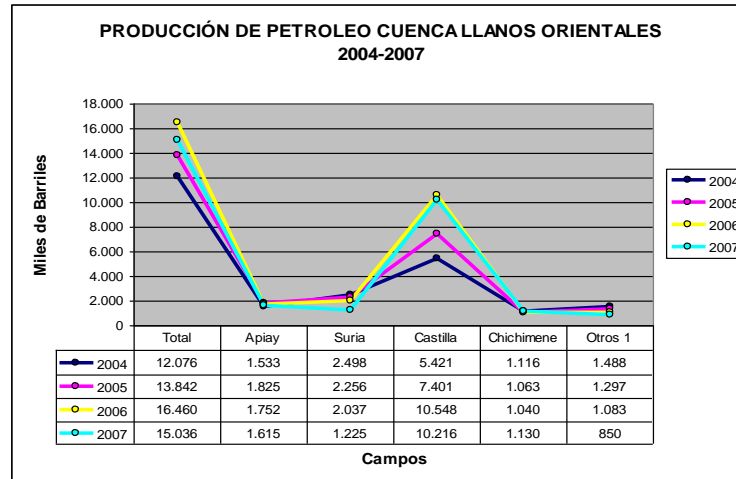


Figura 13. Producción Cuenca Llanos Orientales
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

La producción de crudo que controla la Superintendencia de Operaciones de Apiay en el departamento del Meta, alcanzó 84 mil barriles diarios, entre los meses de enero y junio de 2007, representando una caída de -9.8% frente a los resultados del mismo período en el año anterior. Tal variación negativa se dio, básicamente, por el decrecimiento del 4.2% observado en la extracción del área Castilla, teniendo en cuenta que, por campos de explotación, este centro contribuyó en el primer trimestre de 2007 con el 67.9% del consolidado departamental, registrando 57 mil barriles diarios³¹.

Los Campos Castilla y Chichimene, como se había mencionado, pertenecientes a la Formación San Fernando producen 127 MMbbls (millones de barriles) de crudo, en reservas probadas poseen 284 MMbbls y reservas no probadas (probables y posibles) entre 356 y 880 MMbbls; las densidades de estos crudos oscilan entre 9 y 12 grados API. El proyecto San Fernando apunta a producir 100 Millones de Bbls pertenecientes a reservas probadas no desarrolladas (RPND) de crudo extrapesado de 9 grados API.

1.3. Equipos Utilizados Actualmente para Extracción de Petróleo

El Levantamiento Artificial es un proceso continuo dividido en 5 pasos³²:

³¹ Informe Regional Llanos Orientales. Segundo Trimestre 2007

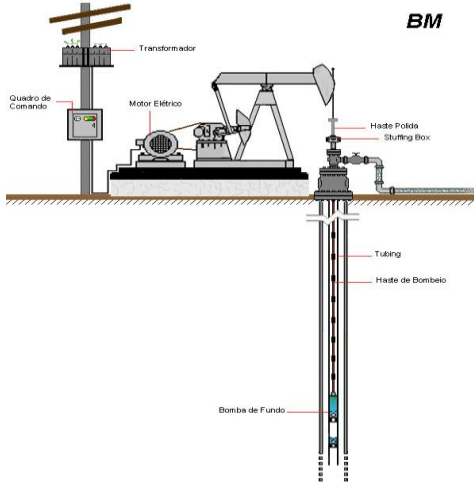
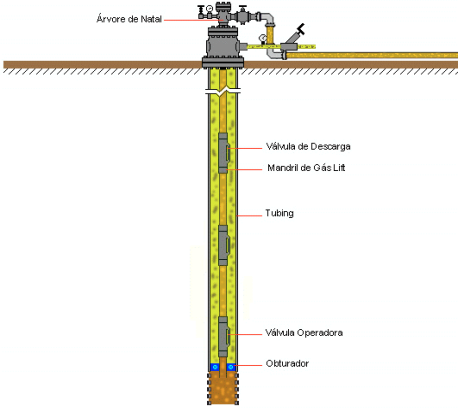
³² Production Engineering Objectives. Wood Group PLC. Houston, TX. 2007

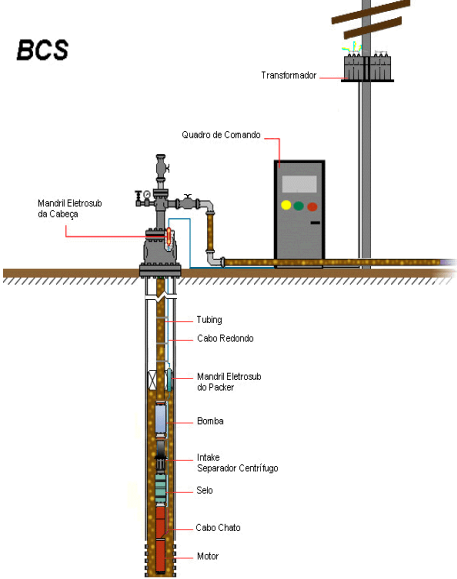
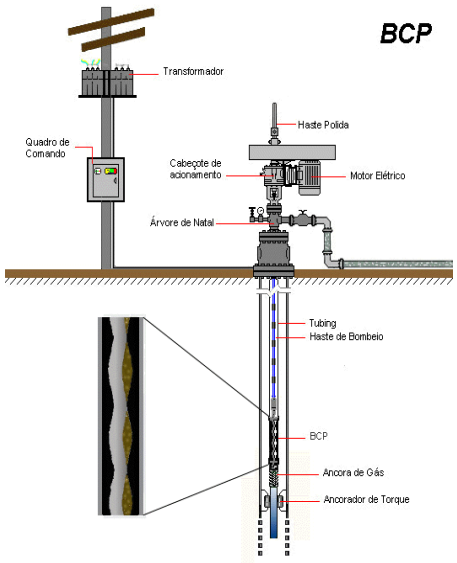
1. Selección del método de levantamiento artificial.
2. Evaluación de la producción, ya que esta condiciona la definición del equipo, en ella se valoran los niveles de producción, el control de fracaso y la supervisión de la estrategia para proteger bien el equipo.
3. Supervisión de los datos de producción.
4. Supervisión del funcionamiento del equipo.
5. Evaluación de fracaso del equipo.

Los métodos de levantamiento artificial utilizados para el mejoramiento de la extracción de crudo en el mundo son:

- Bombeo con balancín
- Levantamiento Continuo de Gas
- Bomba Electro-Sumergible
- Bombeo de Cavidad Progresiva
- Bomba Hidráulica de Motor o Chorro
- Levantamiento Intermitente de Gas
- Bomba Hidráulica
- Levantamiento por Inmersión o Émbolo
- Levantamiento Automático de gas
- Otros Métodos tradicionales
- Etc.

Características de los diferentes Equipos para levantamiento artificial:

Bomba de Balancín	Levantamiento Continuo de Gas
 <p>Transformador Quadro de Comando Motor Eléctrico Haste Palanca Shutting Box Tubing Haste de Bombeio Bomba de Fundo</p>	 <p>Árvore de Metal Válvula de Descarga Mandril de Gas Lift Tubing Válvula Operadora Obturador</p>
<ul style="list-style-type: none"> • El método resulta familiar a ingenieros y operadores y tiene diseño simple. • El equipo requiere baja inversión de capital para una baja producción a medianas profundidades. • El equipo requiere alta inversión para altos índices de flujo en pozos profundos. • Permite niveles muy bajos de fluido (baja presión de fluido en el fondo del pozo). • El equipo presenta una limitación con el tamaño de la cubierta. • Se puede adaptar para ser automatizado. • No es muy conveniente para ser utilizado en pozos torcidos. • Tiene su principal aplicación en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. • No se recomienda cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba. • Sus costos de operación son relativamente bajos y tiene amplia adaptación a las condiciones de los pozos. 	<ul style="list-style-type: none"> • El equipo requiere baja inversión cuando es utilizado en pozos profundos. • Es más eficiente para una alta RGL (Relación Gas-Líquido). • Se requieren bajos costos operativos para producción de arena. • Es Flexible. • Puede ser adaptado a agujeros torcidos. • Capaz de producir altos índices de flujo • Requiere una fuente con alta presión de gas. • En un pozo muy profundo puede no alcanzar presiones para que el fluido se eleve. • La cubierta y las tuberías deben resistir la presión del gas. • Presenta condiciones de operación flexibles para un extenso rango de presiones de inyección. • Operación tradicional con presión de inyección. • Desempeño confiable en ambientes de alta presión y aguas profundas. • Permite manejar grandes volúmenes de producción, incluyendo la producción de agua y sedimentos.

Bomba Eléctrica Sumergible	Bombeo de Cuidad Progresiva
<p style="text-align: center;">BCS</p> 	<p style="text-align: center;">BCP</p> 
<ul style="list-style-type: none"> • Puede producir altos índices de fluido a baja y mediana profundidad. • Bajos costos de inversión cuando es utilizado a bajas profundidades. • El equipo es adaptable a la automatización. • El tamaño de cubierta no es crítico para altos niveles de flujo. • El diseño de cable eléctrico es el eslabón más débil. • Requiere una fuente estable de electricidad. • Requiere mas trabajo para remover el equipo. • El método es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. • Los consumos de potencia por barril son elevados, especialmente en crudos viscosos. • La bomba Electrosumergible puede ser utilizada en pozos con altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido (RGL). • Su tecnología es la más complicada y 	<ul style="list-style-type: none"> • Las bombas de Cuidad Progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero, generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. • El bombeo de cuidad progresiva se caracteriza por operar a bajas velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua. • Son ideales para manejar crudos de mediana y baja gravedad API. • Es el método preferido en el caso de no tener grandes presiones o en caso de tener intrusiones de arena ya que las bombas pueden operar sin destruirse en sus partes mecánicas ni tener un desgaste excesivo. • Es un sistema bastante nuevo originado en Canadá. Su costo inicial y operativo es muy bueno, pero tiene algunas limitaciones de aplicabilidad que impiden que se difunda en forma masiva • Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua,

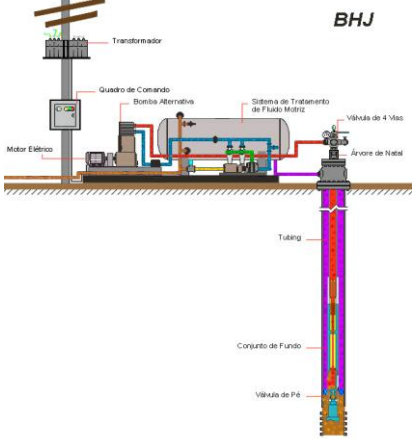
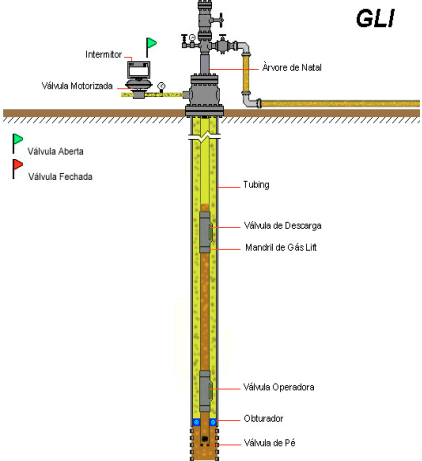
<p>cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas. 	<p>así como también son ideales para manejar crudos de mediana y baja gravedad API.</p>
<p align="center">Bomba Hidráulica de motor</p>	<p align="center">Levantamiento Intermitente de Gas</p>
	
<ul style="list-style-type: none"> • Los sistemas de Bombeo Hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Con este método puede obtenerse menor presión de fondo que en el flujo continuo y con menor relación de gas de inyección. • La tasa de producción máxima es limitada pero constante. • Pueden recuperarse las válvulas usando guaya o tubería. • Los puntos de falla se reducen. • Este tipo de Método de Levantamiento Artificial permite manejar grandes volúmenes de producción, incluyendo la producción de agua y sedimentos. Además cuenta con la flexibilidad de distribuir gas a varios pozos con una sola planta de compresión, y de recuperar las válvulas con guaya fina o tubería

Tabla 8. Equipos Utilizados Actualmente en los Pozos Petroleros
Fuente: Production Engineering Objectives. Wood Group PLC

Estos métodos de levantamiento artificial, generalmente son utilizados en:

- Pozos de petróleo
 - Cuando la producción necesita ayuda.
 - Con la producción aplazada.
 - Con una producción estable.

- Pozos de gas o Pozos de CBM (Metano en Capas de Carbón)
 - Para remover el condensado o el agua de los pozos.

Para las empresas petroleras, el objetivo principal es usar y manejar técnicas de levantamiento artificiales que aumenten la rentabilidad y sean beneficiosas para la operación y el medio ambiente, además de tener en cuenta la productividad de un pozo en cuestión de sostenimiento en el tiempo. Se enfocan en obtener resultados económicos positivos que recuperen la inversión realizada al extraer el petróleo y les permita alcanzar ganancias, utilizando diferentes métodos de recobro aplicables a las características de cada pozo, buscando mejor eficiencia en la extracción. Cada método aplicado tiene sus propias características. Siendo "el mejor" método un equilibrio de capacidades, restricciones, índices de flujo de producción, inversión y gastos operacionales que maximicen el beneficio "esperado".

Los factores determinantes en el diseño de un equipo para recobro mejorado son:

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas donde se realizara el recobro.
- Los mecanismos de producción existentes en las zonas o yacimientos a recobrar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.

- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.

El número de opciones viables y ventajas o desventajas de los métodos para un uso específico depende de dos factores, el Tipo de Pozo y la Infraestructura existente:

- Tipo de pozo:
 - Terrestre
 - A cierta distancia de la costa
 - Terminación seca
 - Pozo Satélite
 - Condiciones sumamente ásperas (ártico, desierto, etc.)
- La infraestructura existente para:
 - Pozo remoto
 - Nuevo pozo en un nuevo campo
 - Nuevo pozo en un campo existente
 - Existencia de un pozo en un campo existente

Para la mayoría de las empresas "El mejor método" o el "más aplicable" por lo general, no es el que tiene los índices de flujo más altos, ni la eficacia más alta, ni gastos inferiores de inversión u operación, el mejor método es el que maximiza el beneficio último. Esta maximización, casi siempre es obtenida usando varios métodos de levantamiento artificial durante la vida de un pozo y generalmente, estos métodos son costosos pero dadas las características se procede selectivamente en función de cada uno.

El desarrollo de los nuevos procedimientos de recuperación esta ligado a la evolución de los precios del petróleo. La utilización de métodos avanzados implica una elevación de los costos técnicos que se hacen rentables si dichos costos son compensados con aumento en la producción y en los precios del

crudo. Los costos se determinan por la cantidad de inversiones en desarrollo, necesarias para obtener la capacidad de producción. El incremento neto en capacidad de un periodo a otro es determinado por la nueva capacidad que puede ser desarrollada en un tiempo dado y con ciertas cantidades de inversiones, que también se relaciona con la cantidad previsible de la capacidad perdida a través del declive de la producción.

La producción de crudo se caracteriza no solo por que la cantidad de reservas conocidas se consume a medida que se produce, sino también por que la tendencia de la rata de la producción esperada de un campo, declina. Esta característica origina la necesidad de constantes inversiones para producir cantidades que mantengan un nivel fijo de producción. Por esta razón el desarrollo de las reservas existentes es clave para posponer la fecha de pérdida de autoabastecimiento.

Para poder producir petróleo, las empresas incurren en costos técnicos y costos económicos, entre los que se encuentran exploración y explotación, costos de desarrollo, costos de la actividad petrolera fuera de tierra y costos de transporte; sin embargo Colombia no se ha quedado atrás en soluciones frente al tema, por lo que adelanta proyectos ambiciosos como por ejemplo, el denominado Oleoducto de los llanos orientales. Estos surgen en las diferentes fases esta actividad y varían de acuerdo a la localización del crudo. La producción de crudo existente se puede aumentar por la construcción y empleo de equipos de perforación sobre el mar (figura 14), que se instalan, manejan y mantienen en una plataforma situada lejos de la costa, en aguas de una profundidad de varios cientos de metros. Esta plataforma puede ser flotante o descansar sobre pilotes anclados en el fondo marino, y resiste a las olas, el viento y en las regiones árticas, a los hielos³³.

³³ **ESPARZA**, Luz Elena. Impacto Económico y Ecológico del Petróleo. Tesis de Grado de Química. Universidad Industrial de Santander.2004



Figura 14. Plataformas Petroleras en el Mar
Fuente: Wood Group PLC

1.3.1. Equipo Utilizado Actualmente en Yacimiento San Fernando

Actualmente, en el yacimiento San Fernando esta siendo utilizado el equipo Bes-Viper que se implemento en el pozo Chichimene 18 producido de la Formación T2 “San Fernando”, bajo las siguientes características:

- El pozo actualmente se encuentra cañoneado 44’ de un espesor neto de 240’.
- El crudo producido corresponde a un crudo extrapesado de 8.7 API.

Las condiciones del pozo con las cuales se diseño el equipo son las siguientes:

NOMBRE	CHICHIMENE-18
Grados API	8.2
PL	2 BPD/PSI
FLUJO	3911 BFPD (Sin Agua)
PIP	900 PSI
FRECUENCIA	53 HZ
PROFUNDIDAD DE BOMBA	500 Ft.
TEMPERATURA DE SUPERFICIE	120 °F
TEMPERATURA BOTT.	186 °F
PRESIÓN DE YACIMIENTO	3314 PSI
PRESIÓN BURB.	622 PSI
TOP PERFORACIÓN	7800 FT.
PMP	7900 FT.
TUBING	5.5 INCH.
THP	120 PSI.

Tabla 9. Condiciones del pozo Chichimene 18
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

1.4. Conclusiones sobre el análisis del Contexto Petrolero

Actualmente Colombia y el mundo enfrentan el agotamiento de crudo liviano y el crecimiento acelerado de la demanda de combustibles, especialmente en los países no desarrollados, donde el petróleo es su mayor fuente de abastecimiento energético. Mientras esa eventual escasez llega, es importante rescatar la aplicación de nuevas estrategias que provengan desde los distintos actores del sector petrolífero, como el estado, las empresas encargadas de la producción del crudo, las empresas comercializadoras, los centros de investigación, las universidades públicas y privadas; en general, todos quienes puedan aportar o patrocinar toda clase de investigación y producción tecnológica al servicio del aumento en la extracción de crudos pesados en todo el territorio nacional, con el fin de activar el valor y comercialización de los mismos.

El crudo pesado es la opción más inmediata que tiene Colombia, para prolongar el tiempo de suministro de hidrocarburos, pero debido a sus características que lo hacen de difícil extracción, procesamiento y transporte, hace que el valor de su extracción sobrepase la ganancia obtenida por su venta, debido a que es considerado como de menor calidad y su precio en el mercado está por debajo de otros crudos más ligeros. Esta situación, está impulsando el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan mitigar la escasez de petróleo en el país y por supuesto una potencial crisis energética nacional.

Con la infraestructura y los métodos utilizados en el país para realizar la extracción del crudo no se alcanza a extraer completamente, debido al cambio de temperatura que se presenta al elevarlo a la superficie. Esto representa un alto costo para la empresa sobrepasando la ganancia obtenida por su venta, razón por la cual se opta por abandonar el pozo. Esta situación hace necesario buscar opciones productiva y financieramente más viables, que arrojen resultados operativos esperados sin que afecten negativamente los ingresos de

la empresa y el país; que viabilicen nuevas alternativas de productos para suplir las necesidades energéticas requeridas por la industria, el comercio y la comunidad en general, al igual que materiales derivados del petróleo y que hacen parte de la cotidianidad del ser humano.

Se estima que el país posee reservas potenciales del orden de 47 billones de barriles de petróleo, oportunidad que tienen las empresas petroleras para aplicar diferentes proyectos que activen la exploración en el país con el fin de aumentar las cantidades de reservas existentes, lo que le brindaría una nueva esperanza de abastecimiento, fortalecimiento y prolongación al sector petrolero, en caso que se den yacimientos con grandes cantidades del hidrocarburo.

La cantidad de reservas de petróleo conocidas se consumen a medida que se producen y la tendencia de la rata³⁴ de producción esperada de un campo, declina con el tiempo. Un panorama no muy esperanzador para muchas empresas, que por esta razón podrían optar por invertir en investigación de nuevos combustibles y no seguir utilizando su dinero en recuperar petróleos que presentan difícil extracción o que lo que podrían producir no recuperaría la inversión.

Identificación de Nuevas Soluciones en Torno a la Extracción de Petróleo

A nivel general hay una problemática que se centra en el decremento³⁵ de la producción de crudo en Colombia y en el mundo, debido al agotamiento de reservas, especialmente de crudos livianos, que por sus características permiten mayor facilidad de extracción, transporte y refinación, pero que con el tiempo y la pérdida de calor en el pozo se parafinan, tapan el tubing e imposibilitan la extracción total del crudo, lo que provoca el cierre y abandono de los pozos.

³⁴ **Rata:** Variación por unidad de tiempo.

³⁵ Disminución

Debido ya mencionada disminución en la producción del crudo liviano, el crudo pesado ha empezado a cobrar mayor importancia. Colombia posee una extensa zona ubicada en la intersección geográfica de los departamentos de Antioquia, Boyacá y Santander, donde se encuentran volúmenes significativos de este tipo de crudo, extrayéndose a diario un aproximado de 16.500 barriles. Pero sus características hacen que para su proceso de explotación, transporte y refinación se necesiten inversiones más altas que para los crudos medios o livianos.

Generalmente, en el fondo del pozo no hay problemas de viscosidad ya que allí las temperaturas son muy elevadas; el problema se presenta cuando el crudo que sube hacia la superficie va perdiendo temperatura, efecto natural e inevitable; lo que produce que el fluido en su ascenso aumente la viscosidad hasta niveles que llevan a las bombas a operar en su máxima capacidad de contrapresión. Este fenómeno representa una importante pérdida económica por efecto de la no producción de la capacidad disponible. Asimismo, por el esfuerzo al que están sometidas las bombas, son comunes las rupturas, lo cual conlleva a operaciones de reparación que pueden tomar días y agudizar el problema.

Basada en el análisis diagnóstico realizado identifiqué la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías que complementen el trabajo de los equipos de extracción del crudo pesado. Para esto, propongo el Sistema de Inyección de Corriente Eléctrica en Pozo SICP, diseñado por el Ingeniero Omar Leonardo Peña, que inyecta potencia eléctrica con fines a aumentar la temperatura en el pozo para que el crudo fluya con mayor facilidad a la superficie. Con la creación de este equipo se busca incrementar la efectividad de la extracción de petróleo, especialmente el pesado, mediante estimulación térmica, y para evitar también, que el petróleo liviano y parafínico llegue a taponar el pozo.

La implementación de esta nueva herramienta que se ha propuesto requiere un análisis de su costo y beneficio, para demostrar la viabilidad financiera obtenida, así mismo, la eficiencia, ahorro y ganancia que ofrece su uso.

Este equipo, por medio de electricidad, genera calor constante dentro del tubo por el cual se extrae el petróleo, permitiendo disminuir la parafinación del mismo y los taponamientos naturales del pozo, que se traducen en reducción de costos asociados a paradas por mantenimiento y limpieza de tubería; ofreciendo un mayor aprovechamiento de las reservas y un aumento significativo en la producción básica actual que tiene el pozo.

En los próximos capítulos se detallan las inversiones de capital, los costos asociados a la adición del Sistema de Inyección de Corriente en Pozos y los beneficios esperados.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE CORRIENTE EN POZOS PETROLEROS (SICP)

Como alternativa para dar solución a la necesidad de mejorar el factor de levante de crudo y lograr un mayor aprovechamiento de las reservas y vida útil de la mayoría de pozos petroleros en el mundo, se presenta el Sistema de Inyección de Corriente Eléctrica en Pozo Petrolero (SICP), equipo creado por el Ingeniero Omar Leonardo Peña como Tesis de Grado para la Maestría en Ingeniería de la Universidad Industrial de Santander, cuyo objetivo primordial es aplicar calor constante a lo largo de la tubería de extracción utilizada en los pozos petroleros mejorando la movilidad del crudo y facilitando su extracción. En el siguiente capítulo se describen los equipos que conforman el Sistema de Inyección de Corriente en Pozo SICP y los fundamentos utilizados en la escogencia de cada componente.

El calor es la base primordial en la creación del equipo, este se define como la transferencia de energía de un objeto a otro, es intangible, pero los efectos que produce sí pueden ser medibles y técnicamente se denominan cambios de temperatura, concepto fundamental en el funcionamiento del SICP, que pretende calentar la tubería de los pozos de petróleo para que fluya con mayor facilidad hacia la superficie, resolviendo algunos de los problemas que se presentan en la extracción, como la parafinación del crudo y el taponamiento por causa de los crudos pesados y extrapesados, entre otros factores.

Otro concepto utilizado es la electrónica de potencia, que como rama de la ingeniería eléctrica, consigue adaptar y transformar la electricidad, para alimentar otros equipos, transportar energía y controlar el funcionamiento de máquinas eléctricas.

2.1. Funcionamiento del SICP

Por el *tubing* se hace circular corriente eléctrica hasta el fondo del pozo, en donde se interconecta con el *casing* y éste a su vez en la superficie, cerrando el circuito. Este procedimiento genera un incremento de temperatura en la tubería de producción, como consecuencia de las pérdidas eléctricas propias del acero, material con el cual se fabrica la tubería de producción y el incremento de temperatura reduce la viscosidad del crudo. El equipo desarrollado sirve tanto para tuberías lisas como para tuberías rugosas, suponiendo que las partículas de fluido a lo largo de un tubo, se mueven en capas cilíndricas coaxiales³⁶ concéntricas, por esta razón y efectos de enfriamiento de la temperatura de la tierra y del tubing el desplazamiento del fluido se realiza a mayor velocidad en su centro, mientras que en las paredes permanece en reposo.

Para el funcionamiento del SICP la corriente eléctrica es generada por una unidad de acondicionamiento de potencia, que utilizando un sistema controlado, es inyectada a través de un sistema de conducción (el tubing) hasta los contactores que se encuentran conectados a los electrodos que transfieren la corriente a la formación, en caso de que se requiera hacer estimulación del pozo o directamente sobre el casing si se requiere calentar únicamente la tubería. Posteriormente, la corriente retorna a la unidad de acondicionamiento de potencia, por medio del sistema de retorno (o tierra), cerrando el circuito. Estas pérdidas de corriente son devueltas en forma de calor, con lo que se logra aumentar la temperatura de la tubería o de la formación, dependiendo de la finalidad que tenga el proceso. Como resultado, se mejora la movilidad del crudo en ascenso por la tubería y por consiguiente, la producción del pozo, sin necesidad recurrir a otros métodos de recobro más costosos y menos efectivos.

Para estimar el proceso del calentamiento del crudo en la tubería de producción, se deben realizar las siguientes suposiciones: el crudo en ascenso

³⁶ Coaxial: Cuerpo o figura que comparte un mismo eje de simetría o de rotación con otro.

por la tubería es un fluido laminar, donde la velocidad del fluido es relativamente lenta y no es perturbada por las posibles protuberancias del contorno, además, la viscosidad es grande en comparación con la del agua, de manera que si por cualquier circunstancia se iniciase un fenómeno de turbulencia³⁷, la viscosidad lo destruiría. La segunda suposición es considerar que el crudo no cambia de fase durante el proceso; además, la conductividad térmica del tubo es constante; la capacidad calorífica del fluido no cambia en función de la temperatura.

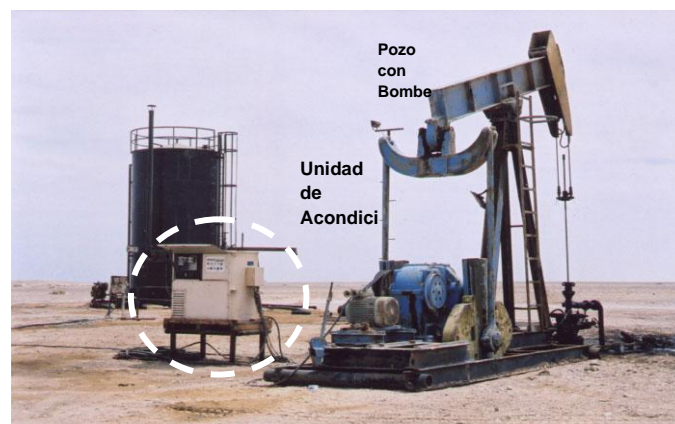


Figura 15. Unidad de acondicionamiento de potencia en un pozo de producción
Fuente: Eureka Oil Company

Para que el equipo SICP sea técnicamente viable y efectivo, se recomienda seguir las siguientes indicaciones³⁸:

- El sistema debe ser aplicado en pozos de crudos pesados, parafínicos o extrapesados, preferiblemente a pozos de crudos con densidad menor de 15 °API y viscosidad mayor de 8 Cp, a condiciones de presión y temperatura en fondo de pozo.
- Los pozos candidatos deben tener una longitud de tubería inferior a 4.000 metros; se debe tener en cuenta que a mayor profundidad mayor será la carga y los requerimientos de potencia.

³⁷ **Fenómeno de turbulencia del agua:** se presenta cuando el flujo de agua se vuelve altamente irregular, produciendo remolinos, debido a que su movimiento de láminas sobre láminas se interrumpe.

³⁸ Estas indicaciones son formuladas por el creador, Ingeniero Omar Peña, basado en el estado del arte y de las simulaciones efectuadas con el modelo electromagnético. Sin embargo, es necesario realizar pruebas de reología en el crudo, para determinar el comportamiento térmico del crudo en la tubería para determinar las exigencias de potencia que efectivamente se requieran para cada tipo de crudo en condiciones de pozo.

Como resultado de las consideraciones anteriores, el Ingeniero Omar Peña, creador del equipo, fija la potencia de trabajo en 100 kVA, valor suficiente para efectuar calentamiento en la tubería según las simulaciones y la evaluación técnica del equipo realizada por él.

Se parte del hecho que tanto el sistema de alimentación como la subestación eléctrica, líneas de transmisión, protecciones eléctricas, sistema de puesta a tierra, entre otros; así como los elementos de facilidades de pozo, entre los que están los aisladores entre tubing y casing, conectores, sellos, aislamiento en la cabeza del pozo y demás elementos existen y están diseñados para soportar las condiciones de trabajo que impone el SICP, además, que se conocen las condiciones ambientales del sitio donde se encuentra ubicado el pozo, tales como temperatura, humedad y nivel de Ph del ambiente.

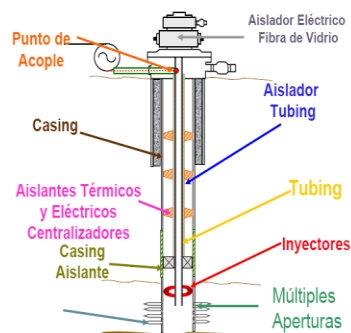


Figura 16. Componentes de un sistema de calentamiento eléctrico
Fuente: Libro Ingeniero Omar Leonardo Peña³⁹

2.2. Componentes del Equipo

Como se muestra en la figura 16, los componentes esenciales que integran el sistema de inyección de corriente en pozo de producción, son los siguientes:

- Sistema de alimentación
- Unidad de acondicionamiento de potencia
- Sistema de conducción de potencia

³⁹ PEÑA, Omar Leonardo. Sistema de Inyección de Corriente en Pozos (SICP) para Estimulación y Aumento de Factor de Levante (Modelado de la Transferencia de Corriente Mediante Tubo de Producción). Tesis de Grado para Maestría. Universidad Industrial de Santander. 2008

- Sección de aislamiento
- Contactores y Electroodos
- Sistema de retorno o tierra

A continuación se dan a conocer las especificaciones técnicas requeridas por cada componente, con estas especificaciones se realizaron las cotizaciones necesarias para la evaluación económica del equipo.

2.2.1. Sistema de alimentación

Es el conjunto de elementos encargados de realizar la interfaz⁴⁰ entre el sistema de interconexión eléctrica y el equipo de acondicionamiento de potencia o SICP, de manera que tenga la energía suficiente para su correcto funcionamiento. En principio, este sistema debe entregar al SICP en configuración trifásica una tensión de fase de 725 V, la potencia nominal de trabajo es de 150 KVA, 50% de capacidad extra para posibles extensiones futuras. El sistema debe incluir las protecciones eléctricas, como fusibles, interruptores térmicos, y sistemas auxiliares, entre otros.

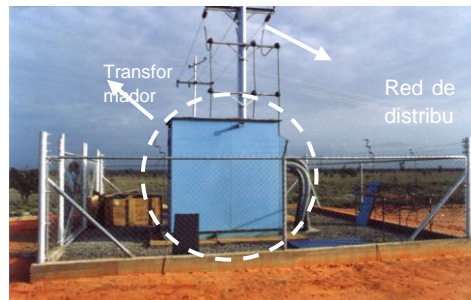


Figura 17. Sistema de alimentación - subestación eléctrica
Fuente: SIEMENS

2.2.2. Unidad de acondicionamiento de potencia

Esta unidad es la parte central del proceso de calentamiento y también es conocida como sistema de inyección de corriente en pozo SICP. Es la encargada de regular la energía entregada a la tubería de producción o a la cara del pozo de acuerdo a la exigencia de carga requerida y se encuentra

⁴⁰ **Interfaz:** Conexión física y funcional entre dos aparatos o sistemas independientes

limitada por la capacidad máxima de potencia para la que está dimensionada. La máxima potencia de salida es de 100KVA, con salida de tensión entre 0 y 1200 Voltios, frecuencia variable entre 0 y 100Hz y corriente de salida entre 0 y 100 Amperios, de acuerdo a las necesidades y requerimientos de la carga.

El SICP esta compuesto por dos elementos básicos: El módulo de potencia y el módulo de control, el primero se encarga de manipular directamente la energía eléctrica, el segundo es el cerebro del sistema y está encargado de monitorear las variables de retroalimentación para luego procesarlas por medio de algoritmos y generar las señales de control apropiadas que el módulo de potencia requiere para generar la corriente deseada.

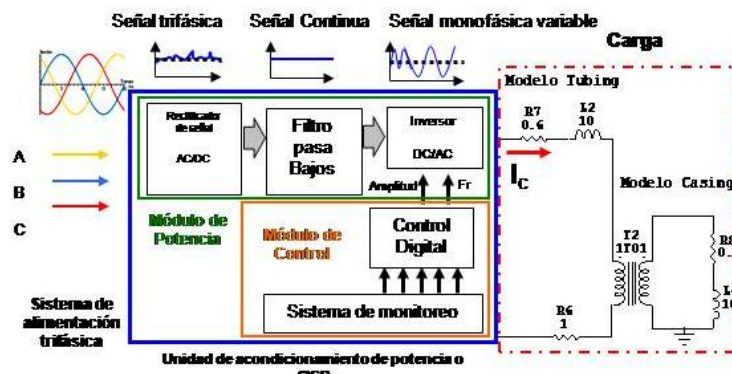


Figura 18. Diagrama de Bloques del SICP
Fuente: Libro Ing. Omar Leonardo Peña

2.2.3. Sistema de conducción de potencia

El sistema de conducción de potencia está constituido por el “*tubing-casing*” que juega dos papeles importantes en el sistema, el primero es el servicio de transporte de corriente para realizar el calentamiento en la cara del pozo (también existe la posibilidad de realizar estimulación de pozo); y el segundo, es el de calentamiento del crudo en asenso por el *tubing*. Debido al gran flujo de corriente que circula por este, se generan pérdidas eléctricas naturales en todo el material conductor, que por efecto Joule son disipadas en calor incrementando la temperatura del tubo y a su vez calentándolo por efecto de la convección térmica a medida que este va ascendiendo a lo largo de la tubería.



Figura 19. Conexiones de la unidad de acondicionamiento de potencia al *tubing*
Fuente: Eureka Oil Company

2.2.4. Sección de aislamiento

La sección de aislamiento es un factor clave dentro del funcionamiento total del sistema, si ésta falla, falla el equipo y por ende el proyecto, por que la energía eléctrica puede perderse en secciones del pozo que no benefician su calentamiento o puede ocurrir también, que el *tubing* haga un contacto no deseado con el *casing* en algún un punto donde sea insuficiente la estimulación y por ende no se genere el calentamiento necesario. Por estas razones, el medio que se usa como conductor de energía *tubing* debe aislarse y mantenerse centrado dentro del *casing*, por medio de centralizadores de material aislante.

También, se requiere un Revestimiento de Fibra de Vidrio (FRP) como aislamiento exterior en la cabeza del pozo, para proteger al personal que opera el mismo. A su vez, el *casing* puede ser recubierto con materiales aislantes, como polietileno o esmalte de alta densidad, buscando evitar fugas de corriente a las capas superiores del pozo.

2.2.5. Contactor y electrodos

Este elemento se ubicará en el fondo del pozo y es la parte donde se une el *tubing* con el *casing*. Es en esencia un *tubing* de mayor diámetro y espesor que garantiza el contacto seguro entre este y el *casing*. Las dimensiones del *casing* cambian a lo largo del pozo, y toma la forma de él, en superficie el diámetro es mayor y a lo largo del pozo va disminuyendo, al final el diámetro del pozo es casi igual al diámetro del *tubing*. El *casing* puede ir conectado a la formación por medio de los electrodos o directamente a la tierra del sistema.

Los electrodos son elementos opcionales en la configuración del sistema, en caso de utilizarse, deben ser seleccionados por medio de cálculos de disipación e impedancia eléctrica en la cara del pozo. Para el caso de la estimulación de la cara del pozo, el diseño del electrodo es de crucial importancia debido a que el sobrecalentamiento los elementos es una de las principales causas para que el sistema falle. La longitud y la colocación adecuada de los electrodos en el yacimiento es clave para maximizar el área calentada y minimizar las pérdidas térmicas a zonas no productoras.

En el diagrama expuesto en la figura 20, se presenta la posición de los electrodos y contactores para un pozo real de 2.600 m de profundidad. Puede existir un sin numero de configuraciones posibles en donde los diámetros y tipos de tubería de producción cambien drásticamente debido a las características de la formación donde sea aplicado.

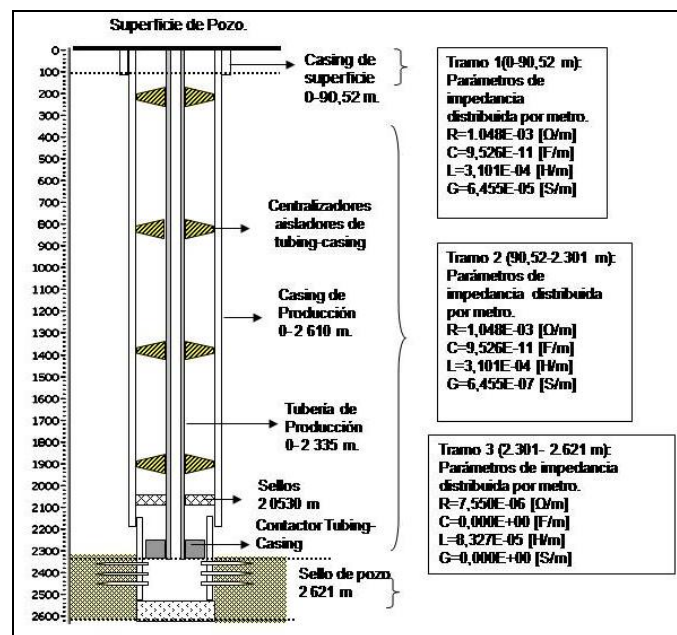


Figura 20. Distribución interna de un pozo real, adecuado para calentamiento electromagnético
Fuente: Libro Ing. Omar Leonardo Peña

2.2.6. Sistema de retorno o de tierra

Este sistema está diseñado para regular el flujo de energía al pozo, de tal manera que exista un canal que garantice que el circuito eléctrico formado por la carga y la fuente de potencia se mantenga cerrado. En la tabla 10, se aprecian los resultados de los cálculos para la malla.

Diseño	Cuadrícula
Profundidad	0.3 m
Capa de grava	0.1 m
Conductor	2/0 AWG en Cobre
Largo	2.5 m
Ancho	2.5 m
Separación entre conductores	0.5 m
Número de electrodos	5
Tipo de electrodos	Cobre 12,7 mm x 2.4 m
Tensión de malla	34 V
Tensión de paso	3.13 kV
Resistencia de puesta a tierra	10.8 Ω

Tabla 10. Características técnicas de la malla de tierra

Fuente: Libro Ing. Omar Peña

2.3. Diseño del Módulo de Potencia del SICP

El diseño de este módulo está basado en electrónica de potencia, tecnología que a lo largo de los últimos años ha cobrado importancia, como consecuencia de las características favorables que presentan frente a las soluciones con elementos pasivos⁴¹. El principio de funcionamiento del módulo de potencia es el siguiente: la señal de alimentación trifásica es rectificadora a una señal de continua o DC, esta es filtrada para eliminar el rizado producido por el rectificador; luego esta señal es utilizada para alimentar un puente inversor, el cual cambia de forma controlada. Como resultado, se obtiene una señal de tensión diferencial, la cual puede tener la forma y frecuencia que se desee, de acuerdo a la secuencia de señales de control con las cuales se opere.

⁴¹ **Elementos pasivos:** elementos que consumen electricidad (resistencias, bobinas). Es aquel que no es capaz de entregar potencia al circuito al cual está conectado.

2.3.1. Especificaciones de diseño del Módulo de Potencia

- El equipo debe tener capacidad para soportar corrientes no mayores a 100 A. Es preferible trabajar con corrientes intermedias⁴², ya que un mayor valor de corriente implica aumentar el calibre de los conductores internos del equipo y mejorar las especificaciones de dispositivos como diodos y transistores, elevando los costos de fabricación y tamaño del equipo. Un flujo de corriente elevado ocasiona mayores pérdidas eléctricas convertidas en calor dentro del equipo, situación no deseada debido a que acorta la vida útil de los elementos que constituyen la fuente.
- Tensión de alimentación de 1200 V. Debido, a la selección de 100 amperios como corriente máxima y 120KVA de potencia de salida.
- Los Diodos y Transistores deben ser de conmutación⁴³ rápida.
- Diseño modular y simplificado. Se busca diseñar la fuente de potencia lo más parecido a un equipo comercial estándar. Como el SICP tiene el mismo principio de funcionamiento de los variadores de velocidad, se siguieron los diseños de los equipos de reconocidas empresas en la industria como *SIEMENS* o *Danfoss*, entre otros. Esto hace más factible su implementación ya que la mayoría de equipos y componentes pueden ser reemplazados con facilidad en dado caso de que ocurra algún daño.

2.3.2. Puente rectificador

Los rectificadores de señal son circuitos utilizados cuando se requiere proporcionar una tensión de DC o continúa a una carga a partir de una tensión de alimentación AC o alterna. Estos circuitos se pueden clasificar en rectificadores controlados y rectificadores no controlados. Los primeros son circuitos utilizados en una amplia escala de aplicaciones, que varían desde sistemas de baja potencia hasta sistemas de muy alta potencia. Los segundos,

⁴² Intermedias en términos relativos, ya que los equipos de calentamiento para pozo, pueden incluso entregar mas de 500 A en algunos casos.

⁴³ **Conmutación:** Cambiar una cosa por otra

se utilizan en aplicaciones de bajo costo, que no son sensibles a la variación de la tensión de salida continua del rectificador y típicamente en sistemas de media y baja potencia.

Para la construcción del SICP se ha elegido como la mejor opción un puente rectificador sencillo conformado por diodos. Se puede optar por dos configuraciones estructurales para el puente, en configuración discreta o en configuración monolítica, esta última es la más práctica. Sin embargo, es la más costosa y en caso de falla de uno de los diodos del puente, sería necesario cambiar la pieza por completo. En la siguiente tabla, se definen los valores típicos con los cuales se seleccionan los diodos que conforman el puente rectificador entre los diferentes fabricantes.

Valor	Unidad
Tensión Inversa	1400 V
Corriente Directa	150 A
Disipación de Potencia	200 W
Pulso Unitario de Corriente Directa	150 A
Máxima Caída de Tensión Directa	1,5 V
Máxima Corriente Inversa de Fuga	100 μ A

Tabla 11. Características de los diodos que conforman el puente rectificador
Fuente: Libro Ing. Omar Leonardo Peña

2.3.3. Filtro pasa bajos

Es utilizado para eliminar el rizado producto de la rectificación y la contaminación de armónicas que produce el SICP en la red eléctrica. Característica importante a tener en cuenta ya que según los estándares mundiales de fabricación de equipos industriales (IEEE 519-1992), los márgenes de ruido y distorsión armónica hacia la red deben estar en valores muy bajos o casi nulos. No obstante, desde el punto de vista de la señal de salida del rectificador (tensión continua o DC) este módulo puede ser opcional⁴⁴.

⁴⁴ Ingeniero Omar Leonardo Peña

Teniendo en cuenta lo anterior, se seleccionó un filtro basado en elementos pasivos, que debe cumplir con capacidad de manejo de corriente de 120 A o tensión de 1500 V y un valor de impedancia equivalente a la magnitud reactiva de la carga del sistema pero desfasado 90°, para eliminar la componente reactiva y así mejorar el factor de potencia. Siguiendo estas indicaciones, el elemento seleccionado fue un condensador de 1000 μ F, en paralelo con la salida del rectificador a tensión de 1500V, valor comercial y fácil de encontrar en el mercado.

2.3.4. Puente inversor o puente H

Este es el elemento principal del módulo de potencia, de él depende la capacidad de generar señales variables en tensión-corriente y en frecuencia, a los niveles adecuados para conseguir el objetivo del sistema. Estos dispositivos, llamados en la industria inversores, convierten una señal de tensión continua en una señal de tensión y frecuencia variable. Actualmente se emplean “IGBT’s” (Isolated Gate Bipolar Transistors o Transistores bipolares de puerta aislada) como elemento estándar de los puentes inversores, debido a que tienen las mejores características; razón por la que fue el elemento seleccionado para esta parte del diseño. La señal de salida de los “IGBT” varía en frecuencia desde de los 2Hz hasta 16kHz.

Para la selección de los IGBT’s se utilizó como guía los valores plasmados en la tabla 12. Además, es preferible que los IGBT’s tengan incluido un diodo antiparalelo, el cual ayuda a prevenir corrientes en contra sentido que pudieran causar la ruptura del transistor.

Característica	Ic	Vce	Vce(sat)	PD	ETS	Td (on)	Td (off)
Unidades	(A)	(V)	(V)	(W)	(mJ)	(ns)	(ns)
Valor típico deseado	120	1200	2	150	1	50	200

Tabla 12. Valores de diseño para selección del puente inversor basado en IGBT’s comerciales
Fuente: Libro Ing. Omar Leonardo Peña

Donde:

I_c : Corriente continua de colector

V_{ce} : Voltaje colector emisor

$V_{ce}(\text{sat})$: Tensión colector emisor en saturación o conducción

PD : Disipación de potencia

ETS: Pérdidas totales de conmutación

$T_d(\text{on})$: Tiempo de encendido

$T_d(\text{off})$: Tiempo de apagado

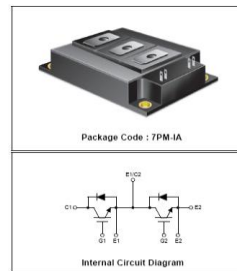


Figura 21. Módulo de medio puente y esquemático de puente completo
Fuente: Libro Ing. Omar Leonardo Peña

2.3.5. Manejador de puente H

El Manejador de puente H es un circuito interfaz entre módulo de control y el puente inversor, su función es proporcionar los niveles de tensión en las compuertas (*gates*) de cada transistor para su activación en forma efectiva. En especial, la activación de los transistores superiores del puente que requieren una tensión flotante entre 10 y 18 V para ser activados, para lo que el integrado debe contar con un circuito elevador o circuito *BOOTSTRAP*. El circuito manejador debe aislar las señales de control del puente inversor, a fin de evitar corrientes de fuga que pudieran dañar el módulo de control. A su vez, debe contener un circuito de protección que evite la activación de los IGBT's de la misma columna, situación que generaría un corto en la fuente, destruyendo por completo el módulo de potencia.

A continuación, en la tabla 13, se presentan los parámetros de diseño del manejador puente inversor.

PARÁMETRO	MIN	TIP	MAX	UNIDAD
Tensión Nominal de Alimentación VDC, VDD	10	15		Vdc
Corriente sin carga IDC + IDD		35		mA
Corriente máxima con carga IDC + IDD			170	mA
Potencia de salida DC/DC (para los dos canales)			2	W
Eficiencia DC/DC de conversión		85		%
Tiempo de retardo de entrada a salida (prendido)		300		ns
Tiempo de retardo de entrada a salida (apagado)		350		ns
Sobre-pico de corriente (corriente de compuerta) IG	-6		+6	A
Tiempo respuesta (flanco ascendente)		100		ns
Tiempo respuesta (flanco descendente)		80		ns
Aislamiento de tensión (Vac/50Hz/1min)			4000	Vac
Tensión de alimentación del bus de DC		>1200		Vpeak
Inmunidad ante sobre-picos de tensión (dv/dt)	100			kV/ μ s

Tabla 13. Valores de diseño para selección del manejador de puente inversor

Fuente: Libro Ing. Omar Leonardo Peña

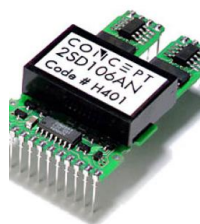


Figura 22. Ejemplo de manejador de medio puente y su correspondiente diagrama de bloques

Fuente: Fabricante

2.3.6. Bobina de acople

De la bobina de acople depende directamente el control de corriente del sistema. Debido a que la salida del puente inversor es una onda de señal cuadrada en tensión, y lo que se busca es una señal de corriente de una forma determinada. Es necesario hacer pasar esta señal de tensión por un elemento que convierta esta señal cuadrada en una señal de corriente suavizada. El único elemento que puede realizar dicha tarea es el inductor. Para el SICP el valor de la bobina es igual a 5 mH, en la cual la tensión $V_{dc} = 1200$ V, el valor de banda de histéresis $h=0,5$ y la frecuencia máxima de conmutación = 10 kHz. Asimismo, la bobina tendría que soportar una corriente ligeramente

superior a los 100 amperios.

2.3.7. Transformador de aislamiento

El transformador de aislamiento está ubicado entre la salida del SICP y la carga que es la misma tubería de producción. Cumple con dos funciones básicas: proporcionar aislamiento eléctrico entre el SICP y la carga; y manejar la potencia de manera adecuada entre el puente H y la carga, por lo que se recomienda el uso de transformadores con múltiples salidas de transformación o TAPs, las cuales serán seleccionadas por el operador del equipo o por un sistema de control auxiliar; sin embargo el valor de Potencia Nominal permanecerá constante, 120 KVA. A su vez, el transformador deberá tener un sistema de protecciones eléctricas contra sobre corrientes como descargadores de Óxido de Zinc instalados en el lado de alta del transformador y fusibles de conmutación rápida, entre otros. A continuación, se presenta un circuito esquemático general del módulo de potencia del SICP.

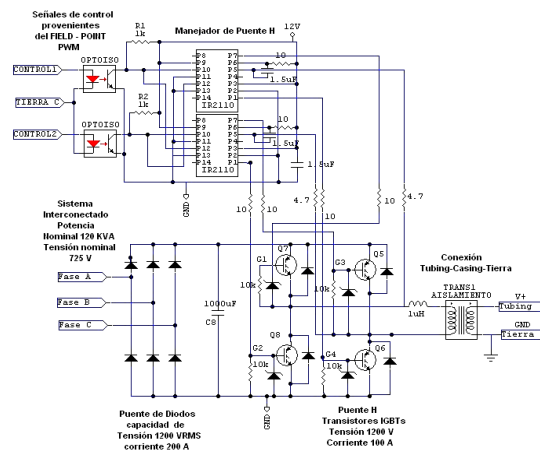


Figura 23. Circuito esquemático para el módulo de potencia del SICP
Fuente: Ingeniero Omar L. Peña

2.3.8. Sistema de control

El módulo de Control está encargado de la generación de la secuencia de señales que activan y desactivan los transistores del puente inversor.

Para el módulo de control se deben tener en cuenta dos factores relacionados entre si: el factor hardware, que requiere de un equipo con buena capacidad de cómputo, de fácil programación y robustez estructural para soportar las condiciones de campo. El segundo factor es el software o programa del sistema, en el cual está desarrollado el algoritmo de la ley de control, el de adquisición de datos y la interfaz de usuario.

El funcionamiento del módulo de control utiliza las señales de temperatura, corriente y tensión, en tubería y fondo de pozo, y son retroalimentados al sistema por medio del hardware de adquisición de datos. Las señales son suministradas al “actuador” que en este caso es el mismo manejador de puente inversor, el cual hace disparar los “IGBT’s” en forma correcta y controlada, para obtener del puente H una señal de corriente⁴⁵ con frecuencia y forma variable, a partir de la señal continua (DC) de alimentación.

El sistema de control esta en capacidad de controlar otros parámetros externos, como las corrientes de cortocircuito o caídas de tensión, sistemas de alarmas y transmisión de datos para sistemas remotos de monitoreo y control, mediante una interfaz de usuario.

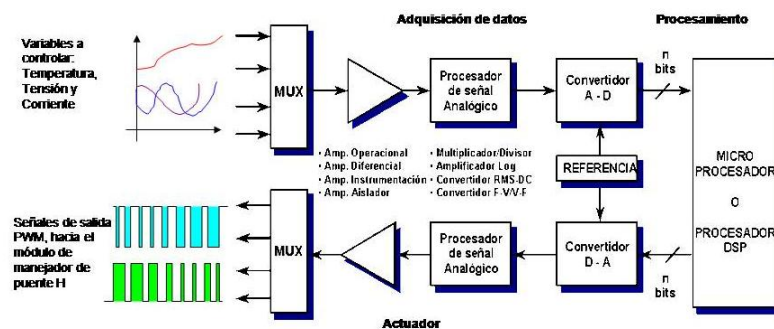


Figura 24. Diagrama de bloques esquemático del sistema de control
Fuente: Libro Ing. Omar Leonardo Peña

2.3.9. Hardware de control

Para determinar el equipo encargado de ejecutar el algoritmo de control y los procesos de adquisición de datos, se tubo en cuenta posibilidades como:

⁴⁵ La señal de corriente es generada por la bobina de acople en estado transitorio

súper-microcontroladores, DSPs, FPGAs, PLCs y *Field Points* (Computadores de campo) que son dispositivos lógicos programables. Todos están en capacidad de satisfacer el propósito de adquirir y procesar datos de acuerdo a un algoritmo de control. Para su selección se evaluaron las siguientes características:

- Capacidad de cómputo.
- Facilidad para programar.
- Robustez física o mecánica para soportar las condiciones que impone el medio.
- Posibles expansiones futuras, como integrar el control de múltiples pozos en un solo sistema y la interconexión del control a través de un sistema SCADA⁴⁶.

Teniendo en cuenta esas características, se optó por proponer el *Field Point*, de la empresa *National Instruments*, como dispositivo de control. Estos dispositivos consisten en una serie de módulos intercambiables, entre los que están: el controlador (ver figura), módulos de entrada/salida (E/S) digitales y analógicos e interfaces Ethernet y seriales. Cabe resaltar que estos dispositivos están diseñados especialmente para ambientes industriales u hostiles, resistentes mecánicamente y con un alto grado de inmunidad al ruido. Sin embargo, su principal desventaja es su elevado costo.



Figura 25. Compact *Field Point* 2020
Fuente: National Instruments

A continuación, se presenta una tabla resumen donde se pueden observar las características técnicas del *Field Point*.

⁴⁶ SCADA, sigla en inglés de “Supervisory Control And Data Acquisition” o en español: Adquisición de Datos y Control de Supervisión

Memoria DRAM:	32Mb (Se puede expandir)
Almacenamiento Interno:	64Mb
Puertos RS 232:	3
Puertos RS 485:	1
Arquitectura:	Módular
Interfaz de red:	10 Base T y 100 Base TX Ethernet
Compatibilidad:	IEEE 802.3
Rata de comunicación:	10 Mb/s, 100 Mb/s
Máxima distancia de cableado:	100 m/segmento
Máxima potencia de módulos I/O conectados:	9 W
Máximo aislamiento de tensión puerto RS 485:	100Vrms
Máxima sobretensión transitoria puerto RS 485:	740Vrms
Consumo de potencia:	6.1 W + 1.1 (Por cada modulo I/O)
Peso:	326g
Temperatura de operación:	-25 a 60 °C

Tabla 14. Características técnicas del *Field Point*
Fuente: National Instruments

Para realizar el control del manejo del puente inversor el SICP se eligió la combinación del Control por Histéresis y Control Adaptativo, debido a que el control de corriente por histéresis es una de las técnicas más robustas, de fácil implementación y se ha usado extensamente en el desarrollo de fuentes de potencia, variadores de velocidad y filtros activos, con buenos resultados. El control por histéresis resulta sencillo de implementar, ya que no requiere conocer de antemano el modelo de la planta o la carga que esta siendo alimentada por el inversor. El control adaptativo, es un sistema del cual se espera se “adapte” a los cambios en la dinámica del proceso a controlar, esperando con ello resultados óptimos, ajuste automático de los parámetros en el controlador y más aún su autodiseño.

Para la aplicación de calentamiento de pozo, el control esta orientado a la generación de la señal de referencia con la cual se estimulara el pozo, de tal forma que el objetivo del algoritmo es encontrar la señal de entrada que mejor perfil de temperatura obtenga, minimizando la potencia de entrada y maximizando la ganancia de temperatura dentro de la tubería⁴⁷.

2.3.10. Sistema de adquisición de datos

⁴⁷ Ingeniero Omar L. Peña

De los sistemas de adquisición de datos depende la adquisición de señales de retroalimentación en fondo y superficie de pozo. Estos sistemas están conformados por dos elementos básicos: la instrumentación o dispositivos transductores de señal (sensores) y los sistemas de acondicionamiento de señal. Los sensores deben ser instalados en forma permanente en el fondo del pozo y deben funcionar durante un tiempo considerable bajo condiciones muy adversas; una vez instalados los dispositivos es muy complicado repararlos, substituirlos o recobrarlos, incluso es probable que algunas de sus partes no regresen nunca a la superficie para hacerle análisis y tratar de averiguar el origen de la falla. Por tanto, deben ser permanentes durante la vida útil del pozo, ya que su instalación o desinstalación es bastante compleja. Los sistemas de adquisición deben ser estables para entregar mediciones reales, de lo contrario, pueden causar problemas al operador del campo petrolero y la falla del dispositivo. Se determinó que la mejor forma de sensar y transmitir señales a largas distancias debe ser a través de sistemas ópticos, que dispositivos encargados de transformar señales como corriente y temperatura, en señales eléctricas manipulables por el sistema de acondicionamiento de señal y procesadas por el *Field Point*. A continuación, se presenta la descripción de los sensores propuestos.

Sensor de Tensión-Corriente: La opción requerida es la de sensores de efecto Hall, debido a que no entran en contacto directo con la señal a medir y trabajan en un amplio rango de frecuencias y no son tan costosos como los sensores ópticos. A continuación se presentan sus características:

Característica	Sensor Interno de corriente	Sensor externo de corriente	Sensor interno de tensión	Sensor Externo de tensión
Rango de medición	0-120 A	0-400 A	0-1400 V	0-400 V
Linealidad	+/-0.5% FS	+/-0.5% FS	+/-0.5% FS	+/-0.5% FS
Unidad de conversión ⁴⁸	24 A/V	80 A/V	280V/V	80 V/V
Sensibilidad	0.47V/A	1.56V/A	5.5V/V	1.56 V/V
Alimentación	12 V	12V	12V	12V
Rango de Frecuencias	1-2000 HZ	1-2000 HZ	1-2000 HZ	1-2000 HZ

⁴⁸ Unidad de conversión, salida en voltios, rango máximo 5 V

Característica	Sensor Interno de corriente	Sensor externo de corriente	Sensor interno de tensión	Sensor Externo de tensión
Rango de Temperatura	0°-100° C	0°-100° C	0°-100° C	0°-100° C
Asilamiento de tensión	2.5kV/50Hz/1min	2.5kV/50Hz/1min	2.5kV/50Hz/1min	2.5kV/50Hz/1min

Tabla 15. Características de los sensores de tensión y corriente
Fuente: Libro Ing. Omar Leonardo Peña



Figura 26. Sensor de corriente y tensión
Fuente: Diferentes Fabricantes

Sensores de Temperatura ópticos: Este tipo de sensores son inmunes al ruido electromagnético y presentan ventajas frente a otros sistemas, ya que el medio de alimentación y transmisión de señales también es en fibra óptica. A continuación, se presenta una tabla con los valores requeridos para este tipo de sensores.

Resolución	0.1°C
Precisión	±1°C
Tiempo de respuesta	≤1.5 s
Tipo de Conector	ST

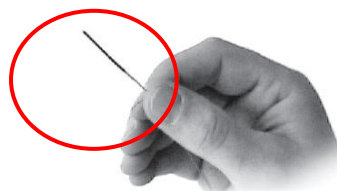


Tabla 16. Características de los sensores ópticos
Figura 27. Sensor de temperatura óptico
Fuente: Fabricante FISO

2.3.11. Sistema de acondicionamiento de señal

El objetivo del acondicionador de señal es tratar la señal proveniente de los sensores de manera adecuada, de tal forma que se elimine el ruido y se le de la amplificación necesaria para el conversor de datos analógico-digital. Por lo que se requiere el uso de dos equipos distintos. Para el primer caso se recomienda utilizar uno de los módulos que integra el sistema *field point*, como el mostrado en la figura 28. Con ese módulo se pueden conectar directamente los sensores teniendo una alta exactitud en las medidas, ya que por medio del

software se calibra, escala, linealiza y adecua las señales de los sensores. A continuación, en la tabla 17, se presentan algunas de las características de este dispositivo.

Numero de canales:	8
Resolución:	16 bits, 1 en 65,523.
Filtro (Configurable por cada canal)	50, 60 ó 500Hz,
Impedancia (entradas de tensión):	100 MΩ
Impedancia (entradas de corriente):	100 Ω
Protección a sobre tensión (Solo entradas tensión):	40 V
Protección a sobre corriente (Solo entradas de corriente):	30 mA

Tabla 17. Características del módulo analógico-digital
Fuente: National Instruments



Figura 28. Modulo de adquisición de señales eléctricas y Sistema de acondicionamiento de señal para los sensores ópticos
Fuente: National Instruments

Para el segundo caso, se recomienda utilizar un sistema de adquisición de señales ópticas, el “TMI Acondicionador de la Señal de Temperatura”. Este instrumento es un acondicionador de señales de fibra óptica diseñado especialmente para trabajar con sensores de temperatura ópticos. Debido a su estructura es adecuado para trabajar en ambientes industriales donde se requieran hacer medidas de temperatura en diversos puntos. En la figura 28 se muestra este equipo y la tabla 18 sus características.

Canales	4
Frecuencia de Muestreo	20 Hz
Promedio de Muestras	1 a 500 muestras
Precisión	0.025% a fondo de escala
Resolución	0.01% a fondo de escala
Rango Dinámico	15 000: 1
Salidas Analógicas	±5 V
Comunicación	RS-232; USB
Vida de la lampara1	40 000 horas de uso continuo
Peso	2.2 kg (4.9 lb)
Requerimientos de Potencia	10 a 20 Volts (5 Watts)
Temperatura de operación	-20°C a 40°C (-4°F a 104°F)

Tabla 18. Características del módulo analógico-digital
Fuente: Fabricante

2.4. Vida Útil del SICP

La vida útil del equipo SICP se estima en 10 años, que dependerán del mantenimiento dado, generalmente sus componentes tienen larga vida, pero no se puede generalizar, ya que las condiciones del pozo y el terreno donde se utilice varían y pueden afectar el normal funcionamiento de los equipos.

El factor ambiental también influye en su vida útil, debido a que situaciones como descargas eléctricas pueden dañar o afectar gravemente los equipos y su funcionamiento.

2.5. Valor de los Componentes del Sistema de Inyección de Corriente - SICP

A continuación se listan los costos de los componentes del Sistema de Inyección de Corriente en Pozos Petroleros SICP, estos se visualizan en detalle en el Anexo 1.

Estos valores incluyen el sistema de alimentación, el equipo de adquisición de datos, la unidad de potencia, el sistema de control y un estimado inicial de los costos por mantenimiento y operación, entre otros.

Total Costos del Equipo

Bloques funcionales	Costo Pesos
Sistema de alimentación SICP	\$ 5,740,841.45
Equipo de adquisición de datos	\$ 50,720,292.30
Sistema de Control	\$ 14,199,530.40
Fuente de potencia (SICP)	\$ 4,310,274.62
Total	\$ 74,970,938.78
Instrumentación	US\$ 34,095

Tabla 19. Costos de los Componentes del SICP

Fuente: Elaboración Propia

2.6. Beneficios de Adicionar el Equipo en la Extracción

Según estimaciones realizadas por el Ingeniero Omar L. Peña (creador), con la implementación del Sistema de Inyección de Corriente en Pozos Petroleros SICP, se podría llegar a levantar entre un 1%, para crudos muy pesados y con pérdidas eléctricas y, sobrevalorando el proyecto, un 10% del crudo extra pesado y con condiciones de pozo ideales como simetría entre tubing y casing⁴⁹. Para crudos livianos este factor aumenta en gran medida el nivel de levantamiento, ya que es de mayor calidad y tiene mejor movilidad dentro del tubing.

2.7. Alternativas de Disponibilidad, Suministro y Costos de Energía Eléctrica para el SICP

La energía eléctrica es un recurso energético indispensable, en muchos casos, insustituible, pues es utilizado en el desarrollo de múltiples actividades en el campo industrial, comercial y residencial. Es importante para la industria por soportar procesos productivos industriales de toda índole; además, es el factor más importante para que el SICP pueda funcionar, ya que su principio fundamental es el calentamiento de la tubería, característica que para este caso, se consigue con electricidad; esto hace necesario conocer las condiciones a las cuales se puede adquirir el servicio, las alternativas de suministro, los costos y las implicaciones que tiene sobre la adición; para así elegir la más adecuada para la empresa y el nivel de factibilidad de la implementación.

2.7.1. El Sector Eléctrico Colombiano

En Colombia el sector eléctrico esta conformado por varias empresas que cumplen con la tarea de suministrar la energía necesaria para el país, por medio de cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, las cuales se trazan en el Mercado Mayorista de Electricidad, donde la energía eléctrica puede ser negociada.

⁴⁹ Ingeniero Omar Leonardo Peña G.



Figura 29. Subestaciones eléctricas
Fuente: Ministerio de Minas y Energía

2.7.2. Mercado de Energía Eléctrica Mayorista

El Mercado de Energía Mayorista en Colombia, está clasificado en mercado no regulado y mercado regulado, al primero pertenecen todos los clientes cuyo consumo mensual es igual o superior a 55.000 kW/h o que demanden una potencia promedio igual o superior a 0,1 MW durante los últimos 6 meses, que en su gran mayoría son grandes y medianas industrias y una parte del comercio; todos los demás clientes pertenecen al mercado regulado⁵⁰. Para los clientes no regulados en el mercado de energía, se puede encontrar diferentes modalidades de servicio:

- i) Compra y venta en la Bolsa de Energía.
- ii) Cargo por Capacidad.
- iii) Ventas de Generaciones de Seguridad por Restricciones Eléctricas y/u Operativas.
- iv) Ventas de Servicios de Regulación Secundaria de Frecuencia.
- v) Ventas de Energía en Contratos Bilaterales de Largo Plazo.

La información relacionada con venta de energía en contratos bilaterales es confidencial y no se conocen ni cantidades, ni precios, debido a que los precios en los contratos bilaterales se pactan directamente entre el generador y el comercializador, estableciéndose libremente entre las partes. Razón por la que para posteriores cálculos del trabajo, se utilizarán valores promedios que actualmente existen en el mercado.

⁵⁰ **Ministerio de Minas y Energía.** Generalidades del Sector del Estado Empresario al Estado Regulador. www.minminas.gov.co

2.7.3. Actividades Relacionadas al Suministro de Energía Eléctrica

Generación de Energía: Actividad que corresponde a la producción de electricidad. Las empresas generadoras pueden negociar la energía en Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (aquellos con una demanda pico superior a los 100 KW ó 55 MWh/mes); opción viable desde la perspectiva de los clientes, debido a la facilidad que brinda el negociar directamente con el generador, obteniendo mejores precios, mejores condiciones de abastecimiento y seguridad en el suministro, sin necesidad de intermediarios. Para esta actividad, el precio de compra-venta se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.

Comercialización de Energía: Es donde atienden a los usuarios y les prestan el servicio de facturación. Pueden vender energía a precios libres o a precios regulados, están obligados a hacer la negociación de energía a través de licitación pública para garantizar un proceso transparente y al menor precio. Los clientes no regulados pueden negociar en forma directa el precio de la energía con cualquier comercializador, son libres de comprar la energía que requieran, sin importar su cantidad y al proveedor que ellos elijan; del mismo modo, los plazos para la compra-venta de energía eléctrica que realicen las empresas comercializadoras y los usuarios no regulados son libres y no requieren autorización previa de la CREG⁵¹. Esta actividad no es muy exigente en materia de requerimiento de infraestructura. Los procesos que deben desarrollar las Comercializadoras exigen básicamente inversión en equipos y sistemas de información.

Transmisión y Distribución: Estas actividades son la Transmisión Regional (STR) y Distribución Local (SDL). Los Ingresos percibidos por esta se originan del cobro a los agentes que acceden a la red, por Cargos por Conexión o Cargos por Uso de la red, que son cobrados por el uso de la infraestructura

⁵¹ **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas. Esta entidad, por medio de resoluciones, es la que establece los límites mínimos de consumo necesarios para acceder a la condición de usuario no regulado.

eléctrica. Estas generalidades dan a conocer las condiciones que le ofrece el mercado de energía a los usuarios, demostrando estabilidad en el respaldo ofrecido, apoyado por la normatividad que guía su transacción, para el caso particular de usuarios del tipo no regulado. Estos factores dan seguridad a las empresas que adquieren energía eléctrica para su funcionamiento y que dependen de un servicio que no las obligue a detener sus actividades inesperadamente, por situaciones que no puedan ser controladas por ellos mismos. Claro, sin dejar de lado que la empresa, debe prever inconvenientes que se pueden presentar, y estar preparada para afrontarlos.

Autogeneración y Cogeneración de Energía Eléctrica: Son un pequeño grupo al que muy pocas empresas en el país pueden pertenecer, debido a que esta condición requiere recursos y equipos propios derivados de su actividad laboral. Se define como Autogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional y puede o no, ser el propietario del sistema de generación. ECOPETROL S.A. con la termoeléctrica de Ocoa, ha demostrado que puede ser un autogenerador; produciendo en esta planta, energía eléctrica que es utilizada para realizar las actividades diarias en el campo Castilla y hasta en las localidades cercanas a esta, pero en este momento no se encuentra en funcionamiento, debido a que requiere modificaciones para suplir la creciente producción.

El Cogenerador, es aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, haciendo parte integrante de una actividad productiva, ambas destinadas al consumo propio o de terceros y a procesos industriales o comerciales.

2.7.4. Compra de Energía Eléctrica

Las transacciones de electricidad se realizan en la Bolsa de Energía Eléctrica, mediante ofertas de precios, disponibilidad de los recursos de generación y

demandas de energía por parte de las empresas, representadas por comercializadores directamente en la bolsa o a través de contratos. Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios No Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores. Los contratos que se suscriben, en cuanto a cantidades pactadas, tienen las siguientes modalidades: Pague lo Contratado, Pague lo Demandado y Pague lo Consumido. Los contratos pueden presentar simultáneamente más de una modalidad y no hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales. Es decisión de los agentes comercializadores y generadores su grado de exposición en el mercado 'spot'.

La variedad de ofertas existentes en el mercado de la bolsa es muy grande, los comercializadores y generadores de energía permiten a las empresas compradoras optar por lo que mas les beneficie, permitiéndole elegir las condiciones a las cuales puede negociar y la forma en que espera recibir el servicio. Esto es una ventaja para el comprador, que puede obtener ganancias en cantidad y calidad, pero también puede ser una desventaja, si se tiene en cuenta la variación del precio del dólar (para ciertos casos), la variación de la inflación, el nivel de ventas y demás variables externas e internas que pueden hacer que el contrato pactado se convierta en una carga hasta su finalización, por tiempo o por aplicación de las cláusulas de incumplimiento, haciendo incurrir a la empresa en mas gastos; debido a que no hay restricción sobre la capacidad que un agente generador o comercializador puede comprometer en contratos pactados libremente.

2.7.5. Transacción de Energía y Estructura Tarifaria

Los componentes de la estructura tarifaria de Venta de Energía Eléctrica en Colombia Para el cliente no regulado son:

G_{m,t} = Costo de compra de energía. (40%)

T_{m,t} = Costo por transporte de energía. (9%)

$D_{n,m}$ = Costo de Distribución acumulado nivel n. (39%)
 $O_{m,t}$ = Costos adicionales mercado mayorista. (1%)
 $C_{m,t}$ = Costo de comercialización. (11%)

Los componentes $G_{m,t}$ y $C_{m,t}$ (compra y comercialización), son los únicos componentes que se pueden negociar, el resto de componentes son igualmente aplicables para la tarifa de un cliente residencial que para una gran industria. En conclusión un gran consumidor de energía (cliente no regulado), puede llegar a negociar aproximadamente el 50% del costo de compra de su energía, el otro 50% es un valor regulado que ni el comercializador ni distribuidor pueden discriminar. Como el cliente no regulado compra en grandes cantidades se ve beneficiado, por descuentos, mejores condiciones o mayores cantidades; de igual forma, una gran venta también genera incrementos en el bolsillo del vendedor, lo que crea una correspondencia en donde ganan ambas partes.

2.7.6. Contratación del Suministro de Energía Eléctrica

Uno de los principios que guían la contratación de Ecopetrol S.A., es el de selección objetiva. Escoger la oferta mas favorable, se fundamenta en factores de evaluación públicos debidamente ponderados y siguiendo un procedimiento de aplicación de los mismos. Así, si luego de la evaluación respectiva, el primero en el orden de elegibilidad resulta ser aquel que ha presentado el ofrecimiento económico más bajo, y dicho ofrecimiento se encuentra dentro de márgenes razonables del mercado, la empresa está en la obligación de adjudicarle el contrato. Razón por la cuál es de gran importancia pactar términos dentro del contrato que responsabilicen al comercializador o prevengan riesgos de este tipo. Aunque es mucho más recomendable pactar contratos con comercializadores reconocidos y que ofrezcan confiabilidad en el servicio.

2.8. Comparación de Alternativas

A continuación se contemplan los valores del precio de la energía transada en bolsa y por contratos para el año 2008:

FECHA	CONTRATOS		BOLSA
	Directos con destino a atender usuarios no regulados	Intermediación	Precio bolsa para atender usuarios no regulados
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
Ene-08	76.20	94.27	95.93
Feb-08	78.07	96.26	100.00
Mar-08	77.12	93.09	90.85
Abr-08	78.01	95.42	105.24
May-08	78.59	94.21	94.38
Jun-08	77.85	93.72	73.19
Jul-08	76.65	91.75	64.18
Ago-08	77.45	92.37	74.01

Tabla 20. Precios de la Energía Eléctrica para Clientes no Regulados
Fuente: Empresa XM

En esta tabla se pueden observar y comparar los precios de la energía. En ella se pueden ver tres tipos de transacciones: contratos con destino a usuarios no regulados sin intermediación, contratos por intermediación y compra de energía directamente en bolsa. Se observa que los precios de la energía eléctrica comprada a través de contratos destinados a suplir el mercado no regulado presentan un menor valor, comparado con la intermediación y el precio de compra en la bolsa, también tiene menor variación, generando un valor casi constante en el tiempo, ofreciéndole al cliente mayor seguridad y acierto en los datos utilizados para calcular los gastos y flujos de caja del proyecto. Estas son las razones por las cuales se eligió la alternativa de adquirir el servicio de energía eléctrica realizando un Contrato Directo con el generador.

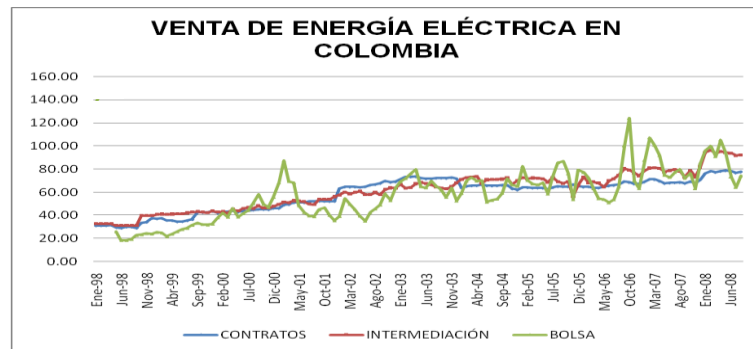


Figura 30. Venta de Energía Eléctrica en Colombia
Fuente: XM Mercados

La gráfica anterior muestra la variación presentada por los precios de energía para las alternativas elegidas, como se puede observar la menor variabilidad la presentan los contratos directos, lo que le ofrece a la empresa mayor seguridad en precios y suministros.

2.9. Conclusiones sobre el Funcionamiento del SICP y el Suministro de Energía Eléctrica

Para dar inicio a una evaluación económica y generar cálculos más reales, es necesario conocer los requerimientos técnicos del equipo con el fin de elegir los más adecuados tanto para el tipo de crudo como para las condiciones de terreno, buscando optimizar también las inversiones requeridas, evitando riesgos como daños generados por humedad o exceso de potencia eléctrica y por ende pérdida de dinero por mantenimiento, operación y cambio de los dispositivos.

La implementación del equipo requiere de una planificación previa para que se obtenga una correcta operación. Es muy importante tener en cuenta que las condiciones y características de los pozos varían entre si, la profundidad, la temperatura de fondo, la viscosidad de crudo, y la presión son características propias de cada uno. De dichas características depende la adecuada selección de los dispositivos a utilizar y de los operarios que van a intervenir en la manipulación del equipo.

El equipo está diseñado para aumentar el nivel de eficiencia en el levantamiento del crudo, para un mayor aprovechamiento de los recursos con los que se cuenta en el pozo. Puede ser aplicable a cualquier pozo petrolero, siempre que se cumplan las características expuestas, para obtener un óptimo resultado. Por esta razón es necesario tener muy claro lo que se espera obtener y las inversiones necesarias para lograr el objetivo. Con esta información ya se pueden realizar los cálculos que demuestran la factibilidad económica necesaria para implementar el equipo sin dejar de lado los riesgos técnicos y económicos a los cuales está expuesto.

El análisis de las diferentes modalidades de suministro de energía, presenta dos opciones a tener en cuenta, siendo Ecopetrol un cliente no regulado. La primera representa la compra de energía por medio de un contrato pactado, como actualmente se realiza. La segunda opción sería la autogeneración de energía, utilizando los recursos propios y de producción, en la termoeléctrica de Ocoa con el fin de generar energía eléctrica para consumo y funcionamiento de estos campos; pero a corto plazo no es viable esta opción debido a la reestructuración de la misma. Por esta razón, los datos que se tendrán en cuenta para los cálculos es la compra de energía por medio de contrato; opción que representa menor costo y variabilidad.

El contrato representa no solamente precios bajos, sino también disminución del riesgo en el suministro por fenómenos externos, como el fenómeno del niño, que pueden generar precios altos de energía, caso en el cual los proveedores tienen la obligación de mantener los ofrecidos inicialmente al cliente.

No es seguro comprar energía eléctrica por medio de intermediadores ya que las reglas de funcionamiento del mercado mayorista de energía en Colombia permiten a estos agentes vender energía mediante contratos sin respaldo. En otras palabras, estos agentes pueden arriesgar sin límites, pues en caso de quiebra, no tienen activos que perder y pueden, por lo tanto, abandonar el negocio sin dificultades, afectando solamente a los usuarios.

3. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Para cualquier inversionista es muy importante planificar el manejo eficiente de los recursos dispuestos para sus proyectos, para tal fin, busca obtener un panorama que le permita visualizar el comportamiento de los beneficios, costos y riesgos incurridos. Esta planeación se contempla a lo largo de este capítulo, donde se presenta el procedimiento utilizado para realizar la evaluación de las variables financieras relevantes y las posibles respuestas generadas, con el fin de facilitar el proceso de toma de decisiones.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el principal objetivo de este proyecto es analizar la viabilidad financiera de adicionar un equipo que por medio de electricidad genere calor uniforme dentro de la tubería de un pozo petrolero, con el fin de optimizar la movilidad de crudo de su interior. Para la realización de este ejercicio se tomo como referencia un pozo piloto, ubicado en el yacimiento San Fernando sobre la formación T2. Este yacimiento tiene como principal característica la existencia de reservas de crudo pesado y extrapesado, lo que dificulta su extracción y aprovechamiento, razón por la cual se creó el equipo. Para el análisis se utilizarán los datos obtenidos en la evaluación técnica del equipo, realizada por el Ingeniero Omar Leonardo Peña, creador del mismo.

Como en cualquier evaluación, se debe seguir un procedimiento donde se contemplen las herramientas necesarias para un análisis aplicable a cualquier proyecto en un pozo petrolero, por medio de la generación de escenarios, que permiten crear un modelo de fácil aplicación y entendimiento, que a la vez pueda ser modificado de acuerdo a las características de cualquier pozo.

A continuación, se muestra el esquema representativo del modelo utilizado:

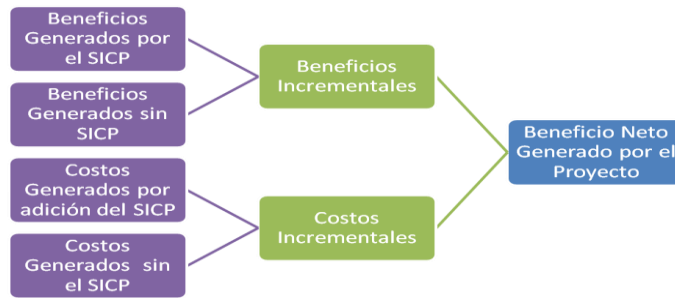


Figura 31. Esquema Modelo de Evaluación
Fuente. Elaboración Propia

3.1. Fases del Proceso Utilizado para la Evaluación del Proyecto

Fase 1: Identificación de necesidades y oportunidades.

Fase 2: Estimación de ingresos, gastos y costos asociados (Equipos, Energía, Cantidad de Crudo, etc.)

Fase 3: Cálculos y evaluación de variables.

Fase 4: Simulación de resultados.

Fase 5: Análisis de resultados.

3.1.1. FASE 1: Identificación de necesidades y oportunidades

Esta fase inicia con la identificación del problema por el cuál se generó el proyecto y su posible solución por medio de un análisis del entorno; para este caso se propone como dicha solución, la adición de un sistema de inyección de corriente eléctrica en pozo. Del análisis técnico realizado, surgen las necesidades correspondientes a equipos e instrumentos, cantidad de energía eléctrica necesaria y la variabilidad en la producción de crudo; parámetros mencionados en el primer y segundo capítulo de este libro.

Las necesidades técnicas fueron calculadas por el creador del equipo, Ingeniero Omar Peña y el precio de energía eléctrica se tomo de bases históricas y actuales, de acuerdo a las cantidades requeridas por el equipo.

3.1.2. FASE 2: Estimación de ingresos, gastos y costos

Esta fase del proyecto se inicia como una lluvia de ideas, donde se conciben soluciones a problemas y necesidades que se pueden presentar durante la evaluación y que se van depurando durante el análisis, para lo que intervienen en gran medida las personas encargadas del proyecto, que son las que ejercen mayor influencia sobre el mismo y sus enfoques.

En continuar con esta fase, se realizará un análisis de posibles costos, gastos, beneficios y riesgos generados por la adición del SICP; para lo cual se describen a continuación y en forma general algunas contingencias asociadas al proyecto y que se deben tener en cuenta al realizar las estimaciones.

CONTINGENCIAS POSITIVAS	CONTINGENCIAS NEGATIVAS
Aumento en el factor de levante.	Aumento en costos de electricidad.
Mejoramiento del nivel de recobro y producción.	Mayor cantidad de crudo que debe ser procesada en refinería y que puede causar sobrecarga de equipos y trabajo.
Aplicabilidad en los diferentes procesos de producción.	Mayores requerimientos de disolventes para transporte del crudo.
Mayor rendimiento de los equipos utilizados actualmente.	Aumento en costo de equipos, electricidad y mano de obra.
Facilidades en la movilización del crudo.	Condiciones Ambientales.
Mayor aprovechamiento del tiempo de extracción.	Falta de capacitación en el manejo de los nuevos equipos.

Tabla 21. Contingencias Asociadas a la Adición del SICP
Fuente: Elaboración Propia

Estas características deben ser analizadas para conocer cuales tienen mayor incidencia sobre la evaluación de la alternativa propuesta, permitiendo identificar su influencia sobre los cálculos que permiten la evaluación del proyecto. Estos factores se han depurando y cuantificando a medida que se ha realizando el análisis del proyecto, identificando implicaciones económicas, legales y ambientales, que trae consigo la adición del equipo.

Ahora, se hace necesario identificar la clase de proyecto a estudiar y su funcionalidad de acuerdo a sus características o aplicaciones, que agrupadas se pueden catalogar como una nueva inversión o negocio, o si el proyecto se requiere para una mejor operación o si es necesario para dar continuidad a la

producción, entre otros. Esto permite definir que tipo de costos se relacionan al área donde se implementará; adicionalmente, sirve para identificar otros riesgos generados en la implementación. A continuación se amplían estos conceptos:

- Nueva Inversión o negocio: Creación de una nueva área en la empresa, el proyecto es algo que anteriormente no existía en el portafolio de la empresa.
- Mejor operación: Proyectos e inversiones indispensables para mejorar la operación actual de la empresa, en diferentes condiciones, garantizan la continuidad de los ingresos.
- Continuidad Operativa o de Producción: Mantiene por largo plazo, el negocio en marcha. Pueden ser nuevas fuentes de energía.

Según estas definiciones, se puede clasificar la adición del SICP como una Mejora en la operación. Ya que incrementa los niveles de levantamiento de crudo, garantizando un mayor aprovechamiento del recurso y por ende mayores ingresos.

Para la estimación de los costos, se hace necesaria la realización de un presupuesto en el cual se cuantifiquen los beneficios y costos asociados al proyecto, incluyendo en estos:

- Las contingencias
- Las tolerancias en los precios, que para este caso se analizarán dentro de escenarios pesimista, más probable y optimista.
- Los costos directos e indirectos estimados
- La escalación
- La variación de la producción

Buscando obtener bases para la estimación de los costos, durante el análisis del entorno se observó de algunas empresas y del mercado que:

- ❑ La estimación de los costos de muchos proyectos ha estado soportada en terceros y no han sido establecidos ni analizados por la misma empresa que es quien conoce su producción, fortalezas, debilidades y necesidades.
- ❑ En la mayoría de los casos, se estiman los costos por proyectos, obras o contratos específicos y no se crean parámetros o estructuras estándares que sean aplicables a diferentes proyectos.
- ❑ La información sobre rendimientos, precios, equipos, etc. Se encuentra dispersa y restringida, lo que hace más tedioso el trabajo de recopilación de los datos necesarios.
- ❑ En la generalidad de casos hace falta herramientas para estimación de inversiones que mantengan bases de datos actualizados y que permitan evaluaciones más certeras y rápidas.

Por estas razones es importante definir parámetros y límites dentro de los cuales se evaluará el proyecto, para generar datos más precisos, más reales y enfocados a los resultados con gran nivel de certeza.

Parámetros:

- **Equipos.** Debe existir certeza en la escogencia y compra de los equipos, tanto de los que se pueden adquirir inmediatamente, como los que deben ser hechos de acuerdo a necesidades específicas. También se debe definir y tener claro el tiempo de entrega de los equipos y las especificaciones técnicas, ya que estos son factores claves que pueden llegar a influir negativamente en los tiempos estimados para la realización del proyecto si no se planifican adecuadamente.
- **Tiempo.** Es muy importante definir el tiempo en el cual se llevará a cabo la evaluación del proyecto. Puesto que su variación puede llegar a afectar la rentabilidad esperada.
- **Competencia.** El equipo pretende ser una adición para mejorar el trabajo realizado por los equipos existentes actualmente, por lo tanto no representa una competencia, sino un complemento.

- **Incertidumbre.** El mayor riesgo financiero es una baja importante en el precio del petróleo o una disminución abrupta de la producción básica e incremental.

3.1.2.1. Metodología utilizada para la evaluación financiera

Para analizar la factibilidad de adicionar el SICP, inicialmente se obtuvieron los requerimientos técnicos del equipo, con los cuales se empezó a evaluar las necesidades para su funcionamiento, identificando como la más importante energía eléctrica, para la cual planteó la opción de adquirirla por medio de un contrato pactado entre generador y empresa.

También se identificó como variables externas más relevantes, el precio del petróleo y el precio del dólar para los cuales se presentará un análisis, con la finalidad de observar su influencia sobre los resultados del proyecto. Con estos parámetros identificados, se plantearon tres posibles escenarios, el pesimista, el más probable y el optimista, con los cuales se desea observar el comportamiento financiero de la producción del pozo si se adiciona el SICP.

Después de identificar los escenarios y las variables principales, se procede a realizar los cálculos necesarios que permitirán evaluar las alternativas. Para la cual se requiere calcular:

- Costos de equipo
- Gastos generales
- Ingresos
- Flujo de caja
- VPN y TIR
- Beneficio sobre el costo

3.1.2.2. Estimación de costos e inversiones

Para estimar los costos de la implementación del SICP se solicitó cotización a varias empresas como Siemens, Shulemberguer y National Instruments, entre

otras, con el fin de conocer los precios de los componentes del SICP en el mercado y los tiempos de entrega.

- ✓ **Costos Directos:** Costos que son directamente atribuibles al trabajo y alcance del proyecto, entre los que se encuentran para el análisis de la adición del SICP: Equipos y materiales que deben ser adicionados en el pozo, mano de obra para la construcción, montaje y mantenimiento del equipo; Estudios relacionados, Ingenierías, Gerencia del Proyecto, Interventoría, Gestión de Compras, entre otros.

- ✓ **Costos Indirectos:** Costos que no son atribuibles al trabajo y alcance del proyecto pero que deben ser erogados para cumplir con la ejecución del mismo. En este caso, para la adición del SICP se tuvieron en cuenta: Honorarios, sueldos y prestaciones de personal directivo, técnico, administrativo y temporal, que tiene relación con el proyecto y hasta el cierre de éste; Gastos para las oficinas centrales y en campo, equipos para telecomunicaciones.

- ✓ **Costos de Regionalización:** Impuestos, permisos, requerimientos de HSE, costos de mano de obra en sitio, costos de equipos en sitio, etc.

Los valores asociados a estos costos se presentan en el Anexo 3.

Los costos se ven influenciados por variables controlables y no controlables como:

1. El tamaño del yacimiento de petróleo. Mientras más grande, más económico el coste de extracción.
2. La edad del yacimiento. En un yacimiento nuevo el costo de extracción es menor puesto que tiene una mayor tasa de producción, que con el paso del tiempo va disminuyendo.
3. Los crudos pesados son caros debido a que requieren mayor infraestructura, pero tienden a presentarse a menores profundidades que los crudos convencionales.

- ✓ **Contingencias:** Este valor debe agregarse al final del estimativo, como una provisión, cuyo fin es cubrir costos no definidos en alguna fase del proyecto. Incluye cambios o imprevistos durante la construcción, pero no incluye cambios en el alcance. Entre ellas se encuentran:
 - ❑ Elementos no definidos o tenidos en cuenta, al hacer el estimado.
 - ❑ Renglones omitidos debido a falta de definición.
 - ❑ Precios y cantidades estimados pero que resultan ser deficientes.
 - ❑ Cambios en los precios ya sea por temporada o variación en la cotización.
 - ❑ Demoras en el calendario de ejecución.
 - ❑ Suposiciones falsas o deficientes, hechas durante la estimación y ejecución de los cálculos para el proyecto.
 - ❑ Falta de experiencia por parte de la empresa o del personal encargado de manejar alguna de las fases del proyecto.
 - ❑ Cambios en las regulaciones internas o externas de la empresa.
 - ❑ Imprevistos durante la ejecución del proyecto; como huelgas, cambios severos en el clima, escases de materiales, entre otros.

- ✓ **Tolerancias y Escalación:** Son costos utilizados para cubrir cantidades adicionales a las que se tenga certeza que ocurrirán pero que no se sabe en que magnitud exactamente. Entre ellas se encuentran aumentos en el costo de energía eléctrica, costos de maquinaria, repuestos, mano de obra, entre otros. Para este ejercicio se utilizaron tolerancias basadas en el aumento inflacionario anual, para algunas variables como el aumento del precio de la energía.

- ✓ **Cuantificación de Riesgos Asociados a las Contingencias Negativas:** Para cualquier proyecto es obligatorio tener en cuenta los factores técnicos y económicos que lo afectan negativamente, para disminuirlos es necesario crear una provisión que cubra los costos asociados a un plan de gestión de riesgos que permita reducir posibles amenazas al proyecto; es necesario que el plan contenga: una estrategia de respuesta, un responsable dentro

de la empresa y fechas de control, lo que permite monitorear y tomar la delantera a los eventos relacionados con estas contingencias.

Para analizar un poco más a fondo las contingencias mencionadas anteriormente y dar a conocer los posibles riesgos que pueden ocurrir durante la ejecución del proyecto, se contemplan a continuación:

POSIBLES RIESGOS ASOCIADOS A CONTINGENCIAS NEGATIVAS
Incendios de maquinaria
Muerte de trabajadores
Baja en el precio del petróleo
Devaluación del dólar
Demora en los tiempos de entrega
Mala escogencia de los equipos o interpretación errónea de las especificaciones técnicas.
Operarios no capacitados para el manejo de los equipos
Huelgas
Cambios bruscos en el medio ambiente

Tabla 22. Riesgos Asociados a Contingencias Negativas
Fuente: Elaboración Propia

Con estos factores de riesgo es posible crear una matriz RAM (Resource Assignment Matrix), en donde se cuantifique su impacto en el proyecto.

MATRIZ RAM				
RIESGO	PROBABILIDAD Y OCURRENCIA		CONSECUENCIA REAL	CONSECUENCIA POTENCIAL
Taponamiento	Sin SICP: Alta	E	Parada en la producción	Abandono del Pozo
	Con SICP: Baja		Interrupción de Actividades en pozo Temporalmente y con intervalos de ocurrencia más extensos	
Daño en el Equipo por mal manejo	Baja	B	Arreglo o Reposición del Equipo Interrupción de Actividades Temporalmente	Parada de la Producción
Daño en el equipo por condiciones ambientales	Media	C	Arreglo o Reposición del Equipo Interrupción de Actividades	Cambio del Equipo

Demora en tiempo de entrega de los equipos	Medio	C	Demora en la ejecución del proyecto	Afectación de los ingresos, pérdida de dinero por retraso
			Interrupción de algunas actividades relacionadas	
Explosión	Alta	C	Quemadura del equipo y personal operativo.	Incapacidad y Muerte, requiere tiempo de recuperación
			Afectación del rendimiento laboral	
			Interrupción de actividades por largo tiempo	
			Emisiones de gas negativas para el medio ambiente	
Sobrecarga	Alta	C	Daños en el equipo	Explosión y daños a los electrodos dentro del tubo
			Interrupción de la actividad	
Caída de red de comunicación interna	Alta	E	Retraso en la información y afectación de la comunicación	Pérdida del monitoreo del comportamiento del equipo
Caída del precio del petróleo	Alta	C	Bajos ingresos	Abandono del pozo
			Interrupción de la Actividad	Abandono del proyecto
Bloqueo al acceso al campo	Media	C	Retrasos en entregas de producción	Daños en los equipos por no asistencia de operarios
			0 Monitoreo	
Mal mantenimiento a los equipos	Bajo	C	Paradas de producción para corregir	Pérdida de dinero por mantenimientos
				Daños en los equipos
Convenciones				
Evaluación de la probabilidad A – No ha ocurrido en la industria B – Ha ocurrido en la industria C – Ha ocurrido en Ecopetrol D – Sucede varias veces por año en Ecopetrol E – Sucede varias veces por año en la Unidad, Superintendencia o Departamento.			Análisis de Riesgo	
				Muy Alto
				Alto
				Medio
				Ninguno

Tabla 23. Matriz RAM

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla anterior se contemplan los riesgos, las consecuencias y probabilidad de ocurrencia, en forma cualitativa. Para incluir los riesgos más relevantes que afectan la producción, para los cálculos se cuantificó la

probabilidad de ocurrencia de las fallas técnicas y eléctricas del equipo y la tubería:

PROBABILIDAD DE FALLA DEL EQUIPO	
Fallas técnicas y de infraestructura	15%
Fallas eléctricas	25%

Tabla 24. Probabilidad de Falla

Fuente: Expertos ICP

Se realiza este análisis buscando clarificar los impactos económicos de ciertos riesgos en la implementación del SICP, identificándolos a tiempo para evitar o disminuir su ocurrencia y como se mencionó anteriormente, para cuantificar las contingencias. Para observar el posible impacto económico generado por estas contingencias negativas, se utilizará la clasificación hecha por Ecopetrol S.A. que los cuantifica de la siguiente forma:

Personas	Económica	Ambiental	Imagen de la Empresa	Clientes
Una o mas Fatalidades	Catastrófica > \$10M	Masivo	Internacional	Decisiones y/o circunstancias de impacto comercial a gran escala
Incapacidad Permanente	Grave \$1M a \$10M	Mayor	Nacional	Pérdida de participación en el mercado. Poco mercado internacional. Pérdida en la participación en el presupuesto del cliente destinado a la compra de productos ofertados por Ecopetrol.
Incapacidad Temporal > 1 día	Severo \$100K a \$1M	Localizado	Regional	Pérdidas de clientes y/o desabastecimiento
Lesión Menor (sin incapacidad)	Importante \$10K a \$100K	Menor	Local	Implica quejas y/o reclamos
Lesión Leve (Primeros auxilios)	Marginal < \$10K	Leve	Interna	Genera Riesgos de incumplimiento. Cualquiera de las especificaciones acordadas con el cliente
Ninguna Lesión	Ninguna	Ningún Efecto	Ningún Impacto	Sin efectos

Tabla 25. Matriz de Cuantificación de Contingencias Negativas

Fuente: Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos Ecopetrol S.A.

Este sería un estimado de lo que le costaría a la empresa la ocurrencia de esas contingencias negativas, el impacto en la imagen corporativa y las consecuencias que cada riesgo puede traer consigo. Dentro de la estructura

utilizada para el análisis del proyecto, estos estimados se tendrán en cuenta en el rubro contingencias.

Utilización de la Distribución Pert para Análisis de las Variables Aleatorias

Para analizar las variables utilizadas para los cálculos del proyecto se utilizaron en su mayoría la Distribución de probabilidad Pert por las siguientes razones:

1. Por que proporciona una técnica estándar que analiza las variables con tres parámetros: mínimo, más probable, máximo.
2. Permite Identificar los intervalos o elementos más críticos del proyecto, para así predecir los potenciales inconvenientes que puedan perjudicar el cumplimiento del programa propuesto.
3. Ofrece la posibilidad de simular los efectos de las decisiones alternativas o situaciones imprevistas y una oportunidad para estudiar sus consecuencias en relación a los plazos de cumplimiento de los programas.
4. Aporta la probabilidad de cumplir exitosamente las condiciones propuestas, y ofrece una guía para que esto se lleve a cabo.
5. Este sistema resulta más acorde con la realidad, debido a que tiene en cuenta que en el mercado hay factores que generan fluctuaciones en los precios y que estos están sujetos a variables que de alguna forma los vuelve volátiles y con el tiempo van sufriendo cambios.

Uso de @Risk para Simulación (Anexo 4):

@Risk es un programa de análisis de riesgo, cuya función principal es reducir la incertidumbre en la toma de decisiones. A través de la simulación de Monte Carlo y mediante análisis probabilísticos permite resolver preguntas relacionadas con la viabilidad del proyecto, pronosticando los posibles resultados. El número de ensayos afecta la calidad de los resultados, a mayor cantidad de ensayos mayor representatividad de los resultados.

3.1.3. FASE 3: Cálculos

Las variables utilizadas para realizar el análisis financiero que valida la implementación del SICP fueron las siguientes:

- Precios WTI proyectados
- Periodo de Evaluación: 10 Años
- Depreciación a 10 años por línea recta
- La materia prima del proceso es crudo extrapesado de la formación San Fernando.
- Precios Dólar y tasa de cambio proyectados por el Banco de la República de Colombia.
- Inflación proyectada por el Banco de la República.
- Precios de la Energía Eléctrica para usuarios no regulados en XM Compañía de Expertos en Mercados.

Teniendo en cuenta que el valor generado por el equipo está influenciado por variables externas, es necesario crear distribuciones de probabilidad que evidencien los posibles cambios generados en el mercado y el entorno global de los precios que se relacionan con el equipo presentado y el aumento en la producción de crudo. Para esto, se estimaron valores mínimo, máximo y más probable de cada variable no controlable por la empresa.

3.1.3.1. Análisis de variables

- ✓ **Variable:** Precio del crudo en boca de pozo

El precio del petróleo es quizá el factor más importante en la evaluación, ya que de él depende, en gran medida, la rentabilidad y aplicación del equipo, más cuando se trata del levantamiento de un crudo de difícil y costoso tratamiento, que además es vendido por debajo del precio de referencia.

El petróleo es uno de los productos más negociados en el mercado de futuros, debido a que su rentabilidad está ligada a las grandes variaciones en los precios, y ya no tanto, por el rendimiento generado en su producción como lo

era anteriormente. Los compradores adquieren petróleo a precios propuestos a futuro en los contratos de compra y venta, lo que en masa va generando una tendencia impulsada además, por un juego de especulaciones basadas en la declinación de la producción mundial de crudo. Es decir, aquellos que negocian petróleo en bolsa, no buscan (exceptuando en algunas ocasiones) suministrar u obtener cantidades de este producto, sino buscan realizar inversiones para obtener beneficios comprando a un precio y vendiendo a otro mucho más alto, casi de inmediato.

Es evidente que el precio del crudo es una variable no controlable debido a que está sujeta a cambios generados por factores externos, razón por la cual esta variable ha recibido un tratamiento de simulación con el software @Risk buscando identificar su comportamiento al azar, utilizando como base, proyecciones guiadas por condiciones reales y por la tendencia a futuro presentada en bolsas de valores como New York Mercantile Exchange (NYMEX) y en instituciones como la Cambridge Energy Research Associates (CERA). El modelo utilizado para realizar el análisis del precio del petróleo fue el realizado por Juan Carlos Toro y Carlos Pinto en su libro “Análisis Financiero de la Conversión De Vehículos Diesel a GNV en la Ciudad de Bucaramanga Utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media”⁵²

De los precios obtenidos en el modelo se identificaron los percentiles que definieron los escenarios pesimistas (bajo), más probable (medio) y optimista (alto), son 5, 50 y 99 respectivamente, teniendo en cuenta que eran los que más se aproximaban a las proyecciones realizadas por NYMEX Y CERA.

Los siguientes fueron los datos obtenidos para el precio del petróleo:

⁵² **TORO**, Juan Carlos y **PINTO**, Carlos. Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la Ciudad de Bucaramanga Utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2008

PRECIO PETRÓLEO EN BOCA DE POZO				
AÑO	PESIMISTA	MÁS PROBABLE	OPTIMISTA	VARIACIÓN
2009	7,45	12,48	49,28	24,71
2010	5,27	11,40	71,10	17,41
2011	3,58	11,34	76,77	20,05
2012	2,96	9,41	76,55	20,85
2013	2,40	10,97	76,43	19,43
2014	2,28	13,82	78,62	20,43
2015	2,17	17,71	82,51	22,68
2016	2,02	20,10	84,90	25,90
2017	1,90	20,88	85,68	27,86
2018	1,73	23,36	88,16	28,49
2019	2,12	24,50	89,30	30,62
2020	2,07	26,92	91,72	31,56

Tabla 26. Precio del crudo

Fuente: Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la Ciudad de Bucaramanga Utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media ⁵³

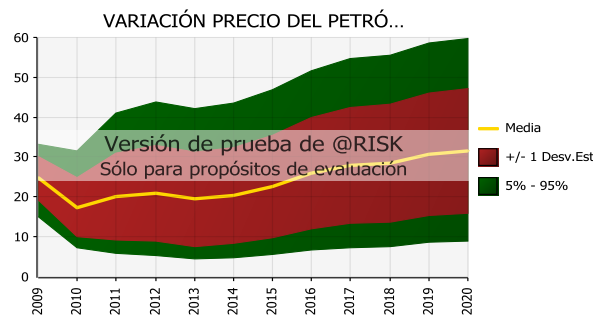


Figura 32. Variación del Precio del Petróleo en Boca de Pozo

Fuente: Elaboración Propia con @Risk

De los datos obtenidos con la variación de los precios proyectados y teniendo en cuenta el comportamiento de los mismos en años anteriores, se puede afirmar que la tendencia al alza se genera en ciertas temporadas, como se puede presentar del año 2010 al 2012 y desde el año 2014 en adelante, definidas principalmente por el alto consumo de los derivados del petróleo y la especulación de su agotamiento. Al subir estos precios, lo más probable que puede pasar es que los compradores se vean obligados a reducir su consumo, como consecuencia los productores y comercializadores deben bajar nuevamente los precios y para contrarrestar este efecto, la industria se ve

⁵³ **TORO**, Juan Carlos y **PINTO**, Carlos. Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la Ciudad de Bucaramanga Utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2008

obligada a disminuir el nivel de producción buscando restablecer los precios altos. Esto muestra que el precio del petróleo presenta tendencias normalizadas en el largo plazo y cierta volatilidad a corto plazo, como también se puede observar en la siguiente gráfica.

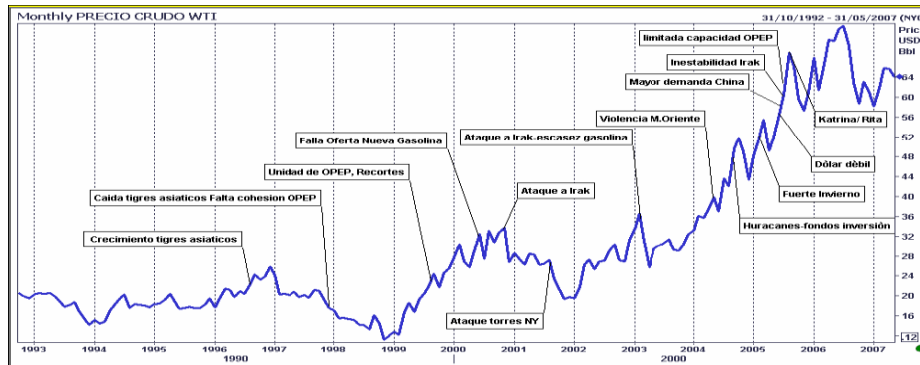


Figura 33. Históricos del Precio del Petróleo

Fuente: Oil-price.net

Es muy posible que este ciclo se mantenga hasta que el mundo disminuya su dependencia a los hidrocarburos o se encuentren nuevas formas de generación de energía. Mientras tanto, se mantiene la exploración de pozos petroleros costa afuera (offshore) buscando en el mar las reservas que se agotan en tierra, lo que a la larga, puede mantener los precios del petróleo dentro de un rango medio o normal y que la población mundial puede soportar.

Las causas que provocan la variación del precio del petróleo y que se deben tener en cuenta al implementar cualquier equipo que intervenga en la producción, son:

- Si el petróleo se extrae del mar, de la arena, de un desierto o de algún lugar con clima extremo, las condiciones del terreno afectan el normal movimiento del crudo, lo que encarece su extracción, tratamiento y transporte hacia los compradores; puesto que se debe contratar más trabajadores, más maquinaria y más diluyentes que hagan posible su transporte.
- En lugares con temperaturas bajas, se consume más combustible para su extracción, lo que incrementa sus precios.

- Si una planta o refinería tiene excedente de material su ganancia se verá disminuida, por la penalización que tiene el costo de almacenamiento y transporte. Cuando esto ocurre y no hay comprador, la empresa productora tiene dos opciones, o lo vende más barato o lo almacena, opción con la que se corre el riesgo de que la empresa pierda dinero, ya que el precio del petróleo puede bajar más con el tiempo y el vendedor se ve obligado a vender a pérdida.
- Otro factor que afecta el precio del petróleo son las guerras y conflictos, cuando esto ocurre, las empresas petroleras de la zona se paralizan temiendo algún tipo de ataque que pueda llegar a afectar su estructura o bienestar.
- La calidad del petróleo afecta enormemente su precio, puesto que, como se ha mencionado anteriormente, el crudo pesado es más difícil y caro de extraer y su calidad, no es tan buena como lo es el liviano, por esta razón se vende por debajo del precio del crudo de referencia WTI.
- Condiciones ambientales como huracanes, terremotos y otros, afectan las plantas extractoras y procesadoras, lo que genera bajas y paradas en la producción, afectando así su precio.
- Los países en crecimiento, contribuyen a aumentar el precio del petróleo, debido a que su demanda de energía crece a al mismo tiempo que sus necesidades y su poder adquisitivo, permitiendo pagar mayores precios.
- La reactivación de la actividad exploratoria y los esfuerzos que realizan las compañías petroleras para elevar la producción de los pozos existentes, ha elevado sustancialmente la demanda por maquinaria y equipos para exploración y servicio a los pozos, y en general a toda la infraestructura petrolera. El aumento de esta demanda ha elevado considerablemente el precio de los servicios a lo largo de la cadena del petróleo, lo cual contribuye también a su encarecimiento.
- También influye el hecho de que los hogares con mayores ingresos son los principales consumidores de combustible, por lo tanto mantener el precio barato, significa no sólo incentivar el consumo ineficiente de un recurso energético agotable, sino favorecer a un privilegiado grupo de la población, que económicamente puede adquirir el combustible.

- Las reservas petroleras están concentradas en un pequeño grupo de productores, permitiendo que estos manipulen el mercado. Por eso se considera que la industria petrolera es, en algunos aspectos, un monopolio natural.
- El precio del petróleo es regulado por los agentes del mercado y administrado por la oferta. Este es un mercado en extremo sensible en sus tendencias y con un alto grado de incertidumbre.

Penalidad al Precio del Petróleo: Es un rubro que se descuenta al precio del barril de petróleo, debido a que el crudo que se está analizando en el proyecto tiene gravedad API más baja que el crudo marcador **WTI**⁵⁴, y también por el contenido de azufre que este tiene, afectando su calidad. El valor de este descuento es de 22 dólares.

✓ **Variable:** Precio del dólar - Tasa de cambio

La tasa de cambio del precio del dólar se obtuvo de los pronósticos realizados por el Banco de la República en la Encuesta de Expectativas de Inflación y TMR, realizada del 1 al 7 de Julio de 2009, con una participación de 41 personas.

Tasa de Cambio Dólar - Peso	Min	Más Probable	Max
	\$1500	\$2200	\$3000
Devaluación	-2%	2%	4%

Tabla 27. Tasa de Cambio Dólar-Peso

Fuente: Banco de la República

Para analizar su comportamiento a futuro, se realizó una distribución del tipo Pert, utilizando como parámetro de variación la devaluación de la moneda colombiana. La simulación para esta operación arroja los siguientes resultados de la tasa de cambio del dólar para Colombia:

⁵⁴ **WTI:** precio de referencia para el crudo.

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA (\$)	ESCENARIO MÁS PROBABLE (\$)	ESCENARIO OPTIMISTA (\$)	VARIACIÓN (\$)
2009	1500	2200	3000	1789.65
2010	1470.00	2244.00	3120.00	1997.06
2011	1440.60	2288.88	3244.80	2202.75
2012	1411.79	2334.66	3374.59	1844.15
2013	1383.55	2381.35	3509.58	2602.98
2014	1355.88	2428.98	3649.96	2699.00
2015	1328.76	2477.56	3795.96	2088.15
2016	1302.19	2527.11	3947.80	2807.74
2017	1276.14	2577.65	4105.71	1897.84
2018	1250.62	2629.20	4269.94	2408.34
2019	1225.61	2681.79	4440.73	1898.69

Tabla 28. Variación de la Tasa de Cambio

Fuente: Elaboración Propia con @Risk

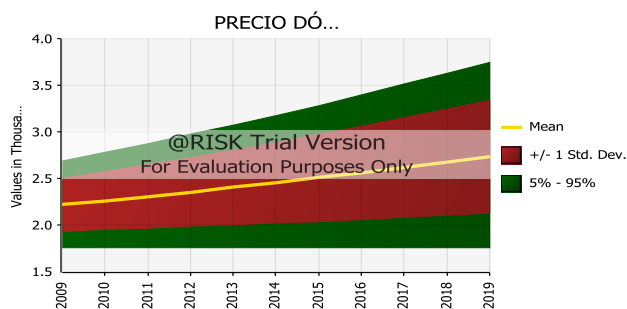


Figura 34. Variación precio del dólar

Fuente: Elaboración propia con @Risk

Según las proyecciones, se estima que el precio del dólar se mantendrá normalizado sin presentar fluctuaciones por debajo del precio mínimo utilizado para el presente trabajo, estimado en \$1500.

✓ **Variable:** Inflación

Los datos utilizados para el análisis de la inflación fueron obtenidos de las proyecciones expuestas por el Banco de la República; para su análisis se utilizó una distribución Pert que permitiera identificar las posibles fluctuaciones presentadas durante el período evaluado.

Este factor fue utilizado debido a que influye sobre algunos costos y gastos de operación que crecen anualmente de acuerdo a la inflación, tales como electricidad, materiales y suministros, entre otros.

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA	ESCENARIO MÁS PROBABLE	ESCENARIO OPTIMISTA	VARIACIÓN
2010	6.80%	4.80%	3.30%	4.6%
2011	7.50%	5.50%	4.00%	6.1%
2012	8.30%	6.30%	4.80%	6.8%
2013	8.36%	6.36%	4.86%	7.3%
2014	8.43%	6.43%	4.93%	6.7%
2015	8.49%	6.49%	4.99%	7.1%
2016	8.56%	6.56%	5.06%	6.3%
2017	8.62%	6.62%	5.12%	6.2%
2018	8.69%	6.69%	5.19%	7.7%
2019	8.75%	6.75%	5.25%	6.7%

Tabla 29. Variación de la Inflación en Colombia
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

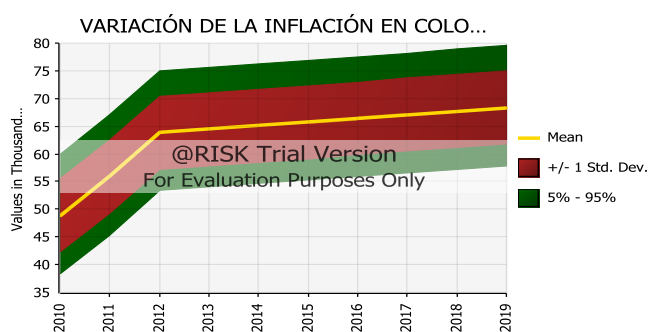


Figura 35. Variación Inflación en Colombia
Fuente: Elaboración propia con @Risk

El comportamiento histórico de la inflación en Colombia ha presentado tendencia alcista durante los últimos años, según los datos obtenidos sobre su comportamiento; a futuro se mantendrá esta tendencia, proyectándose para los años 2011 y 2012 un incremento importante, que se debe a la reactivación esperada para la economía nacional después de la crisis vivida actualmente.

✓ **Variable:** Producción de crudo

Para su análisis se utilizó una distribución Pert, elegida teniendo en cuenta los datos técnicos y de funcionamiento dados por el creador del equipo. Según estimaciones, el este puede aumentar el levantamiento de crudo ente un 1% y 10% de la cantidad que actualmente se eleva hasta la boca de pozo con los equipos existentes. Con este porcentaje de levantamiento se obtuvo la variación del nivel actual de producción.

AÑO	PRODUCCIÓN BÁSICA ACTUAL (Barriles)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL ESCENARIO PESIMISTA 1% (Barriles)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL ESCENARIO MÁS PROBABLE 5% (Barriles)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL ESCENARIO OPTIMISTA 10% (Barriles)
2009	1.407.960.00	14.079.60	70.398.00	140.796.00
2010	1.351.641.60	13.516.42	67.582.08	135.164.16
2011	1.295.323.20	12.953.23	64.766.16	129.532.32
2012	1.239.004.80	12.390.05	61.950.24	123.900.48
2013	1.182.686.40	11.826.86	59.134.32	118.268.64
2014	1.126.368.00	11.263.68	56.318.40	112.636.80
2015	1.070.049.60	10.700.50	53.502.48	107.004.96
2016	1.013.731.20	10.137.31	50.686.56	101.373.12
2017	957.412.80	9.574.13	47.870.64	95.741.28
2018	901.094.40	9.010.94	45.054.72	90.109.44
2019	844.776.00	8.447.76	42.238.80	84.477.60

Tabla 30. Variación de la Producción de Petróleo
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

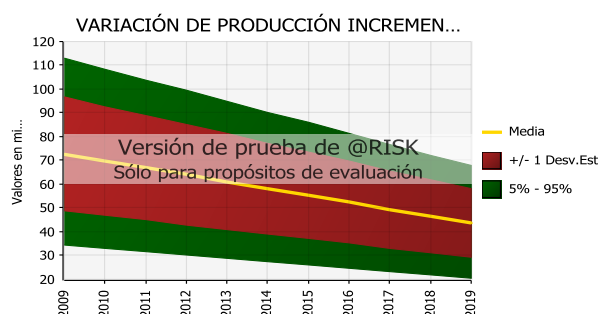


Figura 36. Variación de la Producción Incremental
Fuente: Elaboración propia con @Risk

Aunque el SICP pretende aumentar el factor de levante de crudo, no puede mitigar el decaimiento normal de producción del pozo, como se puede observar en la gráfica.

También es importante aclarar que el crudo obtenido es extrapesado y por lo tanto de difícil y cara extracción por lo que cualquier equipo que aumente o proporcione un aumento en su nivel de levantamiento tiene una gran posibilidad de aplicación, pero al mismo tiempo cualquier disminución en el precio del barril generaría pérdidas económicas para la empresa.

✓ **Variable:** Taponamiento del Pozo

Sobre el nivel de producción también influye el taponamiento generado en el tubo por el paso de crudos tan pesados y viscosos que no se pueden extraer tan fácilmente. Con la adición del equipo ese taponamiento puede permitir un aumento de producción entre 0.5% y 4% del nivel de reservas existentes en el pozo.

AÑO	VARIACIÓN TAPONAMIENTO @RISK (Barriles)	ESCENARIO PESIMISTA (Barriles)	ESCENARIO MÁS PROBABLE (Barriles)	ESCENARIO OPTIMISTA 4% (Barriles)
2009	34.025.7	7.039.80	35.199.00	56.318.40
2010	35.997.49	6.758.21	33.791.04	74.062.55
2011	34.497.59	6.476.62	32.383.08	70.976.61
2012	32.997.70	6.195.02	30.975.12	67.890.67
2013	31.497.80	5.913.43	29.567.16	64.804.73
2014	29.997.91	5.631.84	28.159.20	61.718.79
2015	28.498.01	5.350.25	26.751.24	58.632.85
2016	26.998.12	5.068.66	25.343.28	55.546.92
2017	25.498.22	4.787.06	23.935.32	52.460.98
2018	23.998.33	4.505.47	22.527.36	49.375.04
2019	22.498.43	4.223.88	21.119.40	46.289.10

Tabla 31. Disminución anual de taponamiento
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

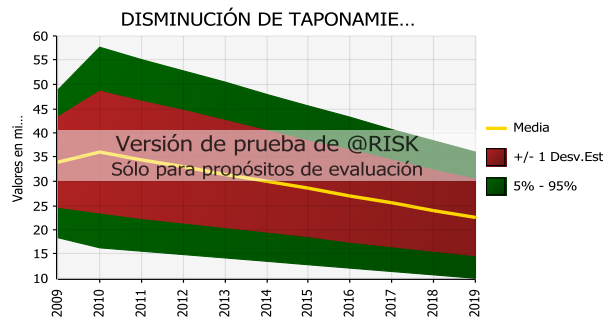


Figura 37. Variación de la Disminución por Taponamiento
Fuente: Elaboración propia con @Risk

El comportamiento de la disminución del taponamiento esta ligado al nivel de producción actual y a su decaimiento natural, pero al calentar la tubería y aumentar la temperatura dentro del pozo se logra aumentar en gran medida el la movilidad del crudo, permitiendo aprovechar mejor los equipos que actualmente realizan la extracción.

✓ **Variable:** Riesgo de Falla del Equipo

Otro factor que se ha tenido en cuenta al realizar la evaluación del equipo, son los riesgos técnicos y eléctricos a los cuales está expuesto el SICP. Estos riesgos se analizaron por que tienen incidencia sobre el nivel de producción, ya que si el equipo falla, la producción disminuye. Para calcularlos se tuvo en cuenta la probabilidad de que el equipo falle y el porcentaje de producción básica e incremental que el equipo dejaría de levantar durante el tiempo que se mantenga el incidente y se arregla la falla.

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE FALLA EN EL EQUIPO	
Fallas técnicas y de infraestructura	15%
Fallas eléctricas graves	25%

Tabla 32. Probabilidad de Falla del Equipo
Fuente: Consulta Expertos ICP

DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN POR FALLAS DE INFRAESTRUCTURA SI OCURREN	
Más Probable	10%
Optimista	4%
Pesimista	43%

Tabla 33. Disminución de Producción por Fallas
Fuente: Expertos ICP

DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN POR FALLAS ELÉCTRICAS SI OCURREN	
Más Probable	4.6%
Optimista	1.4%
Pesimista	12%

Tabla 34. Disminución de Incremento por Fallas
Fuente: Expertos ICP

AÑO	VARIACIÓN DISMINUCIÓN POR FALLAS @RISK (Barriles)	ESCENARIO PESIMISTA (Barriles)	ESCENARIO MÁS PROBABLE (Barriles)	ESCENARIO OPTIMISTA (Barriles)
2009	31.315,4	91.235,8	21.929,0	8.940,5
2010	30.062,8	87.586,4	21.051,8	8.582,9
2011	28.810,1	83.936,9	20.174,7	8.225,3
2012	27.557,5	80.287,5	19.297,5	7.867,7
2013	26.304,9	76.638,1	18.420,3	7.510,1
2014	25.052,3	72.988,6	17.543,2	7.152,4
2015	23.799,7	69.339,2	16.666,0	6.794,8
2016	22.547,1	65.689,8	15.788,9	6.437,2
2017	21.294,5	62.040,3	14.911,7	6.079,6
2018	20.041,8	58.390,9	14.034,5	5.721,9
2019	18.789,2	54.741,5	13.157,4	5.364,3

Tabla 35. Variación Disminución de Producción por Fallas del Equipo

Fuente: Elaboración Propia con @Risk

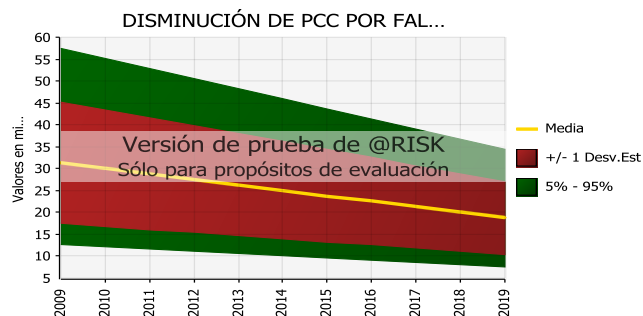


Figura 38. Variación de la Disminución por Fallas

Fuente: Elaboración propia con @Risk

Aunque la probabilidad de falla es pequeña, si ocurriera durante algún periodo de funcionamiento del equipo, afectaría el nivel de producción básica e incremental esperado para el pozo en estudio, afectando también, los ingresos proyectados.

✓ **Variable:** Precio de la energía eléctrica

Para este caso se utilizaron los precios de energía eléctrica expuestos en XM Expertos en Mercados, en lo concerniente a valores pactados en contratos

para los clientes no regulados como se le cataloga a Ecopetrol S.A. que es un cliente de gran consumo. Su análisis se realizó utilizando una distribución Normal, que da como resultados:

AÑO	COSTO ACTUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADA EN EL YACIMIENTO (\$)	VARIACIÓN CON @RISK (\$)
2009	158.000.000.00	150.275.222.5
2010	165.066.373.34	203.368.565.8
2011	174.961.319.41	205.335.771.8
2012	184.660.991.99	138.146.362.1
2013	196.640.287.69	185.136.798.9
2014	211.143.332.80	203.448.664.3
2015	227.169.414.05	283.154.490.2
2016	243.480.186.45	324.789.307.5
2017	260.946.592.80	252.699.509.2
2018	279.863.882.63	281.537.589.7
2019	301.071.625.78	296.066.943.4

Tabla 36. Variación del Costo Energía Eléctrica

Fuente: Elaboración Propia con @Risk

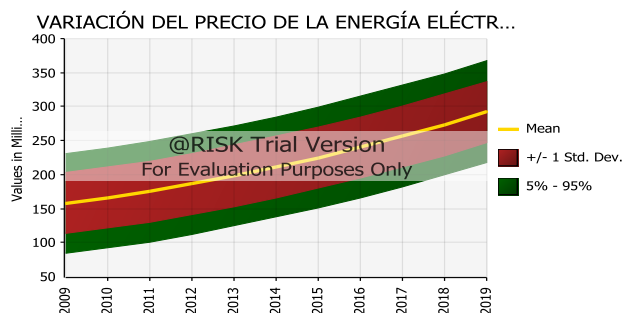


Figura 39. Variación del Precio de la Energía Eléctrica

Fuente: Elaboración propia con @Risk

El precio de la energía eléctrica no presenta grandes variaciones y su aumento es normal, debido a que será adquirida por medio de contrato, donde se pactan precios fijos por unidad consumida, aunque su crecimiento anual está sujeto a la inflación colombiana.

3.1.4. FASE 4: Simulación de los Resultados

3.1.4.1. FCL

El FCL se realizó partiendo de la estimación de ingresos, costos y gastos en los que incurre Ecopetrol S.A. al implementar nuevos equipos, algunos datos también fueron obtenidos de proyectos existentes en el mercado con características similares y otra parte costos se calculó por estimación real, pronósticos de producción y ventas, y consideración de variables financieras como la inflación, depreciación, devaluación y tasa de cambio.

Se analizaron tres escenarios: más probable, pesimista y optimista, buscando obtener una predicción del comportamiento financiero del proyecto a futuro, en diferentes perspectivas que permitan al inversionista tener un amplio panorama de los riesgos y los beneficios, además de poder comparar estos resultados con los obtenidos actualmente sin la adición del SICP.

Este informe facilita, la identificación del efectivo disponible para la realización del proyecto y es una herramienta que permite resumir en forma ordenada la información cuantitativa. Su resultado se estima, después de cumplir con las obligaciones de impuestos y de destinar los recursos necesarios para las inversiones necesarias.

El flujo de caja tiene como propósitos:

- ✓ Evaluar el efecto económico de los cambios o adiciones realizadas para ejecutar el proyecto.
- ✓ Presentar la información correspondiente a las entradas y salidas de dinero generadas en la implementación del SICP, durante un intervalo de tiempo estimado de ejecución.
- ✓ Evaluar los futuros flujos de efectivo generados por el aumento de la producción y las pérdidas en caso de no ser factible la adición del SICP.

- ✓ Obtener una visión clara y materializada de los momentos en los cuales hay gran posibilidad de que surjan necesidades de efectivo para que el evaluador genere posibles soluciones.
- ✓ A nivel de la Dirección de la empresa, permite la planeación de nuevas inversiones, proyectos o decisiones en caso de generarse una gran cantidad de efectivo debido a los ingresos del proyecto.

3.1.4.1.1. Estructura utilizada en el flujo de caja: Para este proyecto que busca medir la rentabilidad de la inversión en un equipo y que utiliza energía eléctrica para aumentar el factor de levante de crudo; el ordenamiento propuesto sencillo y permite al evaluador modificar las variables, sin afectar la estructura general:

+ Ingresos
- Egresos
- Gastos no desembolsables
<hr/>
= Utilidad antes de impuesto
- Impuesto
<hr/>
= Utilidad después de impuesto
+ Ajustes por gastos no desembolsables
<hr/>
= Flujo de caja

Los gastos no desembolsables son los gastos que para fines tributarios son deducibles pero no ocasionan salidas de caja, como la depreciación o la amortización de activos. Al no ser salidas de caja, primero se restan para aprovechar su descuento y disminuir el valor de la utilidad antes de impuestos pero posteriormente se suman para obtener el flujo de caja. Los Ingresos se obtuvieron del análisis y proyección de la producción incremental de crudo, que se compone de aumentos en producción y disminución por taponamiento.

3.1.4.1.2. Elementos considerados en el flujo de caja:

- ✓ **Horizonte de evaluación del proyecto.** Se considera un horizonte de evaluación de 10 años que es el tiempo de vida útil del equipo, según estimación de su creador Ing. Omar Leonardo Peña.
- ✓ **Financiamiento.** Los fondos para la financiación del proyecto son propios de Ecopetrol S.A. En este momento el nivel de endeudamiento de esta empresa referencia para el estudio, es igual a cero, valor que se debe a los buenos resultados de la operación de la empresa y que será utilizado en el análisis. Debido a sus características económicas, la industria petrolera tiene un nivel de endeudamiento mínimo; que se estima oscile entre el 0 y el 20%, pero para este caso no se utilizará.
- ✓ **Ingreso por ventas:** Se considera un precio de venta de crudo estimado entre 2 USD y 80 USD por barril en boca de pozo, teniendo en cuenta la penalización aplicada debido al tipo de crudo para el cual está hecho el equipo y el proyecto. Esta penalización disminuye en aproximadamente 22 USD por barril el valor del crudo pesado. Este valor es estipulado por la misma industria, por ser un crudo de menor calidad se paga a menor valor.
- ✓ **Demanda:** La demanda anual del producto se considera constante a lo largo de la vida del proyecto.
- ✓ **Egresos:** Para los cálculos se utilizaron los costos estimados por compra y adición de equipos, mano de obra, entre otros. Todos estos costos tienen el IVA incluido.
- ✓ **Depreciación de activos:** La depreciación de los activos se realizó linealmente. Según lo indican las leyes contables, los equipos se deprecian a 10 años, que también es el tiempo de vida útil del SICP. Estos valores son constantes para cada año y se van descontando en esa proporción, al valor total del bien, hasta depreciarlo completamente. (Ver Anexo 2)

Depreciación:

$$\frac{VrTotalComercialEquipos}{N^{\circ}años} = \frac{152.245.297.32}{10} = \$15.224.529.73$$

Para preparar el flujo de caja fue necesario revisar algunos rubros del Estado de Resultados del 2008 y el presupuesto asignado por la empresa para el

2009, con el fin de establecer cuales y en que proporción serán las posibles entradas y salidas de efectivo en el proyecto.

De la información recopilada para realizar los cálculos, se obtiene:

- **Ingresos:** Se asume que se recupera el 100% de las ventas de crudo producido, 3.911 barriles diarios en boca de pozo.
 - **Compras:** Se asume que las compras se cancelan en su totalidad en el periodo cero.
 - **Gastos Generales:** Serán cancelados cada periodo.
 - **Intereses:** No se incluyen intereses por pagar.
 - **Efectivo:** Se inició el primer periodo con un saldo de cero, puesto que se está analizando una propuesta considerada como un nuevo proyecto, que debe demostrar que genera ingresos superiores a los obtenidos actualmente con el nivel de producción y equipos existentes.
 - **Construcciones, Vehículos y Edificios:** Se encuentran incluidos en los costos.
- ✓ **Regalías:** Son dineros establecidos por ley, pagados al Estado por concepto de explotación de un recurso natural no renovable, como es el caso de la producción de petróleo y gas. Los departamentos y municipios en cuyo territorio se produzca petróleo y gas, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tienen derecho a beneficiarse de estos valores. El porcentaje de regalías para el petróleo está determinado por el nivel de gravedad API del crudo producido en campo, así:

GRAVEDAD API	%
Petróleo crudo de gravedad API menor de 25 grados	17%
Petróleo crudo de gravedad API de 25 grados o más pero menor de 28 grados	18%
Petróleo crudo de gravedad API de 28 grados o más pero menor de 30 grados	19%
Petróleo crudo de gravedad API de 30 grados o más	20%

Tabla 37. Porcentaje de Regalías por Tipo de Crudo
Fuente: Ecopetrol S.A.

Para este ejercicio, el porcentaje utilizado para evaluar las regalías será del 17%, de las ventas o ingresos del periodo.

- ✓ **Impuesto de renta:** Este impuesto es un gravamen integrado por los impuestos de renta y los complementarios de ganancias ocasionales y de remesas. El impuesto sobre la renta grava todos los ingresos que obtenga un contribuyente en el año, que sean susceptibles de producir incremento neto del patrimonio en el momento de su percepción, siempre que no hayan sido expresamente exceptuados, y considerando los costos y gastos en que se incurre para producirlos. La tasa del impuesto a la renta es del 35% para realizar el ejercicio.
- ✓ **Tasa de descuento:** Es la tasa de interés utilizada para calcular el valor presente de un flujo de fondos futuros. Como el presupuesto de los flujos se realizó en pesos corrientes, se debe utilizar la tasa de interés corriente. Dado que Ecopetrol ha estipulado como tasa de descuento 12% en dólares constantes, lo cual corresponde a una tasa de interés real, que sería similar a una tasa de interés real en pesos corrientes. Para obtener la tasa de interés corriente se debe por lo tanto agregar el efecto de la inflación, de acuerdo a la siguiente fórmula⁵⁵:

$$\text{Tasa Corriente} = ((1 + \text{tasa real}) * (1 + \text{tasa de inflación})) - 1$$

$$\text{Tasa Corriente} = (1 + 0.12) * (1 + 0.045) - 1$$

$$\text{Tasa Corriente} = ((1.12) * (1.045)) - 1 = 17.04\%$$

- ✓ **Costos de Equipos:** El cálculo de las inversiones necesarias para realización del proyecto, utilizó: Bases de datos históricas, condiciones del mercado, entrevistas a expertos y cotizaciones realizadas en empresas que realizan equipos para el sector de los hidrocarburos, como Siemens y Shulemberguer, entre otros. En el capítulo anterior se especificaron los dispositivos que componen el equipo y sus costos generales, que fueron cotizados directamente con los proveedores, esto aporta mayor precisión en los cálculos.

⁵⁵ SHIM, Jae K. y SIEGEL, Joel G. DIRECCIÓN FINANCIERA. Segunda Edición. 2004

✓ **Índices:** Para este tipo de proyectos, el área de estimación de costos de Ecopetrol S.A. tiene calculado de los siguientes índices y relaciones:

- Los fletes, gastos de nacionalización, ingeniería e interventoría son el 8% del costo total de equipos y materiales, en su mayoría los equipos deben ser importados.
- Pruebas y puesta en marcha son el 35% del costo total de equipos y materiales.
- La contingencia es el 10% de la suma del costo total.
- Los equipos a comprar en el exterior se importarán finalizando el año 2009.

Tipos de estimaciones tenidas en cuenta para los cálculos realizados:

- **Orden de Magnitud:** Estimación rápida basada en proyectos similares. Se utiliza en estudios de viabilidad, proporciona una base sobre las decisiones a tomar. Esta estimación se utilizó para hallar el costo de la energía eléctrica.
- **Estudio:** Combina la estimación del orden de magnitud con factores específicos del trabajo en curso, equipamiento básico, cimentaciones, instalaciones auxiliares, etc. Este tipo de estimado se aplicó tanto para el análisis del precio del petróleo como para calcular algunos costos, de los cuales no poseía la información suficiente.
- **Diseños:** En este caso, los diseños no tienen ningún costo, debido a que estas actividades fueron realizadas por el creador del equipo. Entre ellos se encuentran: Diseño conceptual, Diseño básico y Diseño detallado.

3.1.5. FASE 5: Análisis de resultados

La ejecución de este proyecto demandará aproximadamente 9.000 millones de pesos durante toda su vida útil, un tiempo promedio de 1 año de instalación y prueba y se tiene previsto que el equipo tenga 10 años de vida útil. El pozo elegido para la adición del equipo se encuentra en el yacimiento San Fernando, en él se está invirtiendo gran cantidad de dinero, debido a que posee gran cantidad de reservas de petróleo pesado.

Para llevar a cabo la evaluación y ejecución del proyecto se supuso:

1. El equipo trabajará 720 horas mensuales, con el mantenimiento periódico normal y siguiendo estrictamente las condiciones técnicas mencionadas anteriormente.
2. Se estima que durante la vida útil del equipo no habrá cambios negativos en el nivel de demanda. Este argumento se obtiene observando el comportamiento que tiene el consumo de petróleo en el mundo, el grado de importancia que tiene este en la vida diaria y la preocupación por su inminente agotamiento.
3. El gasto de energía eléctrica es casi constante durante todo el proyecto, su precio no fluctúa de acuerdo la inflación anual.
4. El proyecto fue evaluado en pesos. El tipo de cambio actual es favorable debido a que los ingresos del proyecto son en dólares y la mayoría de los egresos son en pesos.

3.1.5.1. Criterios de Decisión

Valor Presente Neto

$$VPN = \frac{F_0}{(1+i)^0} + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \frac{F_3}{(1+i)^3} + \frac{F_4}{(1+i)^4} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

Para evaluar el flujo de caja y la viabilidad financiera de adicionar el SICP en un pozo petrolero, se utilizó como principal criterio el Valor Presente Neto. El VPN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual. Este método es muy utilizado por ser de fácil aplicación y porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos.

Un resultado del Valor Presente Neto igual a cero indica que el proyecto renta justo lo que Ecopetrol S.A. le exige a la inversión, así el proyecto es indiferente y para su implementación se deben evaluar otras características. Cuando es

menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si es mayor que cero se presentará una ganancia y se puede realizar.

Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno es aquella tasa que está ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto. Este método consiste en encontrar una tasa de interés en la cual se cumplen las condiciones buscadas en el momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión.

Relación Beneficio - Costo

La proporción beneficio - costo es una medida del total esperado y obtenido por unidad de dinero gastado. En este caso se utilizará esta herramienta como complemento de los elementos de decisión por que me permite conocer la proporción del beneficio que espera la empresa obtener al implementar el SICP.

- $B/C > 1$ implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- $B/C = 1$ implica que los ingresos son equivalentes a los egresos, entonces el proyecto es indiferente.
- $B/C < 1$ implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Analizar los datos obtenidos del modelo y la simulación, permite definir las medidas a seguir frente a las situaciones propuestas por el mercado al cual se enfrenta el proyecto. A continuación se presentan los resultados obtenidos y su posible comportamiento durante la vida útil del equipo.

4.1. Flujo de Caja Libre

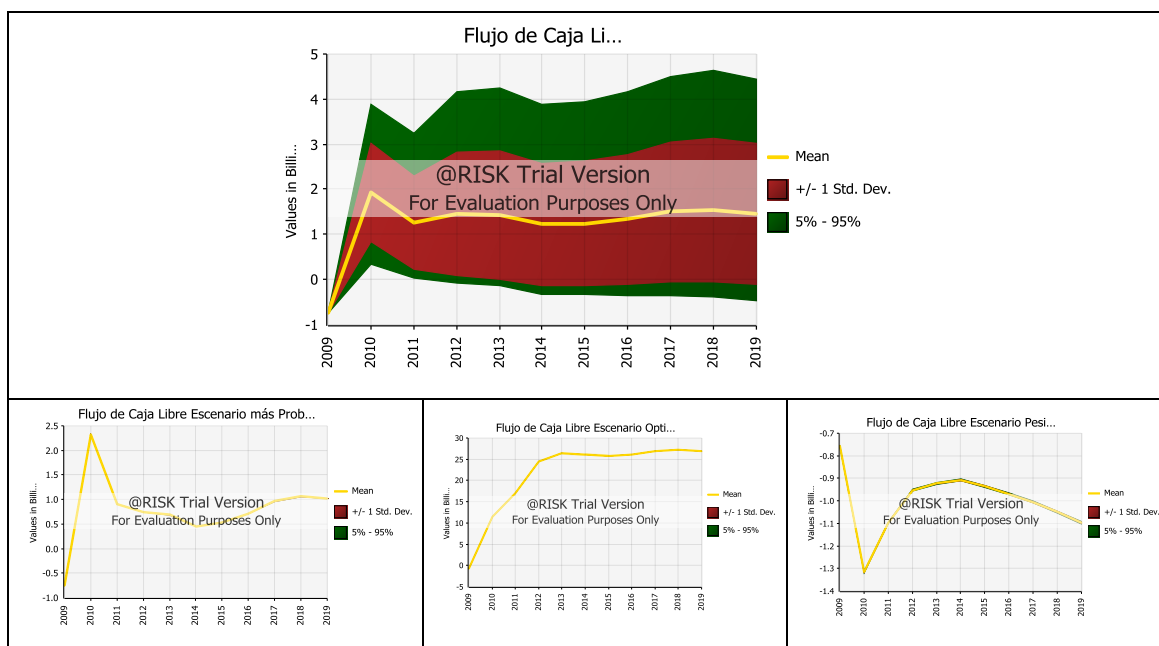


Figura 40. Flujo de Caja Libre
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

De las gráficas se puede observar que durante el año 2009 los resultados del FCL serán 100% negativos, debido a que en este período no se recibirán ingresos, pero a partir del año 2010 en los escenarios más probable y optimista, la empresa recupera la inversión realizada en el año anterior y empieza a recibir ganancias.

Para los años posteriores al 2010, las fluctuaciones del precio del petróleo y el declinamiento normal de la producción, pueden generar caídas o alzas en los resultados del flujo de caja, como se puede observar en las gráficas presentadas. Aunque se espera que los valores más altos del FCL se generen en los años 2012, 2013 y 2017, influenciados por un aumento del precio del

petróleo, la producción incremental y una disminución importante del taponamiento.

Las variaciones del Flujo de Caja se presentan a continuación:

AÑO	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
2009	(766.428.300.00)	(756.887.700.00)	(747.585.900.00)
2010	(1.436.355.000.00)	1.920.097.000.00	7.769.619.000.00
2011	(1.626.167.000.00)	1.264.966.000.00	7.386.728.000.00
2012	(1.763.635.000.00)	1.447.614.000.00	10.874.850.000.00
2013	(2.353.647.000.00)	1.436.767.000.00	12.119.790.000.00
2014	(2.818.917.000.00)	1.226.058.000.00	14.504.560.000.00
2015	(2.134.811.000.00)	1.237.421.000.00	9.897.145.000.00
2016	(2.601.864.000.00)	1.333.994.000.00	10.674.510.000.00
2017	(242.106.000.00)	1.499.578.000.00	11.931.340.000.00
2018	(2.200.618.000.00)	1.536.064.000.00	13.546.860.000.00
2019	(2.295.269.000.00)	1.453.458.000.00	12.540.820.000.00

Tabla 38. Variación del Flujo de Caja
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

En el escenario pesimista el FCL es siempre negativo con una probabilidad que oscila entre 2% y 5% de que el proyecto genere valores inferiores a 0 en algún período de vida útil del equipo. Este escenario también muestra como las condiciones pesimistas no permiten la generación de ingresos, alertando sobre los riesgos a los que se expone el proyecto.

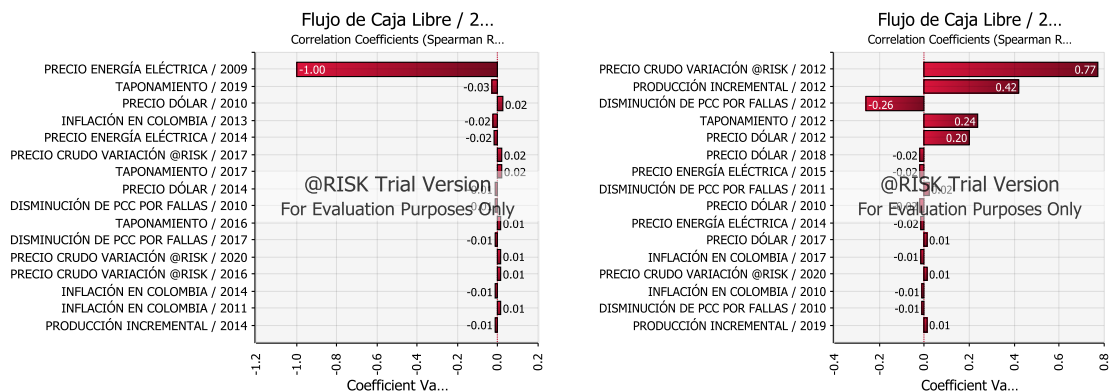


Figura 41. Gráficos de Correlación FCL
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

Como se puede observar en los gráficos de correlación anteriores para el FCL del año 2009, el precio de la energía eléctrica, como variable representativa de los egresos, presenta una fuerte correlación negativa, que se debe a que en este periodo no se recibe ingresos. Para el siguiente año, las variables con mayor correlación con la recuperación de la inversión y las ganancias esperadas, son el precio del crudo y la producción incremental, con un coeficiente de 0.77 en el primer caso y 0.42, en el segundo. También existe una correlación mínima negativa de 0.26 con los resultados, generada por la disminución de la producción debido a las fallas.

Para los años siguientes a la recuperación de la inversión, la variable que se proyecta con mayor correlación con los resultados de los escenarios más probable y optimista es la energía eléctrica, cuyos coeficientes fuertemente negativos, estarían alrededor de 0.90; esto se debe a la poca aleatoriedad que tienen las demás variables que intervienen en el resultado.

4.2. Valor Presente Neto

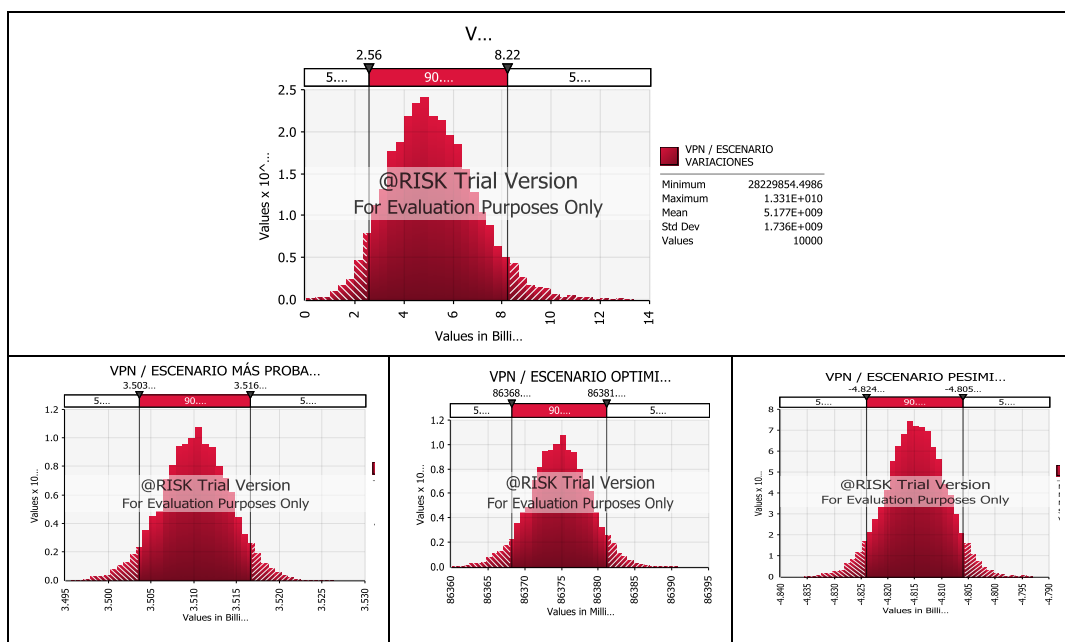


Figura 42. Variación del VPN
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

VPN Mínimo	VPN Medio	VPN Máximo
\$ 28.229.850.00	\$ 5.176.657.000.00	\$13.312.210.000.00

Tabla 39. Variación del VPN

Fuente: Elaboración Propia con @Risk

Según lo observado en las gráficas y en los resultados de los cálculos, el VPN en el escenario más probable muestra una distribución de probabilidad entre \$28.229.850 y \$13.312.210.000.00. El valor de la media estaría alrededor de \$5.000.000.000.00, con una desviación estándar de \$1.735.826.501.82. Con estos resultados, se puede afirmar que el proyecto es financieramente viable y rentable para la empresa, superando las expectativas del inversionista; debiéndose a que la inversión y los costos son muy bajos comparados con los altos ingresos generados.

El escenario más optimista presenta baja aleatoriedad y el 100% de probabilidad de que el VPN será mayor a cero, con una media alrededor de \$86.689.403.526.73 y desviación estándar de \$3.947.299.16; si se cumplen las condiciones utilizadas para la evaluación: precio del petróleo por encima de 10 dólares en boca de pozo, precio del dólar por encima de \$2.100 y producción incremental por encima de 43.000 barriles anuales, aproximadamente. En el escenario pesimista, se muestra un panorama 100% negativo, lo que indica que bajo las características expuestas en este, el proyecto no sería viable y no permitiría recuperar la inversión en los 10 años previstos.

Coefficientes de Correlación del VPN

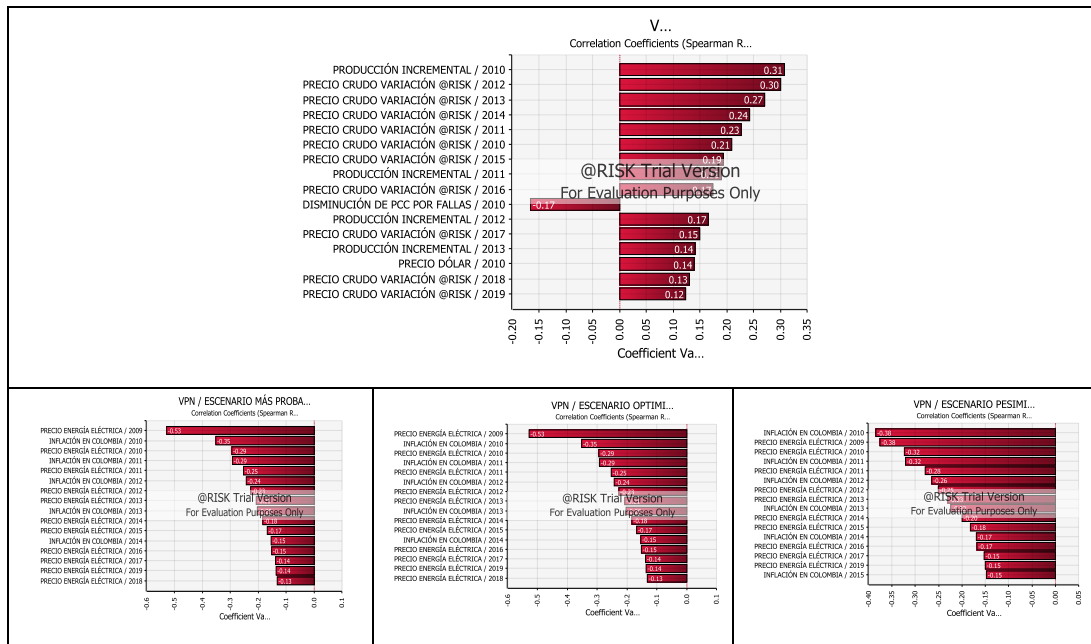


Figura 43. Coeficientes de Correlación VPN

Fuente: Elaboración Propia con @Risk

El primer gráfico de tornado muestra los resultados del VPN entre los años 2010 al 2018 influenciados por el precio del crudo, que presenta coeficientes de correlación moderados entre 0.29 y 0.10. El incremento en la producción, influye en la recuperación esperada para el 2010 con un coeficiente de correlación de 0.26.

En los escenarios pesimista, más probable y optimista, la energía eléctrica es la variable que mas se relaciona inversamente con los resultados del VPN del proyecto, manteniendo fuertes correlaciones negativas en los tres casos, de esta forma se puede observar el comportamiento de esta variable, disminuye a medida que el resultado del FCL aumenta; este resultado también se debe a la poca aleatoriedad existente en variables como el precio del petróleo, producción incremental y precio del dólar.

4.3. Tasa Interna de Retorno

Este método considera que la inversión en el SICP es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior 17.04%, tasa mínima exigida por la empresa en sus proyectos.

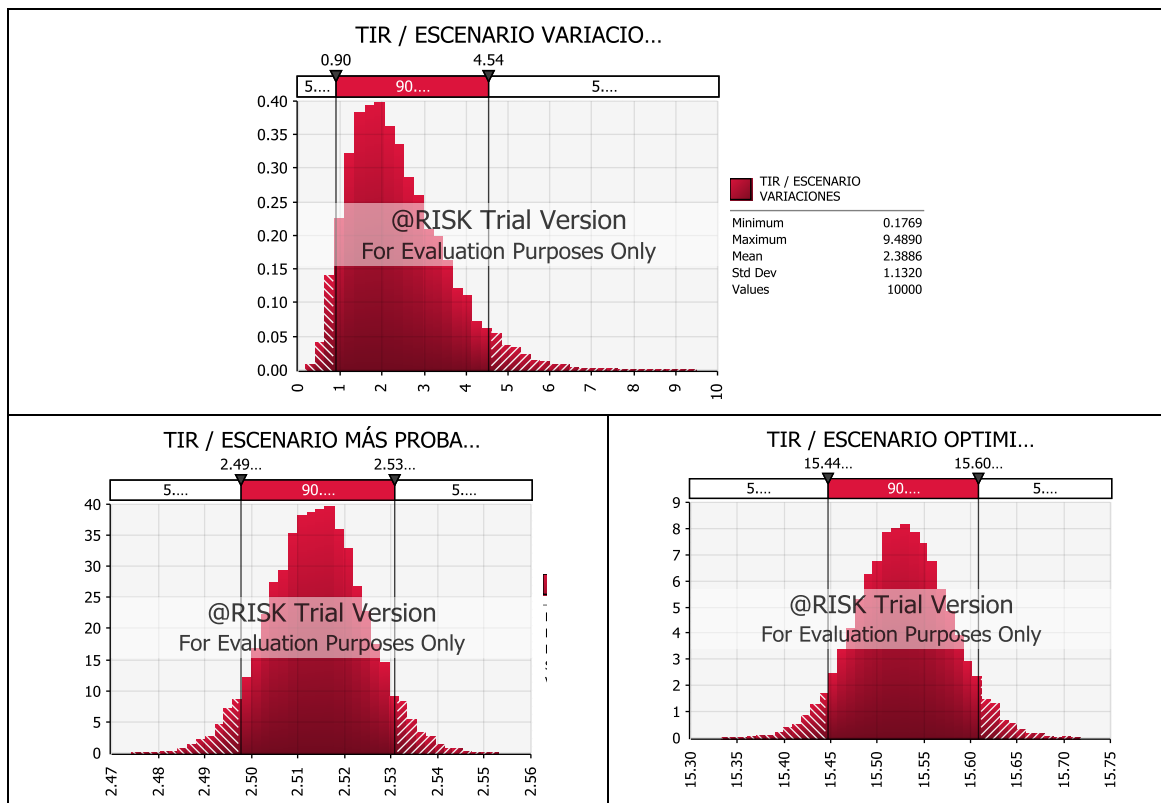


Figura 44. Variaciones TIR
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

TIR Mínima	TIR Media	TIR Máxima
18%	238.8%	948.8%

Tabla 40. Variaciones de la TIR
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

La TIR durante el período de evaluación puede llegar a presentar valores entre 18% y 948%, aunque los valores más cercanos a la media se encuentran entre 135% y 240%, con una desviación estándar alrededor de 113.20%. Demostrando que la adición del SICP es un proyecto muy rentable, generando un panorama positivo de ganancias y bajos costos.

El escenario optimista, la TIR presenta variaciones positivas pero con baja aleatoriedad, su valor medio es de aproximadamente 1563% y se encuentra entre 1544% y 1582%, con una desviación estándar alrededor del 5%; caso contrario al escenario pesimista, donde la TIR calculada es muy inferior a la tasa de rendimiento esperada, demostrando nuevamente que existe un riesgo

de que las variables como el precio del petróleo pierdan valor y se generen pérdidas, para lo cual la empresa debe estar preparada.

Coeficientes de Correlación de la TIR

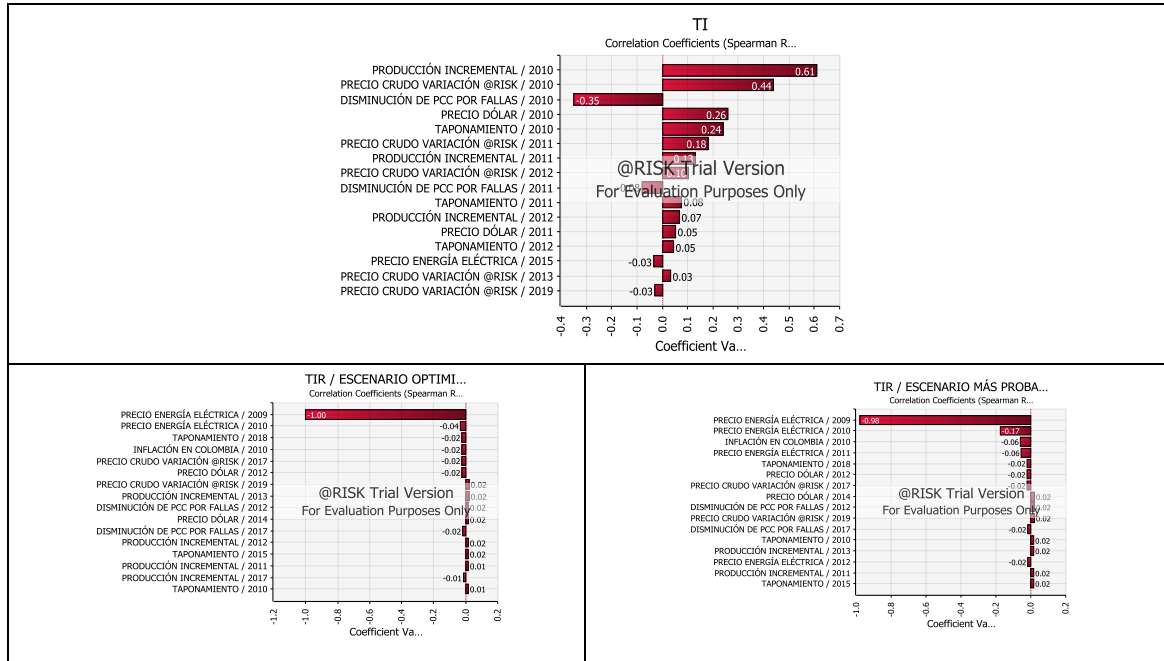


Figura 45. Coeficientes de Correlación de la TIR
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

Sobre el resultado de la TIR, incide fuertemente el aumento en la producción y el aumento del precio del petróleo, como se observa en la primer gráfica. El riesgo de que la producción se vea afectada por las fallas del equipo tiene un coeficiente de correlación mínimo negativo de 0.35.

Para los escenarios más probable y positivo, se observa que la variable con mayor incidencia sobre el resultado de la TIR es la energía eléctrica, que para este caso presenta fuertes correlaciones negativas (entre 0.98 y 1), mostrando una relación lineal inversa, que indica que cuanto menor es el valor de la variable energía eléctrica, mayor es el valor tomado por la TIR, esta misma característica ya se había observado en el VPN.

4.4. Relación Beneficio-Costo

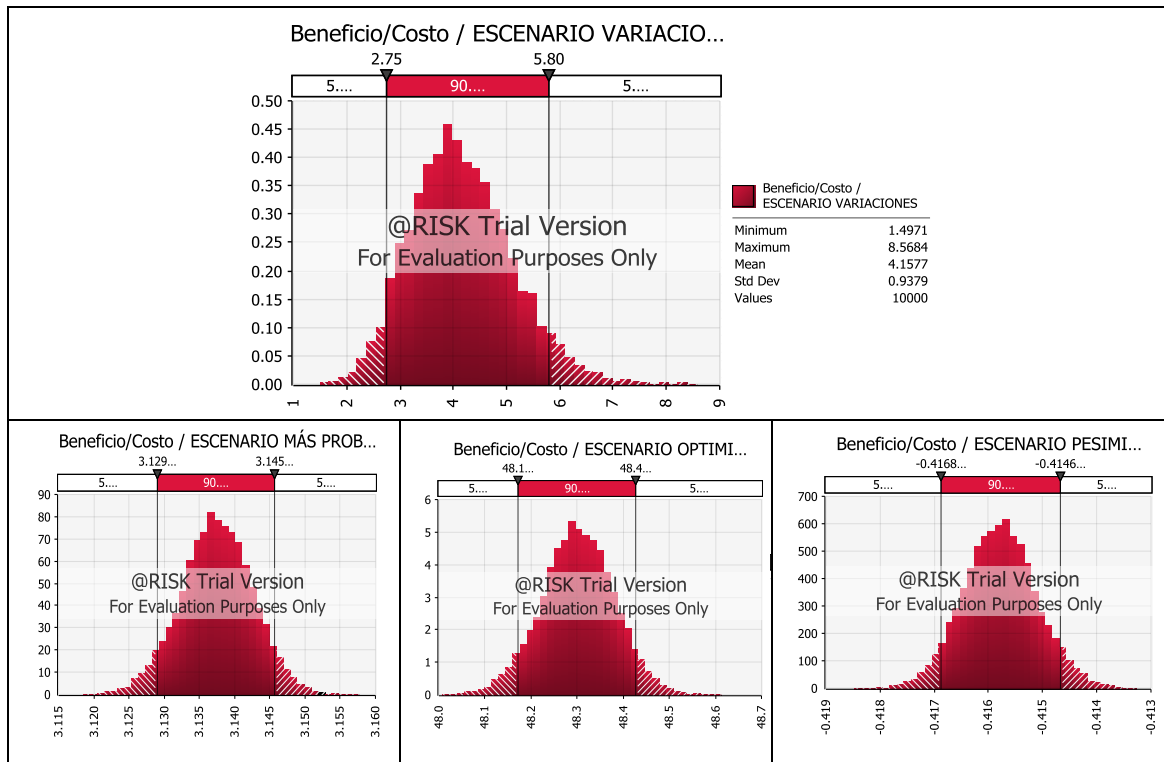


Figura 46. Variación del B/C

Fuente: Elaboración propia con @Risk

B/C Mínimo	B/C Medio	B/C Máximo
1.49	4.15	8.56

Tabla 41. Variación Beneficio - Costo

Fuente: Elaboración Propia con @Risk

Los cálculos arrojan un Beneficio/Costo promedio de 4.15 con una probabilidad de ocurrencia del 48% aproximadamente y una desviación estándar de 0.01, demostrando nuevamente la viabilidad de adicionar el equipo de inyección de corriente en el yacimiento San Fernando, para incrementar la producción de crudo.

Al igual que ocurre con el VPN, la TIR y los flujos de caja, en el escenario pesimista el Beneficio/Costo es totalmente negativo, y puede arrojar valores entre -0.42 y -0.41 corroborando la hipótesis planteada: bajo condiciones pesimistas, se debe rechazar la adición del SICP.

El escenario optimista puede llegar a presentar valores entre 47.94 y 48.56, con una desviación estándar de 0.08 aproximadamente; como se puede observar en los resultados, la variación del Beneficio/Costo en este escenario es mínima.

Coeficientes de Correlación de la B/C

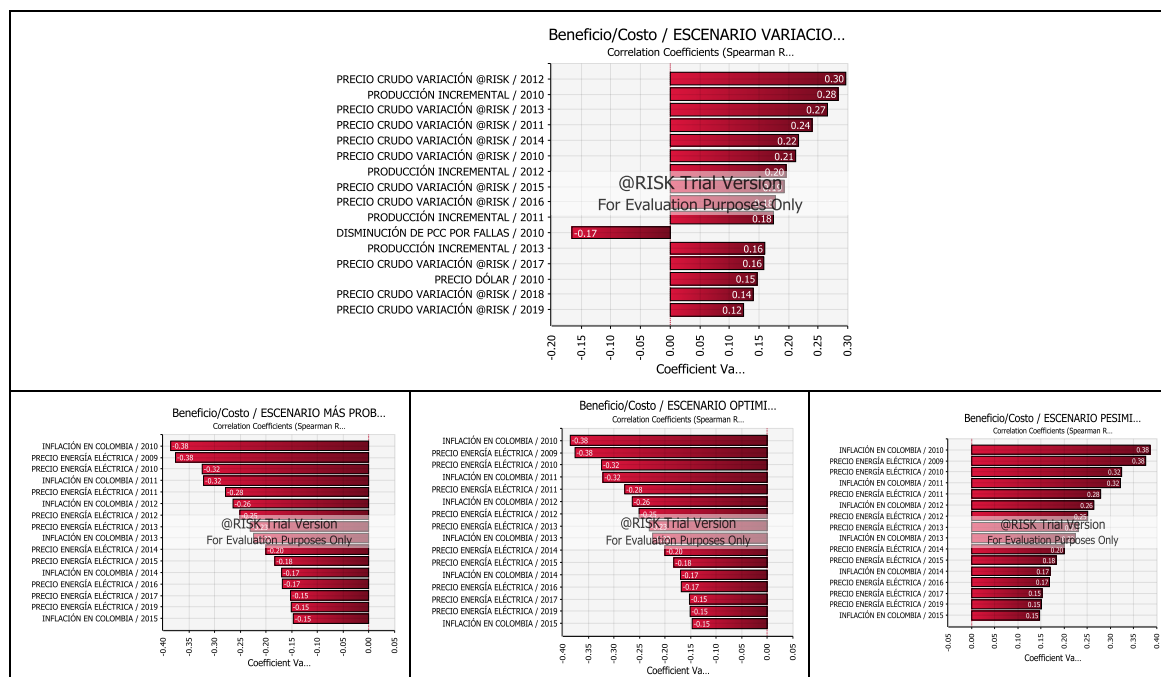


Figura 47. Coeficientes de Correlación B/C
Fuente: Elaboración Propia con @Risk

En la primer gráfica, se puede observar como el precio del crudo y la producción incremental son las variables cuyos coeficientes de correlación, aunque moderados entre 0.30 y 0.28, son mayores comparados con los de las demás variables que intervienen sobre el B/C.

En los escenarios más probable y optimista, la inflación en Colombia y el precio de la energía eléctrica, poseen una fuerte correlación negativa sobre la variable de salida B/C, indicando que estas conservan una relación inversa con el resultado.

Con las gráficas de correlación, se puede observar que los gastos y costos del equipo representan valores inferiores a los ingresos generados por su adición en

los escenarios más probables. La relación de los egresos con los resultados del B/C es inversa, probando que estos se ven disminuidos a medida que el B/C aumenta debido al aumento de los ingresos; lo que hace que el proyecto sea muy atractivo para el inversionista, en los escenarios donde la producción incremental se encuentre por encima de los 20.000 barriles anuales, como el más probable y el optimista.

Todos los escenarios pesimistas muestran el riesgo al cual está expuesto el proyecto con respecto a variables como los egresos, bajos precios del petróleo, disminución de la producción o fallas que en ocasiones se deben a factores medio ambientales o daños en los equipos. Esto queda demostrado en los gráficos de tornado, donde se muestra que las variables que tienen mayor correlación con los resultados son los Precios de la Energía Eléctrica y la inflación en Colombia.

De acuerdo a los resultados del análisis financiero, donde se proyectaron variables como precios del dólar, precios del petróleo, precios de la energía eléctrica, producción incremental y fallas del equipo, pudo determinar que el adicionar un sistema de inyección de corriente en pozos petroleros es financieramente viable. Generando un VPN, una TIR y un beneficio/costo muy positivos dentro de los escenarios más probable y optimista.

4.5. Conclusiones Sobre los Resultados Obtenidos

- ✓ Como resultado del análisis expuesto se puede asegurar que el proyecto será viable y rentable en el escenario optimista en el que el precio de venta del petróleo se mantenga por encima de los USD 10 por barril en boca de pozo, la cotización del dólar supere los \$2.100 y la producción incremental se encuentre por encima de los 42.000 Barriles anuales; como se pudo observar en los escenarios más probable y optimista.
- ✓ Un óptimo modelamiento técnico y económico de proyectos relacionados con los hidrocarburos, se logra al hacer interactuar las variables de tipo volumétrico con los análisis probabilísticos de las variables económicas

externas y los riesgos a los que se enfrenta el proyecto. La estimación volumétrica es la que finalmente nos llevará a determinar la cantidad de crudo utilizado para estimar las ventas incluidas en el flujo de caja, debido a que el nivel de producción se convierte en el límite económico del proyecto, convirtiéndolo en una herramienta eficaz para la toma de decisiones acertadas y confiables sobre la viabilidad del proyecto.

- ✓ Las técnicas de pronósticos utilizadas buscan disminuir la incertidumbre sobre el futuro del proyecto, por medio de la interacción de los factores relacionados y la simulación de su comportamiento, permitiéndole a la empresa estructurar planes y acciones preventivas antes de que ocurran los eventos que puedan afectar los resultados proyectados.
- ✓ Con el análisis realizado se comprueba que los resultados del estudio son consistentes con la afirmación de que las reservas recuperables de un yacimiento van aumentando en la medida en que el valor del barril aumente en el mercado; es decir, cuando hay un precio alto del petróleo, se genera la posibilidad de costear más técnicas y equipos que permitan una mayor recuperación de crudo.
- ✓ Tanto el VPN, como la TIR y el Beneficio/Costo, presentan valores muy altos en los escenarios más probable y optimista, dado que la inversión realizada es poca, comparada con el gran beneficio que se proyecta recibir.
- ✓ Bajo las condiciones pesimistas utilizadas en el estudio, el proyecto de adicionar el Sistema de Inyección de Corriente Eléctrica en Pozos Petroleros, no sería viable; pero estos resultados, también permiten alertar al inversionista sobre los riesgos financieros a los que se enfrenta al realizar la adición.

5. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

- ✓ Con el trabajo realizado, se ha podido resaltar la importancia de generar mecanismos que permitan aumentar el nivel de reservas extraíbles en los pozos petroleros dentro de márgenes económicos que generen ingresos; buscando afrontar la problemática petrolera mundial que rodea a la cantidad de crudo existente en tierra y en mar, y el aprovechamiento del crudo pesado y extrapesado en yacimientos, con el que se podría llegar a mitigar la inminente escasez de crudo liviano, para el caso específico nacional.
- ✓ El Sistema de Inyección de Corriente en Pozos Petroleros SICP, contribuye a mejorar el potencial de levantamiento de crudo existente en reservas en el yacimiento San Fernando, convirtiéndose en una herramienta que potencializará y mejorará el nivel actual de producción; utilizando calor constante dentro del tubo extractor favorece la disminución de las paradas producidas por el taponamiento, la concentración de parafina en los bordes concéntricos del tubo y la viscosidad natural que tienen los crudos pesados. Como resultado, beneficia enormemente los ingresos recibidos por la empresa y genera la liquidez necesaria para cubrir los costos y gastos anuales generados por la adición del equipo.
- ✓ Siendo la energía eléctrica el principal suministro para el funcionamiento del equipo, se identificaron y analizaron las alternativas ofrecidas por el mercado eléctrico colombiano para su adquisición y transmisión. Eligiéndose como alternativa más recomendable la opción de adquirir la energía por medio de contrato entre la empresa generadora y Ecopetrol, ya que ofrece ventajas como negociación de mejores precios, mejores condiciones de entrega y calidad del servicio.
- ✓ Comparado con un estudio determinístico en el que las variables toman solo determinados valores, el realizar un análisis financiero y probabilístico a las nuevas alternativas de inversión permite visualizar los aspectos que afectan positiva y negativamente los proyectos. Utilizando relaciones cuantitativas, se

pueden evaluar tendencias estratégicas y económicas, que deben ser utilizadas para orientar al inversionista sobre las acciones a seguir frente a eventos no controlables por su empresa. Este análisis precisa conocer el impacto de los factores económicos del entorno sobre los dineros invertidos y los resultados esperados analizando probabilidades, tendencias y proyecciones, que se convierten en herramientas importantes para la toma de decisiones, permitiéndole a la empresa disminuir en cierto grado la incertidumbre generada por una nueva inversión.

- ✓ Utilizando los parámetros financieros más relevantes para analizar la viabilidad del proyecto, se logró demostrar que la adición del Sistema de Inyección de Corriente Eléctrica en Pozos Petroleros es financieramente viable, generando un VPN mayor a \$3.500.000.000.00, una TIR superior al rendimiento esperado por la empresa y un beneficio/costo muy positivo, dentro de los escenarios más probables. Sus costos operacionales son relativamente bajos, entre 3 y 5 dólares por barril, y sus ingresos se proyectan por encima de los 30 dólares por barril en boca de pozo.

- ✓ El análisis financiero realizado refleja evidencia de que la adición de un Sistema de Inyección de Corriente Eléctrica en Pozos Petroleros, es una alternativa viable siempre que se mantengan los precios del petróleo, el nivel de producción y la disminución por taponamiento, en los niveles mínimos requeridos para los escenarios más probable y optimista, mencionados anteriormente y cuya certeza se refleja en la fuerte correlación que tienen estas variables con los resultados del VPN, la TIR y el Beneficio/Costo.

6. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda complementar el análisis realizado, con un estudio donde se contemple el impacto ambiental y social que causaría la adición del SICP en los pozos petroleros donde será implementado, con el fin de estimar costos asociados a factores que influyen de las zonas cercanas y que dependen de los beneficios que el petróleo les brinda.
- ✓ Se recomienda ampliar la evaluación económica de adicionar el SICP a los pozos adyacentes a la formación San Fernando y a los procesos de transporte, a fin de identificar más oportunidades que generen rentabilidad a la organización.
- ✓ Es indispensable adelantar en el Instituto Colombiano del Petróleo un análisis técnico de fallas en los equipos nuevos relacionados con el SICP, a fin de determinar las causas de las mismas y sus costos, para definir e implementar acciones preventivas que disminuyan su ocurrencia para cuando este sea utilizado en pozo.
- ✓ Durante el ejercicio se analizó el precio del petróleo y su impacto sobre la viabilidad del proyecto, presentando un comportamiento variable y no controlable por el inversionista, lo que genera riesgo. Si la empresa desea que esta volatilidad no afecte los resultados proyectados, se recomienda realizar un estudio donde se evalúe la posibilidad de utilizar contratos de opciones y futuros para la gestión de este riesgo.
- ✓ El modelo utilizado para el análisis permite ser aplicado a cualquier evaluación de inversiones en maquinaria para pozos petroleros, debido a que es un modelo general, que permite analizar, con simulación de variables aleatorias, las condiciones bajo las cuales serán implementados los proyectos de este tipo.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] **GITMAN**, Lawrence J. Principios de Administración Financiera, Decimoprimer Edición. Pearson Educación. México, 2007.
- [2] **SHIM**, Jae K. y **SIEGEL**, Joel G. Dirección Financiera, Segunda Edición. Mc. Graw Hill. España, 2004.
- [3] **LOPEZ AGUDELO**, Sebastián. Manual de Proyectos de Inversión, Primera Edición. Departamento Nacional de Planeación. Bogotá.
- [4] **HERNÁNDEZ LEAL**, Germán Humberto. Impacto de las Regalías Petroleras en el Departamento del Meta. Centro Regional de Estudios Económicos. Villavicencio, 2004
- [5] **STRATTA**, María Eugenia. La información Sobre Precios de Petróleo Crudo. Biblioteca del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Buenos Aires, 2007
- [6] **ECOPETROL S.A.** Estadísticas Volumétricas de la Industria Petrolera. Colombia. 2007 y 2008.
- [7] **ECOPETROL S.A.** Carta Petrolera. Varias Ediciones. Colombia. 2007 y 2008.
- [8] **ECOPETROL S.A.** El Petróleo y su Mundo. Comunicaciones Externas, 2008.
- [9] **ECOPETROL S.A.** Guía Análisis de Costos de Ciclos de Vida. Dirección de de Gestión de Proyectos, 2008.
- [10] **ECOPETROL S.A.** Guía Financiera. Dirección de de Gestión de Proyectos, 2008.
- [11] **ECOPETROL S.A.** Guía de Riesgos. Dirección de de Gestión de Proyectos, 2008.
- [12] **ECOPETROL S.A.** Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos. Dirección de de Gestión de Proyectos, 2008.
- [13] **ROJAS GARCÍA**, Sergio. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión. ECOPETROL S.A., 2008.

[14] **BRAVO, O. y SANCHEZ, M.** Gestión Integral de Riesgos. Tomo I y II. Estados Unidos, 2005.

[15] **PEÑA GÁLVIS, Omar Leonardo.** Sistema de Inyección de Corriente en Pozos (SICP) para Estimulación y Aumento de Factor de Levante. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Maestría en Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Bucaramanga, 2008.

[16] **TORO MUÑOZ, Juan Carlos y PINTO ARGUELLO, Carlos Fernando.** Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la Ciudad de Bucaramanga Utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Pregrado. Bucaramanga, 2008.

[16] **DINGLIANG, Yu.** Colombia Busca este Año Desarrollar Industria Petrolera. Bogotá, 2007.

[17] **CARRILLO, Rafael y SANDOVAL, Arturo.** Estudio y Análisis del Tratamiento de los Crudos Pesados del Campo Castilla. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1983.

[18] **REPÚBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.** La cadena del Petróleo en Colombia. 2007

[19] **CACERES, Omar.** Alternativas para el Tratamiento y Transporte de Crudos Pesados. COLCIENCIAS – ICP ECOPETROL. Piedecuesta, 2005.

[20] **AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS.** El Mercado Energético Colombiano. 2007

[21] **MARTINEZ CASTILLO, Edwin Hernando.** Programa Ahorro, Uso Racional y Eficiente de Energía, PAURE. 2006

[22] **ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.** Perspectiva Internacional 2008 de la Energía. International Energy Outlook 2008. 2008

[23] **ESPER, Julio.** El Petróleo. Bogotá, 2006

[24] **GÓMEZ VIDAL, Pedro.** Energías Renovables: Necesidades de un Cambio Energético. 2006

[25] **ESPARZA**, Luz Elena. Impacto Económico y Ecológico del Petróleo. Tesis de Grado de Química. Universidad Industrial de Santander.2004

[26] **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**. Generalidades del Sector del Estado Empresario al Estado Regulador. 2008.

[27] [17] **BP**. BP Statistical Review of World Energy. 2007

[28] **OILFIELD REVIEW**. La Importancia del Petróleo Pesado. 2007

[29] **Wood Group PLC**. Production Engineering Objectives. 2007

Referencias en Internet:

<http://www.siemens.com>: Página Web de Siemens, fabricante de sistemas de potencia.

<http://www.danfoss.com>: Página Web de Danfoss, fabricante de variadores de velocidad.

<http://fairchildsemi.com>: Página Web de Fairchild semiconductor, fabricante de circuitos integrados.

<http://www.irf.com>: Página Web de International Rectifier, fabricante de circuitos integrados.

<http://www.fujisemiconductor.com>: Página Web de Fuji Electric Device Technology America, Inc., fabricante de circuitos integrados.

<http://www.ni.com>: Página Web de National Instruments, fabricante de sistemas de adquisición de datos y LabVIEW.

<http://www.chenyang.com>: Página Web de Chen Yang Inc, fabricante de sensores.

<http://www.fiso.com>: Página Web de FISO Technologies Inc., fabricante de sensores y sistemas de adquisición de datos basados en fibra óptica.

<http://www.nymex.com>: Página Web de NYMEX, utilizada para revisar la cotización del Precio del Petróleo.

8. ANEXOS

Anexo 1. Costos de los Componentes del SICP

Costos del Sistema de alimentación SICP

Elemento	Unidades	Valor Unitario (Pesos)	Subtotal (Pesos)
Transformador 100 kVA	1	\$ 6,500,000.00	\$ 6,500,000.00
Cajas portacircuitos	3	\$ 135,000.00	\$ 405,000.00
Parrayos 12 kV oxido de Zinc	3	\$ 135,000.00	\$ 405,000.00
Cruceta de protecciones	1	\$ 65,000.00	\$ 65,000.00
Diagonales 0,68 mt	2	\$ 8,500.00	\$ 17,000.00
Abrazaderas 8-10 in	2	\$ 8,500.00	\$ 17,000.00
Alambre de Cu #8	12	\$ 4,000.00	\$ 48,000.00
Cable ACSR # 2	10	\$ 2,000.00	\$ 20,000.00
Conectores ranuras paralelas 2/0	3	\$ 3,000.00	\$ 9,000.00
Cable Cu #2	22	\$ 6,500.00	\$ 143,000.00
Bajante tubo metalico 2 unidades (3mt)	2	\$ 6,800.00	\$ 13,600.00
Cinta Band It con hevilla	3	\$ 6,000.00	\$ 18,000.00
Barrilla Cooper Well 2,4 mt	3	\$ 68,000.00	\$ 204,000.00
Cable desnudo Cu #2	17	\$ 6,500.00	\$ 110,500.00
Soldadura Cadweld	1	\$ 30,000.00	\$ 30,000.00
		Subtotal	\$ 8,005,100.00

Equipo de adquisición de datos

Elemento	Unidades	Valor Unitario (US)	Costo (US)	Costo Pesos
Sensor de Temperatura FOT-H	4	\$ 280.00	\$1,120.00	\$ 2,008,014.40
Sensor de corriente (transformador de corriente)	1	\$ 20.00	\$ 20.00	\$ 35,857.40
Tarjeta de acondicionamiento de tensión	1	\$ 100.00	\$ 100.00	\$ 179,287.00
Sistema de acondicionamiento de señal optica (TMI)	1	\$ 11.000.00	\$ 11,000.00	\$19,721,570.00
Fibra Optica	3000	\$ 5.35	\$ 16,050.00	\$28,775,563.50
Sub-Totales			\$ 28,290.00	\$50,720,292.30

Sistema de Control

Elemento	Cantidad	Valor unitario (US)	Costo (US)	Costo Pesos
Field Point	1	\$ 2,310.00	\$ 2,310.00	\$ 4,141,529.70
Backplane de 4 slots (NI cFP-Bp-4)	1	\$ 430.00	\$ 430.00	\$ 770,934.10
Licencia Labview	1	\$ 4,500.00	\$ 4,500.00	\$ 8,067,915.00
Modulo de entrada analoga (NI cFP-AI-100)	1	\$ 515.00	\$ 515.00	\$ 923,328.05
Bloque de conexión	1	\$ 165.00	\$ 165.00	\$295,823.55
Sub-Totales			\$ 7,920.00	\$14,199,530.40

Fuente de potencia (SICP)

Elemento	Cantidad	Valor unitario (US)	Costo (US)	Costo Pesos
Par IGBT FMG2G400LS60 de 600V y 400A	2	\$ 294.56	\$ 589.12	\$ 1,056,215.57
Puente Rectificador (100 KVA)	1	\$ 200.00	\$ 200.00	\$ 358,574.00
Protecciones electricas	1	\$ 515.00	\$ 515.00	\$ 923,328.05
Filtro de linea	1	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	\$ 1,792,870.00
Conectores	1	\$ 100.00	\$ 100.00	\$ 179,287.00
Sub-Totales			\$ 2,404.12	\$ 4,310,274.62

Instrumentación

Elemento	Proveedor	Referencia	Cant.	Valor Unit.	Valor Total
Dispositivo de campo y accesorios	National Instruments	CFP 2020	1	US \$ 1,587.00	US \$ 1,587.00
		CFP-AI-110	1	US \$ 463.50	US \$ 463.50
		CFP-BP-4	1	US \$ 387.00	US \$ 387.00
		CFP-CB-1	1	US \$ 148.50	US \$ 148.50
		Fuente NI PS-5	1	US \$ 198.00	US \$ 198.00
		Cables	1	US \$ 27.00	US \$ 27.00
Sensor de tensión de efecto Hall	Chen Yang	CYHVS100T	1	US \$ 28.00	US \$ 28.00

Sensor de corriente de efecto Hall	Chen Yang	CYHCS-D1-50A	1	US \$ 36.50	US \$ 36.50
Sensor de temperatura óptico	Fiso	FOT-M	3	US \$ 280.00	US \$ 840.00
Acondicionador de señales ópticas	Fiso	UMI 4-LR	1	US \$ 11,000.00	US \$ 11,000.00
Extensión cable de fibra óptica	Fiso	FISO	3052	US \$ 5.35	US \$ 19,380.00
TOTAL					US\$ 34,095

Anexo 2. Depreciación

Depreciación acumulada del SICP

EQUIPO	1	2	3	4	5	6
Transformador 100 kVA	\$ 650.000.00	\$ 1.300.000.00	\$ 1.950.000.00	\$ 2.600.000.00	\$ 3.250.000.00	\$ 3.900.000.00
Cajas portacircuitos	\$ 40.500.00	\$ 81.000.00	\$ 121.500.00	\$ 162.000.00	\$ 202.500.00	\$ 243.000.00
Parrayos 12 kV oxido de Zinc	\$ 40.500.00	\$ 81.000.00	\$ 121.500.00	\$ 162.000.00	\$ 202.500.00	\$ 243.000.00
Cruceta de protecciones	\$ 6.500.00	\$ 13.000.00	\$ 19.500.00	\$ 26.000.00	\$ 32.500.00	\$ 39.000.00
Diagonales 0,68 mt	\$ 1.700.00	\$ 3.400.00	\$ 5.100.00	\$ 6.800.00	\$ 8.500.00	\$ 10.200.00
Abrazaderas 8-10 in	\$ 1.700.00	\$ 3.400.00	\$ 5.100.00	\$ 6.800.00	\$ 8.500.00	\$ 10.200.00
Alambre de Cu #8	\$ 4.800.00	\$ 9.600.00	\$ 14.400.00	\$ 19.200.00	\$ 24.000.00	\$ 28.800.00
Cable ACSR # 2	\$ 2.000.00	\$ 4.000.00	\$ 6.000.00	\$ 8.000.00	\$ 10.000.00	\$ 12.000.00
Conectores ranuras paralelas 2/0	\$ 900.00	\$ 1.800.00	\$ 2.700.00	\$ 3.600.00	\$ 4.500.00	\$ 5.400.00
Cable Cu #2	\$ 14.300.00	\$ 28.600.00	\$ 42.900.00	\$ 57.200.00	\$ 71.500.00	\$ 85.800.00
Bajante tubo metalico 2 unidades (3mt)	\$ 1.360.00	\$ 2.720.00	\$ 4.080.00	\$ 5.440.00	\$ 6.800.00	\$ 8.160.00
Cinta Band It con hevilla	\$ 1.800.00	\$ 3.600.00	\$ 5.400.00	\$ 7.200.00	\$ 9.000.00	\$ 10.800.00
Barrilla Cooper Well 2,4 mt	\$ 20.400.00	\$ 40.800.00	\$ 61.200.00	\$ 81.600.00	\$ 102.000.00	\$ 122.400.00
Cable desnudo Cu #2	\$ 11.050.00	\$ 22.100.00	\$ 33.150.00	\$ 44.200.00	\$ 55.250.00	\$ 66.300.00
Soldadura Cadweld	\$ 3.000.00	\$ 6.000.00	\$ 9.000.00	\$ 12.000.00	\$ 15.000.00	\$ 18.000.00
	\$ 800.511.00	\$ 1.601.022.00	\$ 2.401.533.00	\$ 3.202.044.00	\$ 4.002.555.00	\$ 4.803.066.00
Sensor de Temperatura FOT-H	\$ 200.801.44	\$ 401.602.88	\$ 602.404.32	\$ 803.205.76	\$ 1.004.007.20	\$ 1.204.808.64
Sensor de corriente (transformador de corriente)	\$ 3.585.74	\$ 7.171.48	\$ 10.757.22	\$ 14.342.96	\$ 17.928.70	\$ 21.514.44
Tarjeta de	\$ 17.928.70	\$ 35.857.40	\$ 53.786.10	\$ 71.714.80	\$ 89.643.50	\$ 107.572.20

acondicionamiento de tensión							
Sistema de acondicionamiento de señal óptica (TMI)	\$ 1.972.157.00	\$ 3.944.314.00	\$ 5.916.471.00	\$ 7.888.628.00	\$ 9.860.785.00	\$ 11.832.942.00	
Fibra Óptica	\$ 2.877.556.35	\$ 5.755.112.70	\$ 8.632.669.05	\$ 11.510.225.40	\$ 14.387.781.75	\$ 17.265.338.10	
SUBTOTAL	\$ 5.072.029.23	\$ 10.144.058.46	\$ 15.216.087.69	\$ 20.288.116.92	\$ 25.360.146.15	\$ 30.432.175.38	
Field Point	\$ 414.152.97	\$ 828.305.94	\$ 1.242.458.91	\$ 1.656.611.88	\$ 2.070.764.85	\$ 2.484.917.82	
Backplane de 4 slots (NI cFP-Bp-4)	\$ 77.093.41	\$ 154.186.82	\$ 231.280.23	\$ 308.373.64	\$ 385.467.05	\$ 462.560.46	
Licencia Labview	\$ 806.791.50	\$ 1.613.583.00	\$ 2.420.374.50	\$ 3.227.166.00	\$ 4.033.957.50	\$ 4.840.749.00	
Modulo de entrada análoga (NI cFP-AI-100)	\$ 92.332.81	\$ 184.665.61	\$ 276.998.42	\$ 369.331.22	\$ 461.664.03	\$ 553.996.83	
Bloque de conexión	\$ 29.582.36	\$ 59.164.71	\$ 88.747.07	\$ 118.329.42	\$ 147.911.78	\$ 177.494.13	
SUBTOTAL	\$ 1.419.953.04	\$2.839.906.08	\$ 4.259.859.12	\$ 5.679.812.16	\$ 7.099.765.20	\$ 8.519.718.24	
Par IGBT FMG2G400LS60 de 600V y 400A	\$ 105.621.56	\$ 211.243.11	\$ 316.864.67	\$ 422.486.23	\$ 528.107.79	\$ 633.729.34	
Puente Rectificador (100 KVA)	\$ 35.857.40	\$ 71.714.80	\$ 107.572.20	\$ 143.429.60	\$ 179.287.00	\$ 215.144.40	
Protecciones eléctricas	\$ 92.332.81	\$ 184.665.61	\$ 276.998.42	\$ 369.331.22	\$ 461.664.03	\$ 553.996.83	
Filtro de línea	\$ 179.287.00	\$ 358.574.00	\$ 537.861.00	\$ 717.148.00	\$ 896.435.00	\$ 1.075.722.00	
Conectores	\$ 17.928.70	\$ 35.857.40	\$ 53.786.10	\$ 71.714.80	\$ 89.643.50	\$ 107.572.20	
SUBTOTAL	\$ 431.027.46	\$ 862.054.92	\$ 1.293.082.39	\$ 1.724.109.85	\$ 2.155.137.31	\$ 2.586.164.77	
Dispositivo de campo y accesorios	\$ 349.140.00	\$ 698.280.00	\$ 1.047.420.00	\$ 1.396.560.00	\$ 1.745.700.00	\$ 2.094.840.00	
	\$ 101.970.00	\$ 203.940.00	\$ 305.910.00	\$ 407.880.00	\$ 509.850.00	\$ 611.820.00	
	\$ 85.140.00	\$ 170.280.00	\$ 255.420.00	\$ 340.560.00	\$ 425.700.00	\$ 510.840.00	

	\$ 32.670.00	\$ 65.340.00	\$ 98.010.00	\$ 130.680.00	\$ 163.350.00	\$ 196.020.00
	\$ 43.560.00	\$ 87.120.00	\$ 130.680.00	\$ 174.240.00	\$ 217.800.00	\$ 261.360.00
	\$ 5.940.00	\$ 11.880.00	\$ 17.820.00	\$ 23.760.00	\$ 29.700.00	\$ 35.640.00
Sensor de tensión de efecto Hall	\$ 6.160.00	\$ 12.320.00	\$ 18.480.00	\$ 24.640.00	\$ 30.800.00	\$ 36.960.00
Sensor de corriente de efecto Hall	\$ 8.030.00	\$ 16.060.00	\$ 24.090.00	\$ 32.120.00	\$ 40.150.00	\$ 48.180.00
Sensor de temperatura óptico	\$ 184.800.00	\$ 369.600.00	\$ 554.400.00	\$ 739.200.00	\$ 924.000.00	\$ 1.108.800.00
Acondicionador de señales ópticas	\$ 2.420.000.00	\$ 4.840.000.00	\$ 7.260.000.00	\$ 9.680.000.00	\$ 12.100.000.00	\$ 14.520.000.00
Extensión cable de fibra óptica	\$ 4.263.600.00	\$ 8.527.200.00	\$ 12.790.800.00	\$ 17.054.400.00	\$ 21.318.000.00	\$ 25.581.600.00
SUBTOTAL	\$ 7.501.010.00	\$ 15.002.020.00	\$ 22.503.030.00	\$ 30.004.040.00	\$ 37.505.050.00	\$ 45.006.060.00
TOTAL	\$ 15.224.530.73	\$ 30.449.061.46	\$ 45.673.592.20	\$ 60.898.122.93	\$ 76.122.653.66	\$ 91.347.184.39

EQUIPO	7	8	9	10
Transformador 100 kVA	\$ 4.550.000.00	\$ 5.200.000.00	\$ 5.850.000.00	\$ 6.500.000.00
Cajas portacircuitos	\$ 283.500.00	\$ 324.000.00	\$ 364.500.00	\$ 405.000.00
Parrayos 12 kV oxido de Zinc	\$ 283.500.00	\$ 324.000.00	\$ 364.500.00	\$ 405.000.00
Cruceta de protecciones	\$ 45.500.00	\$ 52.000.00	\$ 58.500.00	\$ 65.000.00
Diagonales 0,68 mt	\$ 11.900.00	\$ 13.600.00	\$ 15.300.00	\$ 17.000.00
Abrazaderas 8-10 in	\$ 11.900.00	\$ 13.600.00	\$ 15.300.00	\$ 17.000.00
Alambre de Cu #8	\$ 33.600.00	\$ 38.400.00	\$ 43.200.00	\$ 48.000.00
Cable ACSR # 2	\$ 14.000.00	\$ 16.000.00	\$ 18.000.00	\$ 20.000.00
Conectores ranuras paralelas 2/0	\$ 6.300.00	\$ 7.200.00	\$ 8.100.00	\$ 9.000.00
Cable Cu #2	\$ 100.100.00	\$ 114.400.00	\$ 128.700.00	\$ 143.000.00
Bajante tubo metálico 2 unidades (3mt)	\$ 9.520.00	\$ 10.880.00	\$ 12.240.00	\$ 13.600.00
Cinta Band It con hevilla	\$ 12.600.00	\$ 14.400.00	\$ 16.200.00	\$ 18.000.00

Barrilla Cooper Well 2,4 mt	\$ 142.800.00	\$ 163.200.00	\$ 183.600.00	\$ 204.000.00
Cable desnudo Cu #2	\$ 77.350.00	\$ 88.400.00	\$ 99.450.00	\$ 110.500.00
Soldadura Cadweld	\$ 21.000.00	\$ 24.000.00	\$ 27.000.00	\$ 30.000.00
SUBTOTAL	\$ 5.603.577.00	\$ 6.404.088.00	\$ 7.204.599.00	\$ 8.005.110.00
Sensor de Temperatura FOT-H	\$ 1.405.610.08	\$ 1.606.411.52	\$ 1.807.212.96	\$ 2.008.014.40
Sensor de corriente (transformador de corriente)	\$ 25.100.18	\$ 28.685.92	\$ 32.271.66	\$ 35.857.40
Tarjeta de acondicionamiento de tensión	\$ 125.500.90	\$ 143.429.60	\$ 161.358.30	\$ 179.287.00
Sistema de acondicionamiento de señal óptica (TMI)	\$ 13.805.099.00	\$ 15.777.256.00	\$ 17.749.413.00	\$ 19.721.570.00
Fibra Optica	\$ 20.142.894.45	\$ 23.020.450.80	\$ 25.898.007.15	\$ 28.775.563.50
SUBTOTAL	\$ 35.504.204.61	\$ 40.576.233.84	\$ 45.648.263.07	\$ 50.720.292.30
Field Point	\$ 2.899.070.79	\$ 3.313.223.76	\$ 3.727.376.73	\$ 4.141.529.70
Backplane de 4 slots (NI cFP-Bp-4)	\$ 539.653.87	\$ 616.747.28	\$ 693.840.69	\$ 770.934.10
Licencia Labview	\$ 5.647.540.50	\$ 6.454.332.00	\$ 7.261.123.50	\$ 8.067.915.00
Modulo de entrada analoga (NI cFP-AI-100)	\$ 646.329.64	\$ 738.662.44	\$ 830.995.25	\$ 923.328.05
Bloque de conexión	\$ 207.076.49	\$ 236.658.84	\$ 266.241.20	\$ 295.823.55
SUBTOTAL	\$ 9.939.671.28	\$ 11.359.624.32	\$ 12.779.577.36	\$ 14.199.530.40
Par IGBT FMG2G400LS60 de 600V y 400A	\$ 739.350.90	\$ 844.972.46	\$ 950.594.01	\$ 1.056.215.57
Puente Rectificador (100 KVA)	\$ 251.001.80	\$ 286.859.20	\$ 322.716.60	\$ 358.574.00
Protecciones eléctricas	\$ 646.329.64	\$ 738.662.44	\$ 830.995.25	\$ 923.328.05
Filtro de línea	\$ 1.255.009.00	\$ 1.434.296.00	\$ 1.613.583.00	\$ 1.792.870.00
Conectores	\$ 125.500.90	\$ 143.429.60	\$ 161.358.30	\$ 179.287.00

SUBTOTAL	\$ 3.017.192.23	\$ 3.448.219.70	\$ 3.879.247.16	\$ 4.310.274.62
Dispositivo de campo y accesorios	\$ 2.443.980.00	\$ 2.793.120.00	\$ 3.142.260.00	\$ 3.491.400.00
	\$ 713.790.00	\$ 815.760.00	\$ 917.730.00	\$ 1.019.700.00
	\$ 595.980.00	\$ 681.120.00	\$ 766.260.00	\$ 851.400.00
	\$ 228.690.00	\$ 261.360.00	\$ 294.030.00	\$ 326.700.00
	\$ 304.920.00	\$ 348.480.00	\$ 392.040.00	\$ 435.600.00
	\$ 41.580.00	\$ 47.520.00	\$ 53.460.00	\$ 59.400.00
Sensor de tensión de efecto Hall	\$ 43.120.00	\$ 49.280.00	\$ 55.440.00	\$ 61.600.00
Sensor de corriente de efecto Hall	\$ 56.210.00	\$ 64.240.00	\$ 72.270.00	\$ 80.300.00
Sensor de temperatura óptico	\$ 1.293.600.00	\$ 1.478.400.00	\$ 1.663.200.00	\$ 1.848.000.00
Acondicionador de señales ópticas	\$ 16.940.000.00	\$ 19.360.000.00	\$ 21.780.000.00	\$ 24.200.000.00
Extensión cable de fibra óptica	\$ 29.845.200.00	\$ 34.108.800.00	\$ 38.372.400.00	\$ 42.636.000.00
SUBTOTAL	\$ 52.507.070.00	\$ 60.008.080.00	\$ 67.509.090.00	\$ 75.010.100.00
TOTAL	\$ 106.571.715.12	\$ 121.796.245.86	\$ 137.020.776.59	\$ 152.245.307.32

Valor del Equipo Depreciado

Valor Equipo	1	2	3	4	5	6
152.245.297.32	\$ 137.020.766.59	\$ 121.796.235.86	\$ 106.571.705.12	\$ 91.347.174.39	\$ 76.122.643.66	\$ 60.898.112.93

7	8	9	10
\$ 45.673.582.20	\$ 30.449.051.46	\$ 15.224.520.73	\$ 0.00

Anexo 3. Cálculo de Inversiones, Gastos y Costos

FLUJOS OPERATIVOS ANUALES MÁS PROBABLES						
CON NUEVA TECNOLOGÍA	VALOR					
Equipos	152.245.297.32					
Montaje, puesta en marcha	53.285.854.06					
Fletes, transporte, nacionalización	13.702.076.76					
	0	1	2	3	4	5
Mantenimientos Operativo	170.506.328.75	180.604.293.05	191.172.619.84	203.255.928.11	215.520.588.10	230.622.579.88
Otros mantenimientos	30.000.000.00	31.776.701.96	33.636.162.58	35.762.178.96	37.920.103.56	40.577.246.88
Reposición de Equipos	37.672.799.00	40.686.622.92	43.941.552.75	47.456.876.97	51.253.427.13	55.353.701.30
SUBTOTAL	457.412.355.89	253.067.617.93	268.750.335.17	286.474.984.05	304.694.118.79	326.553.528.06
Contingencias	488.968.652.67	505.986.838.81	532.707.664.08	572.576.680.00	616.580.365.19	657.420.484.60
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	0	1	2	3	4	5
Mano de Obra	3.045.094.560.00	3.282.611.935.68	3.538.655.666.66	3.814.670.808.66	4.112.215.131.74	4.432.967.912.01
Energía (Crecimiento 5,9%; consumo 3%)	186.390.524.25	139.605.716.11	231.283.123.15	111.064.419.02	222.400.306.25	206.230.720.88
Herramientas, Materiales y Suministros (su precio crece de acuerdo a la inflación)	121.659.433.42	128.103.614.15	133.294.464.80	141.280.339.83	149.348.115.05	157.739.619.77
Gastos Generales (Crece 5% anual)	579.415.200.00	608.385.960.00	638.805.258.00	670.745.520.90	704.282.796.95	739.496.936.79
Tuberías, Partes y Repuestos (Crece 3% anual)	160.379.362.02	165.190.742.88	170.146.465.17	175.250.859.12	180.508.384.90	185.923.636.44
Viáticos y pasajes (Crece 5% anual)	92.328.000.00	96.944.400.00	101.791.620.00	106.881.201.00	112.225.261.05	117.836.524.10
Alquileres y Arrendamientos (Crecimiento del 5%)	75.272.000.00	79.035.600.00	82.987.380.00	87.136.749.00	91.493.586.45	96.068.265.77
Vigilancia y Seguridad (Crecimiento del 5%)	225.440.000.00	236.712.000.00	248.547.600.00	260.974.980.00	274.023.729.00	287.724.915.45
SUBTOTAL	4.485.979.079.69	4.736.589.968.82	5.145.511.577.79	5.368.004.877.53	5.846.497.311.38	6.223.988.531.22
EGRESOS TOTALES CON	5.437.730.579.14	5.487.243.898.25	5.950.048.608.58	6.213.135.725.51	6.758.279.715.74	7.193.243.357.70

ADICIÓN SICP						
---------------------	--	--	--	--	--	--

	6	7	8	9	10
Mantenimientos Operativo	244.957.028.98	261.114.242.63	275.812.781.89	292.537.398.06	313.094.397.05
Otros mantenimientos	43.099.343.72	45.942.149.69	48.528.306.94	51.470.945.43	55.087.878.44
Reposición de Equipos	59.781.997.41	64.564.557.20	69.729.721.77	75.308.099.52	81.332.747.48
SUBTOTAL	347.838.370.10	371.620.949.53	394.070.810.61	419.316.443.01	449.515.022.97
Contingencias	692.493.049.94	759.144.693.25	806.436.361.60	866.595.725.90	929.820.354.47
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	6	7	8	9	10
Mano de Obra	4.778.739.409.15	5.151.481.083.06	5.553.296.607.54	5.986.453.742.93	6.453.397.134.88
Energía (Crecimiento 5,9%; consumo 3%)	234.139.333.22	196.474.122.44	221.984.820.21	311.499.406.69	372.851.535.38
Herramientas, Materiales y Suministros (su precio crece de acuerdo a la inflación)	167.101.744.25	177.681.043.59	189.218.694.93	202.130.167.75	215.608.978.22
Gastos Generales (Crece 5% anual)	776.471.783.63	815.295.372.81	856.060.141.45	898.863.148.53	943.806.305.95
Tuberías, Partes y Repuestos (Crece 3% anual)	191.501.345.54	197.246.385.90	203.163.777.48	209.258.690.80	215.536.451.53
Viáticos y pasajes (Crece 5% anual)	123.728.350.31	129.914.767.82	136.410.506.21	143.231.031.52	150.392.583.10
Alquileres y Arrendamientos (Crecimiento del 5%)	100.871.679.06	105.915.263.01	111.211.026.16	116.771.577.47	122.610.156.35
Vigilancia y Seguridad (Crecimiento del 5%)	302.111.161.22	317.216.719.28	333.077.555.25	349.731.433.01	367.218.004.66
SUBTOTAL	6.674.664.806.38	7.091.224.757.93	7.604.423.129.25	8.217.939.198.71	8.841.421.150.08
EGRESOS TOTALES CON ADICIÓN DEL SICP	7.710.831.025.80	8.193.487.050.01	8.784.603.602.13	9.489.014.764.13	10.205.907.822.59

FLUJOS OPERATIVOS ANUALES						
SIN ADICIÓN DE NUEVA TECNOLOGÍA	VALOR					
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	0	1	2	3	4	5
Mantenimientos Operativo	136.405.063.00	144.483.434.44	152.938.095.87	162.604.742.49	172.416.470.48	184.498.063.90
Otros mantenimientos	20.000.000.00	21.184.467.97	22.424.108.39	23.841.452.64	25.280.069.04	27.051.497.92
Reposición de Equipos	22.138.239.42	23.909.298.58	25.822.042.47	27.887.805.86	30.118.830.33	32.528.336.76
SUBTOTAL	178.543.302.42	189.577.200.99	201.184.246.72	214.334.000.99	227.815.369.85	244.077.898.58
Mano de Obra	2.819.532.000.00	3.039.455.496.00	3.276.533.024.69	3.532.102.600.61	3.807.606.603.46	4.104.599.918.53
Energía	177.514.785.00	132.957.824.87	220.269.641.10	105.775.637.16	211.809.815.47	196.410.210.36
Materiales y Suministros	113.700.405.06	119.723.003.88	124.574.266.17	132.037.700.77	139.577.677.62	147.420.205.39
Gastos Generales	445.704.000.00	467.989.200.00	491.388.660.00	515.958.093.00	541.755.997.65	568.843.797.53
Tuberías, Partes y Repuestos	149.822.400.00	154.317.072.00	158.946.584.16	163.714.981.68	168.626.431.14	173.685.224.07
Viáticos y pasajes	69.862.400.00	73.355.520.00	75.556.185.60	77.822.871.17	80.157.557.30	82.562.284.02
Alquileres y Arrendamientos	74.217.600.00	77.928.480.00	81.824.904.00	85.916.149.20	90.211.956.66	94.722.554.49
Vigilancia y Seguridad	225.440.000.00	236.712.000.00	248.547.600.00	260.974.980.00	274.023.729.00	287.724.915.45
SUBTOTAL	4.075.793.590.06	4.302.438.596.75	4.677.640.865.72	4.874.303.013.60	5.313.769.768.30	5.655.969.109.85
Contingencias	425.433.689.25	449.103.758.09	487.482.593.84	508.382.047.06	553.589.016.14	589.128.710.68
EGRESOS TOTALES SIN ADICIÓN SICP	4.679.770.581.74	4.940.141.339.04	5.362.308.532.24	5.592.202.517.68	6.089.479.177.57	6.480.415.817.53

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	6	7	8	9	10
Mantenimientos Operativo	195.965.623.18	208.891.394.11	220.650.225.51	234.029.918.45	250.475.517.64
Otros mantenimientos	28.732.895.81	30.628.099.80	32.352.204.63	34.313.963.62	36.725.252.29
Reposición de Equipos	35.130.603.70	37.941.051.99	40.976.336.15	44.254.443.05	47.794.798.49
SUBTOTAL	259.829.122.69	277.460.545.90	293.978.766.29	312.598.325.11	334.995.568.42
Mano de Obra	4.424.758.712.18	4.769.889.891.73	5.141.941.303.28	5.543.012.724.94	5.975.367.717.48
Energía	222.989.841.16	187.118.211.85	211.414.114.49	296.666.101.61	355.096.700.37
Materiales y Suministros	156.169.854.44	166.057.050.08	176.839.901.80	188.906.698.83	201.503.717.97

Gastos Generales	597.285.987.41	627.150.286.78	658.507.801.12	691.433.191.17	726.004.850.73
Tuberías, Partes y Repuestos	178.895.780.79	184.262.654.22	189.790.533.84	195.484.249.86	201.348.777.35
Viáticos y pasajes	85.039.152.54	87.590.327.12	90.218.036.93	92.924.578.04	95.712.315.38
Alquileres y Arrendamientos	99.458.682.22	104.431.616.33	109.653.197.14	115.135.857.00	120.892.649.85
Vigilancia y Seguridad	302.111.161.22	317.216.719.28	333.077.555.25	349.731.433.01	367.218.004.66
SUBTOTAL	6.066.709.171.96	6.443.716.757.38	6.911.442.443.86	7.473.294.834.46	8.043.144.733.80
Contingencias	631.666.535.97	671.008.411.41	719.567.786.05	777.740.731.51	836.812.589.49
EGRESOS TOTALES SIN ADICIÓN SICP	6.948.331.895.66	7.381.092.525.56	7.915.245.646.51	8.555.148.046.60	9.204.938.484.35

Egreso Incremental Neto con equipo nuevo = Egresos Totales con Adición del SICP-Egresos Totales sin Adición del SICP

Egreso Incremental Neto con equipo nuevo	757.959.997.40	547.102.559.20	587.740.076.35	620.933.207.83	668.800.538.18	712.827.540.17
---	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

Egreso Incremental Neto con equipo nuevo	762.499.130.13	812.394.524.45	869.357.955.62	933.866.717.53	1.000.969.338.23
---	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------

Anexo 4. Simulación de Variables

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Energía (Crecimiento 5,9%; consumo 3%)	158.000.000.00	167.357.297.00	177.150.456.27	188.347.475.88	199.712.545.39	213.706.833.57
PRECIO ENERGÍA ELÉCTRICA @Risk	126.367.252.8	199.100.583.9	134.273.428.3	170.099.825	221.507.332.6	212.456.792.2

	2015	2016	2017	2018	2019
Energía (Crecimiento 5,9%; consumo 3%)	226.989.876.93	241.961.988.38	255.582.416.55	271.080.312.58	290.129.493.12
PRECIO ENERGÍA ELÉCTRICA @Risk	122.749.532.5	301.377.645.4	266.929.187.7	317.714.593.4	354.599.253.3

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Producción básica actual	1407960.00	1351641.60	1295323.20	1239004.80	1182686.40	1126368.00
Aumento Producción Pesimista 1%	14079.60	13516.42	12953.23	12390.05	11826.86	11263.68
Aumento Producción Más Probable 5%	70398.00	67582.08	64766.16	61950.24	59134.32	56318.40
Aumento Producción Optimista 10%	140796.00	135164.16	129532.32	123900.48	118268.64	112636.80
PRODUCCIÓN INCREMENTAL @Risk	57776.81591	59977.86284	110545.3782	70476.06965	61925.51723	76626.39333

	2016	2017	2018	2019
Producción Básica Actual	1070049.60	1013731.20	957412.80	901094.40
Aumento Producción Pesimista 1%	10700.50	10137.31	9574.13	9010.94
Aumento Producción Más Probable 5%	53502.48	50686.56	47870.64	45054.72
Aumento Producción Optimista 10%	107004.96	101373.12	95741.28	90109.44
PRODUCCIÓN INCREMENTAL @Risk	53028.38288	49282.04011	56010.18845	24912.70316

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Disminución de Taponamiento (aumento en la producción) 0.5% Pesimista	7039.80	6758.21	6476.62	6195.02	5913.43	5631.84
Disminución de Taponamiento (aumento en la producción) 2.5% Más Probable	35199.00	33791.04	32383.08	30975.12	29567.16	28159.20
Disminución de Taponamiento (aumento en la producción) 4% Optimista	56318.40	74062.55	70976.61	67890.67	64804.73	61718.79
TAPONAMIENTO @Risk	39017.16074	49173.73716	26905.66527	22200.32764	49733.42583	35256.54038

	2016	2017	2018	2019
Disminución de Taponamiento (aumento en la producción) 0.5% Pesimista	5350.25	5068.66	4787.06	4505.47
Disminución de Taponamiento (aumento en la producción) 2.5% Más Probable	26751.24	25343.28	23935.32	22527.36
Disminución de Taponamiento (aumento en la producción) 4% Optimista	58632.85	55546.92	52460.98	49375.04
TAPONAMIENTO @Risk	34923.254	28613.16	10585.64	15607.86

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Precio Crudo Pesimista	7.45	5.27	3.58	2.96	2.40	2.28
Precio Crudo más Probable	25.97	12.48	11.40	11.34	9.41	10.97
Precio Crudo Optimista	36.92	49.28	71.10	76.77	76.55	76.43
PRECIO CRUDO VARIACIÓN @RISK	27.80	22.61	38.48	20.20	9.30	30.53

	2016	2017	2018	2019
Precio Crudo Pesimista	2.17	2.02	1.90	1.73
Precio Crudo más Probable	13.82	17.71	20.10	20.88
Precio Crudo Optimista	78.62	82.51	84.90	85.68
PRECIO CRUDO VARIACIÓN @RISK	26.07	38.36	23.58	54.98

DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN POR FALLAS	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Más Probable	21929.0	21051.8	20174.7	19297.5	18420.3	17543.2
Optimista	8940.5	8582.9	8225.3	7867.7	7510.1	7152.4
Pesimista	91235.8	87586.4	83936.9	80287.5	76638.1	72988.6
DISMINUCIÓN DE PCC POR FALLAS	20505.4	41464.3	15930.9	22432.9	29553.4	25305.2

DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN POR FALLAS	2016	2017	2018	2019
Más Probable	16666.0	15788.9	14911.7	14034.5
Optimista	6794.8	6437.2	6079.6	5721.9
Pesimista	69339.2	65689.8	62040.3	58390.9
DISMINUCIÓN DE PCC POR FALLAS	22330.6	15911.9	19130.3	18938.4

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inflación Optimista	3.30%	4.00%	4.80%	4.86%	4.93%	4.99%
Inflación Más Probable	4.80%	5.50%	6.30%	6.36%	6.43%	6.49%
Inflación Pesimista	6.80%	7.50%	8.30%	8.36%	8.43%	8.49%
INFLACIÓN EN COLOMBIA	5.9%	5.9%	6.3%	6.0%	7.0%	6.2%

	2016	2017	2018	2019
Inflación Optimista	5.06%	5.12%	5.19%	5.25%
Inflación Más Probable	6.56%	6.62%	6.69%	6.75%
Inflación Pesimista	8.56%	8.62%	8.69%	8.75%
INFLACIÓN EN COLOMBIA	6.6%	5.6%	6.1%	7.0%

Anexo 5. Flujo de Caja Libre

FLUJO DE CAJA LIBRE						
FLUJO DE CAJA ANUAL	0	1	2	3	4	5
Ingresos por Ventas	-	2.692.407.045.81	4.048.429.167.63	2.966.077.481.81	1.570.096.367.13	6.943.037.046.84
Egresos	757.310.740.17	551.740.519.81	586.103.955.71	628.578.784.24	668.978.843.41	712.911.998.83
Regalías 17% de los Ingresos	-	457.709.197.79	688.232.958.50	504.233.171.91	266.916.382.41	1.180.316.297.96
<i>Flujo de Caja Operativo (Antes de Impuestos)</i>	<i>(757.310.740.17)</i>	<i>1.682.957.328.21</i>	<i>2.774.092.253.42</i>	<i>1.833.265.525.66</i>	<i>634.201.141.30</i>	<i>5.049.808.750.05</i>
Depreciación	-	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Utilidad Operativa	(757.310.740.17)	1.667.732.797.48	2.758.867.722.69	1.818.040.994.93	618.976.610.57	5.034.584.219.32
Impuestos, 35% de la renta	-	583.706.479.12	965.603.702.94	636.314.348.22	216.641.813.70	1.762.104.476.76
Utilidad Operativa Después de Impuestos	(757.310.740.17)	1.084.026.318.36	1.793.264.019.75	1.181.726.646.70	402.334.796.87	3.272.479.742.56
Depreciación	-	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Flujo de Caja Libre	(757.310.740.17)	1.099.250.849.10	1.808.488.550.48	1.196.951.177.43	417.559.327.60	3.287.704.273.29

FLUJO DE CAJA LIBRE					
FLUJO DE CAJA ANUAL	6	7	8	9	10
Ingresos por Ventas	1.367.892.214.59	769.840.034.00	3.040.803.488.63	8.651.291.977.61	6.871.878.142.84
Egresos	766.538.173.97	823.153.554.74	876.887.014.74	936.938.996.97	1.002.733.410.18
Regalías 17% de los Ingresos	232.541.676.48	130.872.805.78	516.936.593.07	1.470.719.636.19	1.168.219.284.28
<i>Flujo de Caja Operativo (Antes de Impuestos)</i>	<i>368.812.364.14</i>	<i>(184.186.326.51)</i>	<i>1.646.979.880.82</i>	<i>6.243.633.344.45</i>	<i>4.700.925.448.37</i>
Depreciación	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Utilidad Operativa	353.587.833.41	(199.410.857.24)	1.631.755.350.09	6.228.408.813.72	4.685.700.917.64
Impuestos, 35% de la renta	123.755.741.69	-	571.114.372.53	2.179.943.084.80	1.639.995.321.17
Utilidad Operativa Después de Impuestos	229.832.091.71	(199.410.857.24)	1.060.640.977.56	4.048.465.728.92	3.045.705.596.47
Depreciación	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Flujo de Caja Libre	245.056.622.45	(184.186.326.51)	1.075.865.508.29	4.063.690.259.65	3.060.930.127.20

VPN	\$ 5.065.429.538.81
TIR	168%
Beneficio/Costo	4.08
MÁXIMA EXPOSICIÓN	(757.310.740.17)

FLUJO DE CAJA MÁS PROBABLE

FLUJO DE CAJA ANUAL	0	1	2	3	4	5
Ingresos por Ventas	-	4.874.975.331.29	2.295.118.117.42	2.049.318.068.20	1.988.512.746.00	1.606.125.821.10
Egresos	758.201.944.46	546.871.761.76	584.945.042.08	624.699.885.40	666.842.534.87	718.503.957.01
Regalías 17% de los Ingresos	-	828.745.806.32	390.170.079.96	348.384.071.59	338.047.166.82	273.041.389.59
Flujo de Caja Operativo (Antes de Impuestos)	(758.201.944.46)	3.499.357.763.21	1.320.002.995.38	1.076.234.111.20	983.623.044.31	614.580.474.50
Depreciación	-	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Utilidad Operativa	(758.201.944.46)	3.484.133.232.48	1.304.778.464.65	1.061.009.580.47	968.398.513.58	599.355.943.76
Impuestos, 35% de la renta	-	1.219.446.631.37	456.672.462.63	371.353.353.16	338.939.479.75	209.774.580.32
Utilidad Operativa Después de Impuestos	(758.201.944.46)	2.264.686.601.11	848.106.002.02	689.656.227.31	629.459.033.82	389.581.363.45
Depreciación	-	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Flujo de Caja Libre	(758.201.944.46)	2.279.911.131.84	863.330.532.75	704.880.758.04	644.683.564.56	404.805.894.18

FLUJO DE CAJA MÁS PROBABLE

FLUJO DE CAJA ANUAL	6	7	8	9	10
Ingresos por Ventas	1.818.609.291.26	2.221.094.750.52	2.750.780.125.71	3.006.241.591.67	2.998.691.657.57
Egresos	764.692.737.33	821.549.682.81	877.907.175.20	936.175.476.78	1.005.691.508.18
Regalías 17% de los Ingresos	309.163.579.51	377.586.107.59	467.632.621.37	511.061.070.58	509.777.581.79
Flujo de Caja Operativo (Antes de Impuestos)	744.752.974.42	1.021.958.960.12	1.405.240.329.14	1.559.005.044.30	1.483.222.567.60
Depreciación	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Utilidad Operativa	729.528.443.69	1.006.734.429.38	1.390.015.798.41	1.543.780.513.57	1.467.998.036.87
Impuestos, 35% de la renta	255.334.955.29	352.357.050.28	486.505.529.44	540.323.179.75	513.799.312.90
Utilidad Operativa Después de Impuestos	474.193.488.40	654.377.379.10	903.510.268.97	1.003.457.333.82	954.198.723.96

FLUJO DE CAJA ANUAL	6	7	8	9	10
Depreciación	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Flujo de Caja Libre	489.418.019.13	669.601.909.83	918.734.799.70	1.018.681.864.55	969.423.254.70

ESCENARIO MÁS PROBABLE	
VPN	\$ 3.510.001.653.84
TIR	252%
Beneficio/Costo	3.14
MÁXIMA EXPOSICIÓN	(755.146.883.13)

FLUJO DE CAJA PESIMISTA						
FLUJO DE CAJA ANUAL	0	1	2	3	4	5
Ingresos por Ventas	-	(768.115.894.17)	(510.679.839.22)	(326.180.588.35)	(252.896.422.56)	(192.056.585.73)
Egresos	758.201.944.46	546.871.761.76	584.945.042.08	624.699.885.40	666.842.534.87	718.503.957.01
Regalías 17% de los Ingresos	-	-	-	-	-	-
Flujo de Caja Operativo (Antes de Impuestos)	(758.201.944.46)	(1.314.987.655.93)	(1.095.624.881.30)	(950.880.473.75)	(919.738.957.43)	(910.560.542.74)
Depreciación	-	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Utilidad Operativa	(758.201.944.46)	(1.330.212.186.67)	(1.110.849.412.03)	(966.105.004.48)	(934.963.488.16)	(925.785.073.47)
FLUJO DE CAJA ANUAL	0	1	2	3	4	5
Impuestos, 35% de la renta	-	-	-	-	-	-
Utilidad Operativa Después de Impuestos	(758.201.944.46)	(1.330.212.186.67)	(1.110.849.412.03)	(966.105.004.48)	(934.963.488.16)	(925.785.073.47)
Depreciación	-	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Flujo de Caja Libre	(758.201.944.46)	(1.314.987.655.93)	(1.095.624.881.30)	(950.880.473.75)	(919.738.957.43)	(910.560.542.74)

FLUJO DE CAJA PESIMISTA					
FLUJO DE CAJA ANUAL	6	7	8	9	10
Ingresos por Ventas	(170.046.808.57)	(150.299.118.69)	(130.079.083.18)	(113.078.163.90)	(95.032.556.79)
Egresos	764.692.737.33	821.549.682.81	877.907.175.20	936.175.476.78	1.005.691.508.18
Regalías 17% de los Ingresos	-	-	-	-	-

FLUJO DE CAJA ANUAL	6	7	8	9	10
<i>Flujo de Caja Operativo (Antes de Impuestos)</i>	(934.739.545.89)	(971.848.801.51)	(1.007.986.258.38)	(1.049.253.640.69)	(1.100.724.064.97)
Depreciación	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Utilidad Operativa	(949.964.076.63)	(987.073.332.24)	(1.023.210.789.11)	(1.064.478.171.42)	(1.115.948.595.70)
Impuestos, 35% de la renta	-	-	-	-	-
Utilidad Operativa Después de Impuestos	(949.964.076.63)	(987.073.332.24)	(1.023.210.789.11)	(1.064.478.171.42)	(1.115.948.595.70)
Depreciación	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Flujo de Caja Libre	(934.739.545.89)	(971.848.801.51)	(1.007.986.258.38)	(1.049.253.640.69)	(1.100.724.064.97)

ESCENARIO PESIMISTA	
VPN	(\$ 4.815.948.606.00)
Beneficio/Costo	-0.42
MÁXIMA EXPOSICIÓN	(1.319.214.470.50)

FLUJO DE CAJA OPTIMISTA						
FLUJO DE CAJA ANUAL	0	1	2	3	4	5
Ingresos por Ventas	-	21.678.098.125.06	32.082.681.657.08	46.135.870.483.73	49.551.532.177.40	49.054.091.538.27
Egresos	758.201.944.46	546.871.761.76	584.945.042.08	624.699.885.40	666.842.534.87	718.503.957.01
Regalías 17% de los Ingresos	-	3.685.276.681.26	5.454.055.881.70	7.843.097.982.23	8.423.760.470.16	8.339.195.561.51
Flujo de Caja Operativo (Antes de Impuestos)	(758.201.944.46)	17.445.949.682.03	26.043.680.733.30	37.668.072.616.09	40.460.929.172.37	39.996.392.019.75
Depreciación	-	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Utilidad Operativa	(758.201.944.46)	17.430.725.151.30	26.028.456.202.57	37.652.848.085.36	40.445.704.641.64	39.981.167.489.02
Impuestos, 35% de la renta	-	6.100.753.802.96	9.109.959.670.90	13.178.496.829.87	14.155.996.624.57	13.993.408.621.16
Utilidad Operativa Después de Impuestos	(758.201.944.46)	11.329.971.348.35	16.918.496.531.67	24.474.351.255.48	26.289.708.017.07	25.987.758.867.86
Depreciación	-	137.020.766.59	137.020.766.59	137.020.766.59	137.020.766.59	137.020.766.59
Flujo de Caja Libre	(758.201.944.46)	11.466.992.114.93	17.055.517.298.26	24.611.372.022.07	26.426.728.783.65	26.124.779.634.45

FLUJO DE CAJA MÁS OPTIMISTA					
FLUJO DE CAJA ANUAL	6	7	8	9	10
Ingresos por Ventas	48.512.421.589.74	49.302.240.893.49	50.980.908.503.59	51.520.142.202.42	50.895.301.486.75
Egresos	764.692.737.33	821.549.682.81	877.907.175.20	936.175.476.78	1.005.691.508.18
Regalías 17% de los Ingresos	8.247.111.670.26	8.381.380.951.89	8.666.754.445.61	8.758.424.174.41	8.652.201.252.75
Flujo de Caja Operativo (Antes de Impuestos)	39.500.617.182.16	40.099.310.258.79	41.436.246.882.78	41.825.542.551.22	41.237.408.725.82
Depreciación	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73	15.224.530.73
Utilidad Operativa	39.485.392.651.43	40.084.085.728.06	41.421.022.352.05	41.810.318.020.49	41.222.184.195.09
Impuestos, 35% de la renta	13.819.887.428.00	14.029.430.004.82	14.497.357.823.22	14.633.611.307.17	14.427.764.468.28
Utilidad Operativa Después de Impuestos	25.665.505.223.43	26.054.655.723.24	26.923.664.528.83	27.176.706.713.32	26.794.419.726.81
Depreciación	137.020.766.59	137.020.766.59	137.020.766.59	137.020.766.59	137.020.766.59
Flujo de Caja Libre	25.802.525.990.02	26.191.676.489.82	27.060.685.295.42	27.313.727.479.91	26.931.440.493.39

ESCENARIO OPTIMISTA	
VPN	\$ 86.374.544.407.40
TIR	1556%
Beneficio/Costo	48.29
MÁXIMA EXPOSICIÓN	(755.146.883.13)