

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN
BLOQUES OFRECIDOS EN RONDAS DE LICITACIONES
PETROLERAS**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Ing. Palop Bravo, Leonardo

Para optar el Título de Especialista en Gerencia

Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas, 2007

© Palop Bravo Leonardo 2007.
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito legal lft4872007600593.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN BLOQUES OFRECIDOS EN RONDAS DE LICITACIONES PETROLERAS

TUTOR ACADÉMICO: Prof., MSc., Ing. Sandro Gasbarri

TUTOR INDUSTRIAL: Dr., Ing. Rodolfo Prieto

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Ing. Palop Bravo, Leonardo

Para optar el Título de Especialista en Gerencia

Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas, 2007



**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
COMITÉ ACADÉMICO DEL POSTGRADO EN GEOLOGÍA,
MINAS, GEOFÍSICA Y PETRÓLEO**

VEREDICTO

Quienes suscriben, Miembros del Jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería y por el Consejo de Estudios de Postgrado de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el Trabajo Especial de Grado, presentado por el Ing. **Leonardo Palop Bravo**, portador de la Cédula de Identidad N° 13.648.648, bajo el título: **“ESTUDIO DE OPORTUNIDADES DE INVERSION EN BLOQUES OFRECIDOS EN RONDAS DE LICITACIONES PETROLERAS”**, a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al Título de Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, dejan constancia de los siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los Miembros del Jurado, éste fijó el día 28 de Noviembre del 2007, para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que éste hizo en el Salón Zuloaga, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió satisfactoriamente a las preguntas que le fueron formuladas por el Jurado; todo conforme a los dispuesto en los Artículos 44, 49, 50, 51 y 52 del Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa pública del trabajo, el Jurado decidió aprobarlo por considerar, sin hacerse solidario de las ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado estimó que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación aplicada presenta un enfoque novedoso sobre un área tradicionalmente explotada por nuestra principal industria nacional.

En fe de lo cual se levanta la presente Acta, a los veintiocho días del mes de Noviembre del 2007, dejándose también constancia de que, conforme a lo dispuesto en la normativa jurídica vigente actuó como Coordinador del Jurado el **M.Sc. Sandro Gasbarri**.


Espec. Fanny Sanchez




M.Sc. Sandro Gasbarri
Coordinador


M.Sc. Rober Yibirin

DEDICATORIA

A mi papá Miguel Palop Beloqui y mi mamá Marlene Margarita Bravo Morillo.

AGRADECIMIENTOS

El presente Trabajo Especial de Grado denominado “ESTUDIO DE OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN BLOQUES OFRECIDOS EN RONDAS DE LICITACIONES PETROLERAS”, fue realizado gracias a la colaboración, asesoría, orientación, asistencia técnica y financiera de:

Universidad Central de Venezuela

Suelopetrol, C.A, S.A.C.A.

Dr. Rodolfo Prieto

MSc. Sandro Gasbarri

Dr. Elsa Amorer

MSc. Carlos Domínguez

MSc. Rober Yibirin

MSc. Manuel Serrano

Ing. Wilmer Ponte

Ing. Miroslava Vielma

Ing. René Faria

Lic. Mariajose Diez

Lic. Raúl Torres

MSc. Miguel Palop

MSc. José Maria Diez

Palop B. Leonardo.

**ESTUDIO DE OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN
BLOQUES OFRECIDOS EN RONDAS DE LICITACIONES
PETROLERAS**

**Tutor Académico: Prof., MSc., Ing. Sandro Gasbarri. Tutor Industrial: Dr.,
Ing. Rodolfo Prieto. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Comisión
de Postgrado. 2007, n° pág. 183.**

Palabras Claves: Exploración, Hidrocarburos, Proyectos, Inversiones,
Licitaciones.

Resumen. El presente Trabajo Especial de Grado se refiere al Estudio de Oportunidades de Inversión en Rondas de Licitaciones Petroleras basadas en la información de campo adquirida y condiciones sociales, económicas y políticas del país donde se realiza la licitación.

En el desarrollo del Trabajo Especial de Grado se presenta de una manera práctica los conceptos financieros elementales y la metodología para efectuar la evaluación económica de una cartera de proyecto.

Según las experiencias prácticas analizadas en proyectos reales parece sensato considerar que todos los proyectos que tienen indicadores favorables y están orientados a la creación de valor del inversor, sin embargo, no siempre ocurre en la realidad, esta situación obliga al inversor a establecer una metodología que permita seleccionar las alternativas de inversión más rentables considerando las estrategias, el riesgo y el sentido de dirección del negocio.

En este Trabajo Especial de Grado se realiza la clasificación y selección del proyecto o proyectos que reporten el mayor beneficio en función de una metodología hasta llegar a la jerarquización de proyectos, considerando el uso de indicadores económicos y funciones de utilidad, como criterios de jerarquización para determinar la cartera de proyectos, y definir los parámetros fundamentales para la toma de decisiones bajo incertidumbre en una Ronda de Licitaciones específica. Se planificó evaluar la Ronda de Exploración de Argentina en su Cuenca de Neuquén de la Provincia de Río Negro. Se evaluó la información pública disponible de cuatro campos hidrocarburíferos.

ÍNDICE

	pp.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
RESUMEN.....	iv
ÍNDICE.....	vi
LISTA DE TABLAS.....	xi
LISTA DE FIGURAS.....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
OBJETIVO.....	3
1.1. Objetivo General.....	4
1.2. Objetivos Específicos.....	4
1.3. Aporte al Conocimiento.....	4
CAPÍTULO II	
MARCO REFERENCIAL.....	5
2.1. Provincia de Río Negro de la República de Argentina.....	6
2.2. Cuencas Sedimentarias de la Provincia de Río Negro.....	7
2.3. Cuenca de Neuquina.....	7
2.3.1 Límites.....	8
2.3.2 Marco Tectónico.....	10
2.3.3 Estratigrafía.....	10
2.3.4 Estructura.....	13
2.3.5 Geología del Petróleo.....	16
2.4. Campos a Licitar.....	17
2.4.1. Cinco Saltos.....	17
2.4.2. Loma de Kauffman.....	18
2.4.3. Laguna El Loro.....	19
2.4.4. Loma de Piedra.....	20
2.5. Yacimientos y Formaciones Productoras de Campos Vecinos	

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO	67
3.1 Recopilación de Información.....	68
3.2 Organización y Clasificación de la Información.....	68
3.3 Estimación de Reservas de los Campos a Licitar.....	69
3.4 Programa de Exploración y Producción de los Campos a Licitar con Costos Asociados.....	69
3.5 Evaluación Económica de los Campos a Licitar.....	69
3.6 Generación de Resultados.....	70

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	72
4.1. Estimación de Reservas - Campos a licitar.....	72
4.1.1 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en cada Campo a licitar.....	79
4.1.1.1 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en Cinco Saltos.....	82
4.1.1.2 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en Loma Kauffman.....	84
4.1.1.3 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en Laguna El Loro.....	86
4.1.1.4 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en Laguna De Piedra.....	87
4.1.2 Probabilidad de los Volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de los Campos a licitar.....	89
4.1.3 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en los Campos a licitar.....	103
4.1.3.1 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en Cinco Saltos.....	103
4.1.3.2 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en Loma Kauffman.....	105

4.1.3.3 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en Laguna El Loro.....	107
4.1.3.4 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en Laguna De Piedra.....	109
4.2. Condiciones para la Evaluación Económica.....	112
4.2.1 Condiciones Generales.....	112
4.2.2 Condiciones para Capacitación Período de Explotación.....	114
4.2.3 Condiciones Fiscales.....	114
4.2.4 Condiciones para Tributo por Área de Exploración.....	115
4.2.5 Condiciones para Tributos por Área de Explotación.....	115
4.2.6 Condiciones Ambientales.....	116
4.2.7 Cálculo de Impuestos según Ley Nacional No. 17.319.....	116
4.3. Programa de Exploración y Producción (PEP) de los Campos a licitar con Costos Asociados.....	118
4.3.1 PEP Cinco Saltos.....	121
4.3.2 PEP Loma Kauffman.....	124
4.3.3 PEP Laguna El Loro.....	127
4.3.4 PEP Laguna De Piedra.....	130
4.4. Evaluación Económica.....	133
4.4.1 Evaluación Económica – Cinco Saltos.....	133
4.4.2 Evaluación Económica – Loma Kauffman.....	136
4.4.3 Evaluación Económica – Laguna El Loro.....	138
4.4.4 Evaluación Económica – Laguna De Piedra.....	140
4.5. Análisis de Sensibilidades.....	142
RESULTADOS.....	149
CONCLUSIONES.....	157
RECOMENDACIONES.....	158
REFERENCIAS.....	159
ANEXOS.....	161
[ANEXO A]	
Evaluación Económica – Cinco Saltos.....	162

[ANEXO B]	
Evaluación Económica – Loma Kauffman.....	164
[ANEXO C]	
Evaluación Económica – Laguna El Loro.....	166
[ANEXO D]	
Evaluación Económica – Laguna De Piedra.....	168
[ANEXOS E]	
Prospectos Profundos en la Cuenca Neuquina.....	170

LISTA DE TABLAS

	pp.
Tabla No. 1 Reservas comprobadas y probables de Petróleo y Gas de los Yacimientos de la Provincia de Río Negro – Argentina.....	34
Tabla No. 2 Producción de Petróleo y Gas Natural por año de la República de Argentina.....	39
Tabla No. 3 Valoración de los distintos tipos de trabajo según Pliego Base y Condiciones.....	54
Tabla No. 4 Componentes de la Tasa de Descuento.....	62
Tabla No. 5 Matriz comparativa de Campo Cinco Saltos – Campos Vecinos.....	74
Tabla No. 6 Matriz comparativa de Campo Loma Kauffman – Campos Vecinos.....	75
Tabla No. 7 Matriz comparativa de Campo Laguna El Loro – Campos Vecinos.....	76
Tabla No. 8 Matriz comparativa de Campo Laguna De Piedra – Campos Vecinos.....	77
Tabla No. 9 Área y Yacimientos por Campo Productivo – Provincia de Río Negro.....	80
Tabla No. 10 Área de Campo en Estudio.....	81
Tabla No. 11 Percentiles para la ocurrencia de yacimientos en el Área de Cinco Saltos.....	84
Tabla No. 12 Percentiles para la ocurrencia de yacimientos en el Área de Loma Kauffman.....	85
Tabla No. 13 Percentiles para la ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna El Loro.....	87
Tabla No. 14 Percentiles para la ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna De Piedra.....	89
Tabla No. 15 Reservas Iniciales Aproximadas de Argentina.....	90
Tabla No. 16 Reservas Iniciales Aproximadas de la Cuenca de Neuquén.....	91
Tabla No. 17 Reservas Iniciales Aproximadas de los Campos Productores de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro en metros cúbicos	92

Tabla No. 18 Reservas Iniciales Aproximadas de los Campos Productores de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro en barriles equivalentes.....	93
Tabla No. 19 Reservas Iniciales Aproximadas de los Yacimientos Productores de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro en barriles equivalentes.....	94
Tabla No. 20 Conversión de Unidades Volumétricas.....	97
Tabla No. 21 Eficiencia de Generación y Acumulación en Cuenca Neuquén.....	98
Tabla No. 22 Valor Esperado de Reservas Iniciales de Hidrocarburos por Yacimiento Productivo y Desviación Estándar.....	99
Tabla No. 23 Percentiles para Volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de las Áreas en Estudio.....	102
Tabla No. 24 Percentiles para Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Cinco Saltos.....	105
Tabla No. 25 Percentiles para Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Loma Kauffman.....	107
Tabla No. 26 Percentiles para Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna El Loro.....	109
Tabla No. 27 Percentiles para Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna De Piedra.....	111
Tabla No. 28 Unidades de Trabajo Mínimas Comprometidas que debe Ofrecer la Contratista.....	113
Tabla No. 29 Condiciones para Tributo por Área de Exploración.....	115
Tabla No. 30 Condiciones para Tributo por Área de Explotación.....	115
Tabla No. 31 Cálculo de Impuesto según Ley Nacional No. 17.319.....	117
Tabla No. 32 Probabilidad de Descubrir Volúmenes de Reservas en Cinco Saltos.....	118
Tabla No. 33 Probabilidad de Descubrir Volúmenes de Reservas en Loma Kauffman.....	118
Tabla No. 34 Probabilidad de Descubrir Volúmenes de Reservas en Laguna El Loro.....	118
Tabla No. 35 Probabilidad de Descubrir Volúmenes de Reservas en Laguna De	

Piedra.....	119
Tabla No. 36 Variabilidad de los estimados de Precio, Costo Operativo y Tasa Inicial de Producción para Cinco Saltos.....	143
Tabla No. 37 Variabilidad de los estimados de Precio, Costo Operativo y Tasa Inicial de Producción para Loma Kauffman.....	144
Tabla No. 38 Variabilidad de los estimados de Precio, Costo Operativo y Tasa Inicial de Producción para Laguna El Loro.....	146
Tabla No. 39 Variabilidad de los estimados de Precio, Costo Operativo y Tasa Inicial de Producción para Laguna De Piedra.....	147
Tabla No. 40 Jerarquización por VPN.....	149
Tabla No. 41 Jerarquización por TIR.....	150
Tabla No. 42 Jerarquización por E.I.....	151
Tabla No. 43 Jerarquización por TP estático.....	153
Tabla No. 44 Jerarquización por TP dinámico.....	154
Tabla No. 45 Resumen de los Indicadores Financieros por Proyecto.....	155

LISTA DE FIGURAS

	pp.
Figura No. 1 Cuencas Sedimentarias de la Provincia de Río Negro	7
Figura No. 2 Cuenca Neuquina.....	9
Figura No. 3 Cuadro Estratigráfico Cuenca Neuquina (Jurásico y Cretácico).....	12
Figura No. 4 Cuenca Neuquina – Sección geológica A-A’	14
Figura No. 5 Cuenca Neuquina – Sección geológica B-B’	15
Figura No. 6 Valores de producción acumulada y reservas (EUR) para cada roca madre en sus diferentes áreas de carga y preservación.....	27
Figura No. 7 Valores obtenidos de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) a nivel de cuenca para los sistemas petroleros vinculados con las tres rocas madre marinas (Fm. Los Molles, Vaca Muerta y Agrio), considerando dentro de la Fm. Agrio, los dos niveles de lutitas generadoras situados en el Mb. Inferior y en Mb. Superior.....	28
Figura No. 8 Valores obtenidos de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) considerando sólo los distritos productivos, los valores del GAE muestran valores relativamente más altos, particularmente en referencia a los sistemas vinculados con la Fm. Vaca Muerta y con la Fm. Agrio.....	28
Figura No. 9 Valores de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) para la Fm. Vaca Muerta, tomando áreas de generación geográficamente extendidas, respecto de las zonas productivas, cuya zona de generación y carga pudieron haber sido de menor extensión.....	29
Figura No. 10 El valor de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) para la Fm. Vaca Muerta en la zona con yacimientos cuya generación y carga estuvo vinculada a lo que se conoce como área del Engolfamiento es mucho más alto que en los obtenidos a nivel de cuenca y por zonas geográficas	

extendidas.....	30
Figura No. 11 Evolución de las reservas de petróleo y de gas desde 1994 hasta el año 2002. Se advierte la declinación de incorporación de reservas de petróleo desde 1999 y de las de gas desde el año 2000. Fuente IAPG (2003).....	31
Figura No. 12 Cobertura sísmica 3D (verde) mayormente registrada dentro de los distritos productivos. Restan áreas desprovistas de este tipo de sísmica y que sólo cuentan con líneas 2D de variada calidad y dispuestas en una grilla heterogénea, no apropiada con el tamaño de las trampas a Delinear.....	32
Figura No. 13 Corte estructural de la Cuenca Neuquina.....	33
Figura No. 14 Ubicación de Campos en Estudio y Vecinos Productores de Hidrocarburos.....	73
Figura No. 15 Distribución de las Áreas de Campos Productores en el Subsuelo y Áreas de Campos en Estudio.....	78
Figura No. 16 Histograma de Yacimientos por Kilómetros Cuadrados en la Provincia de Río Negro.....	81
Figura No. 17 Distribuciones que utiliza Cristal Ball.....	82
Figura No. 18 Histograma de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Cinco Saltos.....	83
Figura No. 19 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Cinco Saltos.....	83
Figura No. 20 Histograma de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Loma Kauffman.....	84
Figura No. 21 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Loma Kauffman.....	85
Figura No. 22 Histograma de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna El Loro.....	86
Figura No. 23 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna El Loro.....	87
Figura No. 24 Histograma de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos	

en el Área de Laguna De Piedra.....	88
Figura No. 25 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna De Piedra.....	88
Figura No. 26 Ajuste de Distribución de Reservas Iniciales de Yacimientos Productores de la Provincia de Río Negro.....	98
Figura No. 27 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de las Áreas en Estudio.....	101
Figura No. 28 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de las Áreas en Estudio.....	102
Figura No. 29 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Cinco Saltos.....	104
Figura No. 30 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse el Área de Cinco Saltos...	104
Figura No. 31 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Loma Kauffman.....	106
Figura No. 32 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse el Área de Loma Kauffman..	106
Figura No. 33 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna El Loro.....	108
Figura No. 34 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse el Área de Laguna El Loro....	108
Figura No. 35 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna De Piedra.....	110
Figura No. 36 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse el Área de Laguna De Piedra	110
Figura No. 37 Comparación de Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en las Áreas en Estudio.....	111
Figura No. 38 Comparación de Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en las Áreas en Estudio.....	112
Figura No. 39 Perfil de Producción de Pozo Modelo – Cinco Saltos.....	122

Figura No. 40 Perfil de Producción del Campo Cinco Saltos.....	122
Figura No. 41 Plan de Desarrollo y Costos Asociados - Cinco Saltos.....	123
Figura No. 42 Perfil de Producción de Pozo Modelo – Loma Kauffman	124
Figura No. 43 Perfil de Producción del Campo Loma Kauffman	125
Figura No. 44 Plan de Desarrollo y Costos Asociados – Lama Kauffman	126
Figura No. 45 Perfil de Producción de Pozo Modelo – Laguna El Loro	127
Figura No. 46 Perfil de Producción del Campo Laguna El Loro	128
Figura No. 47 Plan de Desarrollo y Costos Asociados – Laguna El Loro.....	129
Figura No. 48 Perfil de Producción de Pozo Modelo – Laguna De Piedra	130
Figura No. 49 Perfil de Producción del Campo Laguna De Piedra	131
Figura No. 50 Plan de Desarrollo y Costos Asociados – Laguna De Piedra	132
Figura No. 51 Perfil de Flujo de Caja Acumulado sin descontar – Cinco Saltos	135
Figura No. 52 Perfil de Flujo de Caja, Inversiones y Costos Operativos – Cinco Saltos.....	135
Figura No. 53 Perfil de Flujo de Caja Acumulado sin descontar – Loma Kauffman.....	137
Figura No. 54 Perfil de Flujo de Caja, Inversiones y Costos Operativos – Loma Kauffman.....	137
Figura No. 55 Perfil de Flujo de Caja Acumulado sin descontar – Laguna El Loro.....	139
Figura No. 56 Perfil de Flujo de Caja, Inversiones y Costos Operativos – Laguna El Loro.....	139
Figura No. 57 Perfil de Flujo de Caja Acumulado sin descontar – Laguna De Piedra.....	141
Figura No. 58 Perfil de Flujo de Caja, Inversiones y Costos Operativos – Laguna De Piedra.....	141
Figura No. 59 Representación gráfica de las sensibilidades en Cinco Saltos.....	143
Figura No. 60 Representación gráfica de las sensibilidades en Loma Kauffman	145
Figura No. 61 Representación gráfica de las sensibilidades en Laguna El Loro.	146
Figura No. 62 Representación gráfica de las sensibilidades en Laguna De Piedra.....	147

Figura No. 63 Representación gráfica de las sensibilidades del Precio del Crudo para las áreas en estudio.....	148
Figura No. 64 Valores de VPN e Inversión por cada proyecto.....	150
Figura No. 65 Valores de TIR por cada proyecto.....	151
Figura No. 66 Valores de E.I. por cada proyecto.....	152
Figura No. 67 Valores de TP estático por cada proyecto.....	153
Figura No. 68 Valores de TP dinámico por cada proyecto.....	154

INTRODUCCIÓN

El perfeccionamiento de la gerencia de yacimientos se logra en la medida en que se obtenga una mejor optimización del desarrollo y explotación de campos petroleros. Dicha optimización depende de cuan acertadas sean la definición y caracterización de los reservorios disponibles.

Los aportes de conocimiento determinístico de los reservorios dados por las informaciones sísmica y de pozos, son de diferentes características. La sísmica 3D aporta un conocimiento indirecto y extendido de los campos en el cubo de registro, con resolución variable, pero menor que la de los pozos, los cuales aportan un conocimiento directo y detallado en el entorno de su ubicación. El desafío es modelar ese conocimiento detallado en las zonas entre pozos y las extensiones.

Las condiciones de sedimentación, y/o diagénesis posterior, pueden provocar cambios muy rápidos en las características de los reservorios y complicar la inferencia de la naturaleza de “esas zonas”, para mejorar la definición, se requiere de herramientas apropiadas que reflejen cuantitativamente, de la manera más probable, dichas características.

La estadística integral brinda ese procedimiento con el manejo de conceptos sólidamente apoyados en las geociencias y también en la Ingeniería de Yacimientos involucrando la utilización de Sistemas Estocásticos.

En este ámbito es posible lograr que tanto los geocientíficos como los ingenieros exploren y definan las relaciones entre la estructura geológica, las propiedades petrofísicas, el comportamiento productivo de los yacimientos, etc., para su uso final en la simulación dinámica de los mismos, incluyendo las instalaciones de pozo y superficie. Ello requiere la integración subsuelo superficie para constituir los estudios técnico-económicos que indiquen rentabilidad para el área petrolera que se desea desarrollar.

El presente Trabajo Especial de Grado se refiere al Estudio de Oportunidades de Inversión en Rondas de Licitaciones Petroleras basadas en la información de campo adquirida y condiciones sociales, económicas y políticas del país donde se realiza la licitación.

En el desarrollo del Trabajo Especial de Grado se presenta de una manera práctica los conceptos financieros elementales y la metodología para efectuar la evaluación económica de una cartera de proyecto.

Parece sensato considerar que todos los proyectos que tienen indicadores favorables y están orientados a la creación de valor del inversor deberían ser ejecutados. Sin embargo, según las experiencias prácticas analizadas en proyectos reales la premisa anterior no siempre ocurre en la realidad, esta situación obliga al inversor a establecer una metodología que permita seleccionar las alternativas de inversión más rentables considerando las estrategias, el riesgo y el sentido de dirección del negocio.

En este Trabajo Especial de Grado se realiza la clasificación y selección del proyecto o proyectos que reporten el mayor beneficio en función de una metodología hasta llegar a la jerarquización de proyectos, considerando el uso de indicadores económicos y funciones de utilidad, como criterios de jerarquización para determinar la cartera de proyectos, y definir los parámetros fundamentales para la toma de decisiones bajo incertidumbre en una Ronda de Licitaciones específica. Se planificó evaluar la Ronda de Exploración de Argentina en su Cuenca de Neuquén de la Provincia de Río Negro. Se evaluó la información pública disponible de cuatro campos hidrocarbúricos.

CAPÍTULO I

OBJETIVO

1.1 OBJETIVO GENERAL

Estudiar las Oportunidades de Inversión en Bloques ofrecidos en Rondas de Licitaciones Petroleras.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar volúmenes de hidrocarburos dentro de los Bloques Petroleros ofertados.
- Generar Programa de Exploración y Producción de los Bloques Petroleros ofertados.
- Evaluar Económicamente los Proyectos de los Bloques Petroleros.
- Jerarquizar Económicamente los Bloque ofrecidos en Ronda de Licitaciones Petroleras.

1.3 APORTE AL CONOCIMIENTO

Para la realización del Trabajo Especial de Grado se aplicó una metodología que servirá para llevar a cabo estudios de Oportunidades de Inversión en Rondas de Licitaciones Petroleras, fundamentadas y considerando las estrategias y el sentido de dirección del negocio, haciendo uso de herramientas, métodos y criterios utilizados en las evaluaciones económicas del proyecto.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

El presente capítulo muestra los fundamentos teóricos e históricos donde se apoya el desarrollo y análisis de este trabajo especial de grado.

A continuación se presentan la información geológica y de producción de hidrocarburos de las áreas en estudio y aledañas con el objetivo de estimar los volúmenes de hidrocarburos que contienen las áreas; las condiciones de licitación; conceptos y criterios económicos para poder realizar la evaluación económica y la jerarquización de las áreas en estudio.

2.1. PROVINCIA DE RÍO NEGRO DE LA REPÚBLICA DE ARGENTINA

La Provincia de Río Negro, es una provincia de la República de Argentina, la cual hace el llamado de licitación para las áreas estudiadas.

Rondas Licitatorias 2006-2007 - Llamado a Concurso Público Internacional

Cuenca Neuquina¹

En el marco de lo normado por la Ley Nacional 17.319 (Ley de Hidrocarburos), demás normativa provincial aplicable y previsiones contractuales particulares establecidas en los pliegos de bases y condiciones generales y particulares, en el mes de junio del presente año (2006) la provincia de Río Negro dará inicio a las rondas licitatorias correspondientes al Concurso Público Nacional e Internacional, que abarca áreas exploratorias pertenecientes a la Cuenca Neuquina. Los bloques exploratorios conforman 18 (dieciocho) áreas de superficies y características distintivas; Angostura, Agua Amarga, Aguada Córdoba, Blanco de Los Olivos Oriental, Catriel Viejo Sur, Cerro Chato, Cinco Saltos, El Cuy, Lago Pellegrini, Laguna de Piedra, Laguna del Loro, Loma de Kauffman, Meseta Baya, Puesto Guevara, Puesto Zúñiga Sur, Tres Nidos Sur, Vaca Mahuida, Villa Regina; y las áreas a licitar son Cinco Saltos, Laguna de Piedra, Laguna El Loro y Loma de Kauffman.

2.2 CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO^b

La provincia de Río Negro abarca cuatro cuencas sedimentarias que presentan distintos rasgos geológicos, evolución y edades, localizadas en los límites con otras provincias, como se muestra en la Figura No. 1.

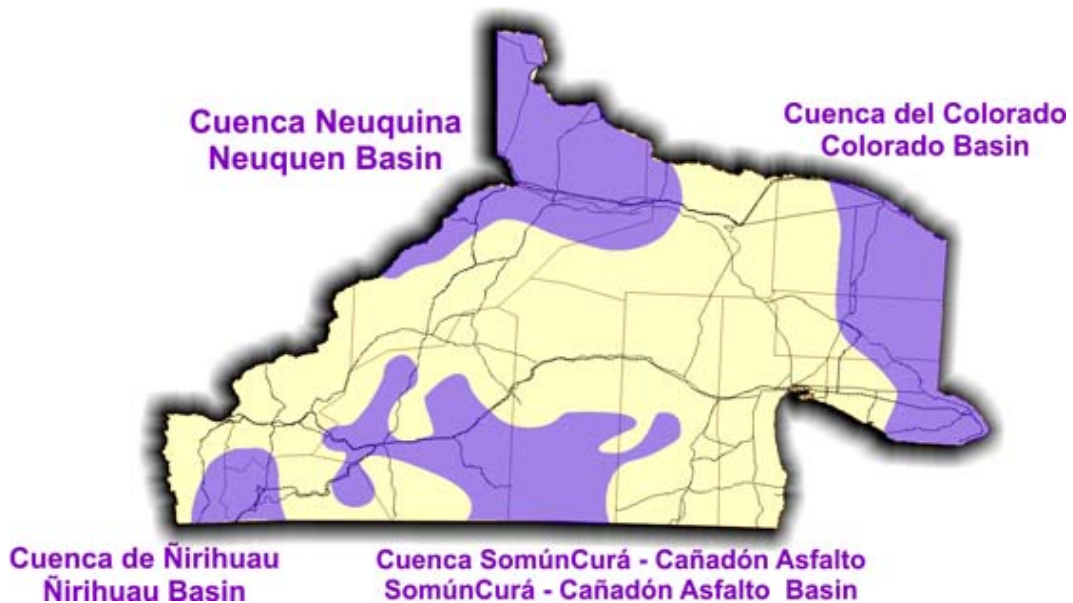


Figura No. 1 Cuencas Sedimentarias de la Provincia de Río Negro.¹

2.3 CUENCA NEUQUINA¹

Se encuentra localizada al noreste de la Provincia de Río Negro. Este área incluye 4 ambientes: engolfamiento neuquino, plataforma, dorsal y margen sur. La acumulación de sedimentos tuvo lugar durante el periodo Jurásico y Cretácico dentro de un depocentro marino desarrollado en el margen convergente oeste del continente sudamericano, conectado con el Océano Pacífico. Las oscilaciones relativas del nivel del mar jugaron un rol crítico en la generación del sistema petrolero, dominado por un régimen tectónico extensional. Durante los periodos de nivel del mar alto en el ámbito de engolfamiento, se desarrollaron mares someros, donde fueron depositados sedimentos pelíticos ricos en materia orgánica bajo condiciones anóxicas.

Por otro lado, en ambientes fluviales y costeros se acumularon sedimentos clásticos y carbonáticos que constituyen reservorios de alta calidad. El descenso relativo del nivel del mar dio lugar a una conexión restringida o desconexión total con el Océano Pacífico a través del arco magmático. Bajo este nuevo escenario, la sedimentación en el área disminuyó dramáticamente y el depocentro evolucionó a un ámbito propicio para la acumulación atenuada de sedimentos evaporíticos (sellos) y areniscas de ambientes eólicos y fluviales. Los efectos de la orogenia andina en la deformación de la pila sedimentaria comenzó a ser notoria a partir del Paleoceno Tardío, llegando a ser muy importante durante el Neógeno. Sin embargo, la deformación sintectónica relacionada con antiguos rasgos tectónicos, presentes en el substrato paleozoico, resultó en la creación de trampas estructurales y combinadas muy tempranas en la evolución tectónica de la Cuenca Neuquina.

2.3.1 LIMITES¹

La cuenca Neuquina, constituye una extensa comarca petrolera que abarca la provincia del Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y la porción meridional de la provincia de Mendoza hasta aproximadamente los 34 grados de latitud sur.

Los límites noreste y sudeste son de naturaleza cratónica y están constituidas respectivamente por el Sistema de la Sierra Pintada y el Macizo Nordpatagónico; mientras que por el oeste está dado por una estructura de arco volcánico.

En la actualidad la cuenca se halla moderadamente explorada considerando la relación entre número de pozos perforados y superficie total. Esta aseveración tiene vigencia para los sectores adosados a los bordes nororiental y sudoriental, donde los principales rasgos morfoestructurales ya han sido evaluados, restando en dichas zonas la prospección de trampas sutiles.

El resto de la cuenca se encuentra en un estadio inicial, fundamentalmente en lo referente a niveles estratigráficos localizados a más de 3.500 m de profundidad.

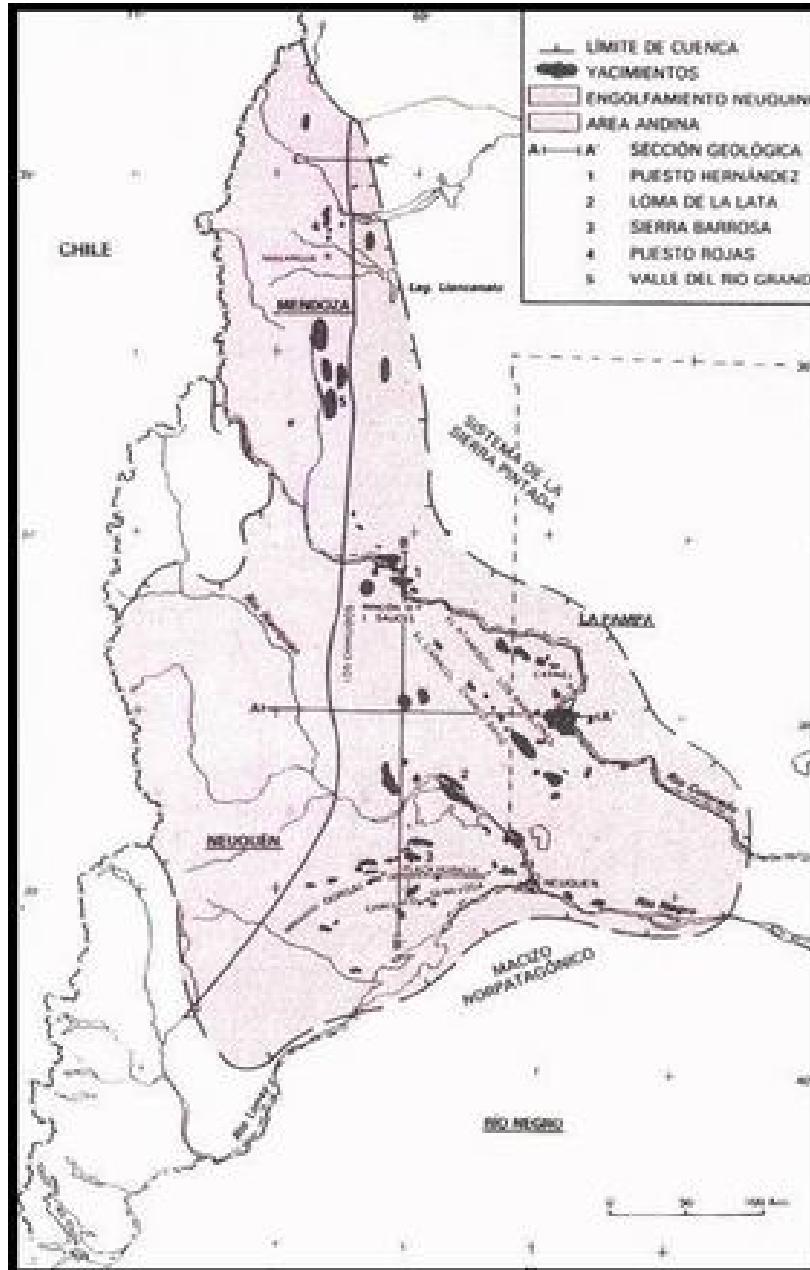


Figura No. 2 Cuenca Neuquina.¹

2.3.2 MARCO TECTÓNICO¹

La Cuenca Mesozoica comienza a desarrollarse a partir del Jurásico Inferior Temprano, con depósitos de origen volcánico que se acumulan en depocentros discontinuos generados a partir de una fase tectónica tensional que afectó a rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas de edad Paleozoica Superior y Triásica.

Ya durante el Jurásico, se produce en un amplio sector del oeste de la República Argentina la depositación de sedimentos marinos que encuentran en este ámbito una marcada depresión a través de la cual se expanden en dirección oriental.

A partir de ese momento el relleno sedimentario se caracteriza por una notable ciclicidad definida por la presencia de sedimentos marinos y continentales en forma alternada; producto de los cambios relativos del nivel del mar y aporte de sedimentos provenientes del cratón, situación que perdura hasta el Terciario.

2.3.3 ESTRATIGRAFÍA²

Los depósitos que rellenan el depocentro Neuquina, pueden subdivirse en tres grandes ciclos sedimentarios: "Ciclo Jurásico", "Andico" y "Rio Grándico", separados por discordancias de carácter regional. A su vez dentro de cada evento ha sido posible identificar discontinuidades de menor rango temporal.

La denominación de "Ciclo Sedimentario Jurásico", adquiere un sentido restringido respecto de su extensión original, ya que abarca desde el Hettangiano hasta el Oxfordiano Superior inclusive (Discordancia Intramálmica). Dicho intervalo puede ser subdividido en dos subciclos denominados "Cuyano" y "Loteniano-Chacayano".

El Subciclo Cuyano abarca la totalidad de los depósitos entre el Hettangiano y el Caloviano medio. Está constituido por niveles clásticos de ambiente continental (Formaciones Punta Rosada y Challaco) y marinos (Formaciones Lajas y Los

Molles), de plataforma, talud y batial respectivamente; durante este subciclo la máxima expansión del mar ocurre en tiempos del Pliensbaquiano; posteriormente el área de sedimentación marina comienza a retraerse para culminar con un período de restricción durante el cual se produce la depositación de los niveles evaporíticos de la Fm. Tabanos.

Mediante contacto discordante (Movimientos Intercalovianos), aunque sin relación angular manifiesta, se produce la depositación del Subciclo Loteniano-Chacayano. El mismo está constituido por sedimentos clástico – carbonáticos (Formaciones Lotena y Barda Negra) que representan un ciclo transgresivo – regresivo. Finalmente remata con un potente espesor de evaporitas de hasta 350 m (Formación Auquilco).

Luego de una intensa deformación acaecida durante el diastrofismo Intramálmico, se inició una nueva etapa de sedimentación que constituye el Ciclo Andico. Sobre la topografía labrada por la citada orogenia sobreviene un período de sedimentación continental (Formación Tordillo), cuyos depósitos actúan como sustratos para la transgresión marina del Titoniano.

Esta primera transgresión (Fm. Vaca Muerta) representa la máxima expansión del mar durante esta etapa configurando a grandes rasgos una megasecuencia regresiva (zona de máxima inundación); el importante volumen de sedimentos carbonáticos acumuladas indican una relación de equilibrio entre eustacia, subsidencia y sedimentación que culmina con depósitos marinos someros (Formaciones Loma Montosa y Quintuco).

Luego de un importante descenso del nivel del mar producido como consecuencia de los movimientos Intravalanginianos se deposita en los sectores más deprimidos una litofacies clástica continental conocida como Fm. Mulichinco. Sobre la misma se produce una nueva transgresión marina durante el Hauteriviano (Formaciones Agrio – Centenario) que puede subdividirse en dos secuencias progradantes separadas por un episodio continental (Miembro Avile), producto de un importante descenso relativo del nivel del mar de carácter regional.

Finalmente, el Ciclo Andico se completa con sedimentos continentales, marinos someros y evaporitas de las Formaciones Huitrin y Rayoso de edad Aptiana – Albiana.

PERIODO	EPOCA	E D A D	UNIDADES ARGENTINAS		UNIDADES CHILENAS	CICLO SEDIM.	FASE	
TERCIARIO	INF.	OLIGOCENO	« SERIE ANDESITICA »		Fm. FARELLONES	RIO GRANDICO	RETRO ARCO	
		EOCENO						
		PALEOCENO	GRUPO MALARGÜE					
CRETACICO	SUP.	SENONIANO	GRUPO NEUQUEN		Fm. COYA MACHALI - Fm. LAS CHILCAS	ANDICO	TRANSICION	
		ALBIANO	Fm. RAYOSO	Grupo RAYOSO	Fm. COLIMAPU			
APTIANO	Fm. HUITRIN							
CRETACICO	INFERIOR	BARREMIANO	Mbro. Superior	Fm. AGRIO	Fm. BANOS DEL FLACO	ANDICO	"MAR MARGINAL"	
		HAUTERIVIANO	Mbro. Avila					
			Mbro. inferior					
		VALANGINIANO	Sup.	Fm. MULICHINCO				Fm. LENAS ESPINOZA
			Inf.	Fm. QUINTUCO				
		BERRIASIANO		Fm. VACA MUERTA				
		TITHONIANO						
		KIMMERIDGIANO		Fm. TORDILLO				Fm. RIO DAMAS
		OXFORDIANO	Sup.	Fm. AUQUILCO				M. STA. ELENA
			Inf.	Fm. LAMANGA				Miembro RINCONADA
CALOVIANO	Sup.	Fm. LOTENA						
	Med.	Fm. TABANOS						
	Inf.	Fm. CHALLACO						
JURASICO	DOGGER	BATHONIANO	Fm. LAJAS	ESTRATOS INFERIORES	Fm. NACIENTES DEL TENO	"JURASICO"	"MAR MARGINAL"	
		BAJOCIANO	Fm. LOS MOLLES					
		AALENIANO						
		TOARCIANO						
		PLIENSBAQUIANO						
		SINEMURIANO						
		HETTANGIANO						
LIAS			Fm. CHACAICO y sincrónicas					
TRIASICO	INF. SUP.		Fm. PASO FLORES				INTRA ARCO	
NEOZOICO			BASAMENTO INDIFERENCIADO (PORFIRITAS, GRANITOS Y METAMORFITAS).					

Figura No. 3 Cuadro Estratigráfico Cuenca Neuquina (Jurásico y Cretácico).²

En la base del Cretácico Superior, se produce una nueva fase de deformación de gran intensidad (Movimientos Intrasenonianos) que reactiva viejas líneas de debilidad y origina importantes cambios paleogeográficos en la cuenca.

Luego de este diastrofismo se desarrollan los depósitos del Ciclo Rio Grándico constituidos por una entidad inferior de carácter continental (Grupo Neuquén), que abarca el Cretácico Superior y la restante con importante participación marina generada en el Paleoceno.

Finalmente el relleno de la cuenca se completa con un complejo volcánico – piroclástico que alterna con sedimentos continentales.

2.3.4 ESTRUCTURA²

De acuerdo a sus rasgos estructurales la Cuenca Neuquina puede subdividirse en dos grandes sectores: "Área Andina" y "Área del Engolfamiento".

El Área Andina se caracteriza por una intensa deformación con amplios anticlinales y sinclinales elongados y afectados por falla de flancos, de rumbos y buzamientos predominantemente meridianos. Se desarrolla en las proximidades del arco volcánico y coincide en líneas generales con las posiciones más profundas de cuenca de la mayoría de los ciclos sedimentarios.

El Área de Engolfamiento, posee un estilo tectónico distinto cuyo modo de deformación predominante implica dislocaciones de basamento con intensidad decreciente hacia el borde de cuenca y suaves arqueamientos de la cubierta sedimentaria. Se observa una importante influencia del basamento sobre todo en los sectores adosados al macizo Norpatagónico y al sistema de la Sierra Pintada. De tal forma los lineamientos más importantes adquieren rumbos subparalelos a los límites de la cuenca, condicionando de esa manera la paleogeografía de las unidades mesozoicas.

Uno de los rasgos más conspicuos en este ámbito es el denominado Dorso de los Chihuidos localizado inmediatamente al este del curso norte – sur del río Neuquén. Se trata de un extenso eje anticlinal de gran radio con rumbos y buzamientos meridiano de unos 70 Km de largo que presenta varias culminaciones menores.

Cuenca Neuquina - Sección geológica - A. -A´

Un segundo rasgo de notable relieve se desarrolla con orientación subparalela al borde meridional y constituye una faja de intensa deformación que se extiende por más de un centenar de kilómetros, conformando una estructura anticlinal denominada Dorsal de Huincul. Genéticamente se define a la misma como una "zona de falla" de tipo transcurrente, afectada por un sistema de transpresión (estructura en flor). Esta megaestructura ha sido escenario de sucesivos diastrófismos acaecidos desde el Malm hasta el Terciario. Al deformar de diversas maneras el área han posibilitado el desarrollo de una gran variedad de entrapamientos.

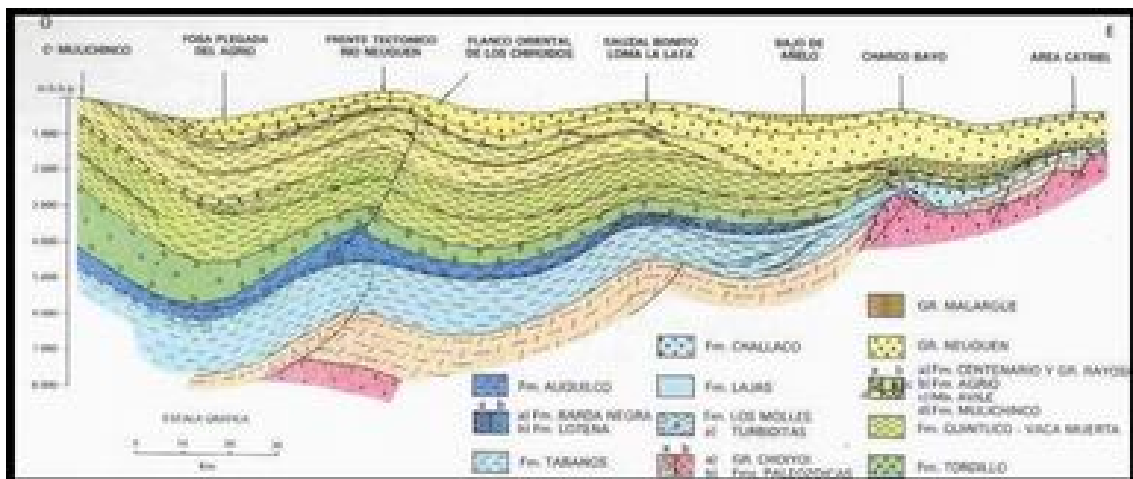


Figura No. 4 Cuenca Neuquina - Sección geológica - A. -A´²

Cuenca Neuquina - Sección geológica - B. -B''

En general se observa un marcado carácter comprensivo en las estructuras, luego de una fase extensional inicial, generadora de los rasgos primarios de la cuenca.

El sector septentrional de la cuenca, conocido informalmente como sur – mendocino por estar ubicado al sur de dicha provincia, tiene características distintas a las del resto.

La estructuración va cambiando parcial y gradualmente respondiendo al efecto provocado por los movimientos Andinos sobre una porción de la cuenca. La influencia de las alineaciones originadas en las fases orogénicas anteriores, con participación del basamento se evidencia en el control de facies y la reactivación de antiguas fracturas.

Pueden diferenciarse tres ambientes orientados perpendicularmente a la dirección de los esfuerzos comprensivos.

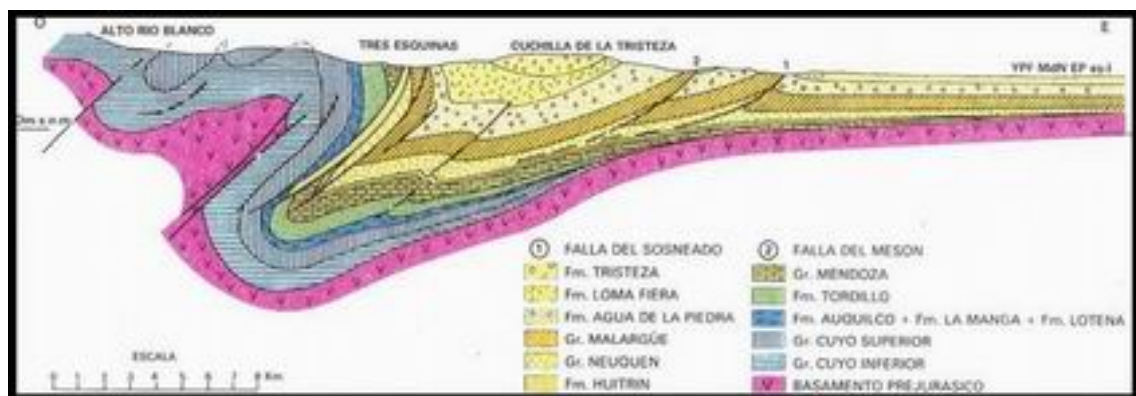


Figura No. 5 Cuenca Neuquina - Sección geológica - B. -B''²

Cuenca Neuquina - Sección geológica - C. -C'

En el occidente hay un área que se caracteriza por el desarrollo de estructuras de amplio radio de curvatura, en general abiertas hasta niveles próximos al basamento.

Hacia el este existe una zona central que corresponde a estructuras de pie de sierra de la cordillera, con fuerte afectación tectónica. Sus rasgos dominantes son pliegues disarmónicos condicionados por la presencia de dos complejos plásticos que actúan como planos de despegue afectados por fallas de empuje de bajo ángulo.

El tercer ambiente estructural abarca desde el pie de sierra hasta el borde de cuenca y corresponde a un tectoambiente de plataforma poco estructurada.

2.3.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO²

La columna estratigráfica de la cuenca cuenta fundamentalmente con tres secciones con marcadas condiciones oleogénicas: Formaciones Los Molles, Vaca Muerta y Agrio, que en algunas zonas exceden en conjunto los 2.800 m de espesor.

Los hidrocarburos generados en ellas se alojan en los más diversos tipos de trampas en la mayoría de las unidades litoestratigráficas descritas.

En la actualidad, la gran mayoría de las trampas estructurales ya han sido prospectadas. Resta aún desarrollar más intensamente la exploración de trampas estratigráficas o combinadas. Desde este punto de vista la cuenca ofrece muy interesantes perspectivas dada la ciclicidad que caracteriza a su relleno, posibilitando la existencia de importantes cambios de facies, capaces de generar entrampamientos dentro de prácticamente todas las unidades citadas.

Cabe destacar que el sector Andino se encuentra escasamente explorado y otro tanto ocurre con los niveles profundos.

La Fm. Quintuco – Vaca Muerta, es la unidad que ha brindado el mayor volumen de hidrocarburos líquidos extraídos hasta la fecha, de facies carbonáticas depositadas en ambientes lacustrinos y de plataforma proximal. De menor magnitud resultan los volúmenes de hidrocarburos líquidos recuperados en secciones clásticas fluvio – deltaicas y fluviales de las Formaciones Lajas, Challaco y Tordillo, infrayacentes todas ellas a la Formación Vaca Muerta que actúa como roca madre y sello.

2.4 CAMPOS A LICITAR

A continuación se presenta información de las áreas, bloques o campos a licitar; información sobre ubicación, campos vecinos, perforación (número de pozos, formaciones objetivos, tipo de hidrocarburo producido), y sísmica 2D y 3D realizada.

2.4.1 CINCO SALTOS³

Rodeado por los yacimientos Loma Guadalosa y Puesto Silva x-1 productivos de Fm. Loma Montosa y Fm. Sierras Blancas (crudo y gas), de Pluspetrol, ubicados al Norte; Los Caldenes y Laguna Atamisqui 1 (productores de crudo de la Fm. Sierras Blancas) al Noreste, operados por Repsol-YPF y Río Neuquén al Sureste importante productor de gas (Fm. Quintuco) operado por Petrobrás. Sísmica 2-D, un (1906 Km) registrada entre 1970/87 (explosivos, analógica, Fold 600% y digital Fold 2400%) y entre 1978/1996 (vibros, digital, Fold 2400).

La sísmica 3-D cubre una pequeña porción del bloque, con tres (3) proyectos que

no se superponen y se comparten con las áreas lindantes, registrados/procesados para diferentes objetivos. Posee tres (3) pozos perforados por diferentes operadores (3) entre 1979 y 2001. En 1979, YPF perfora Aguada Beltrán x-1 en el que se realizan sucesivos perforaciones en la Fm. Loma Montosa, extrayendo aproximadamente 8 m³ / 10 m³ de petróleo hasta agotar niveles y Cinco Saltos x-1, que presenta rastros frescos de hidrocarburos y gas en la Fm. Loma Montosa, y registra gas en las Fm. Sierras Blancas, Catriel y Vaca Muerta

2.4.2 LOMA DE KAUFFMAN³

Rodeado por los yacimientos Puesto Prado (petróleo y gas de la Fm. Lajas) al Norte y Estancia Vieja (productor de gas y condensado de la Fm. Punta Rosada) al Noreste. Al Noroeste se localizan los yacimientos Kauffman Norte y Anticlinal de María-El Látigo, productivos de petróleo de la Fm. Punta Rosada, pertenecientes al área Loma Negra, una de las mayores productoras de la zona. La sísmica 2-D registrada suma 3.907 Km, disponible en diferentes estados de procesamiento (stack, migración), en partes compartida con bloques vecinos. La sísmica 3-D (280 Km²) cubre aproximadamente el 50% del bloque con varios proyectos (seis). Uno de ellos cubre enteramente el bloque y el resto está compartido con otras áreas, siendo registrados/procesados para diferentes objetivos. Tiene veinte (20) pozos perforados por diferentes operadores (4) entre 1963 y 2000.

El primer pozo perforado en el área fue Kauffman-1 por Shell en 1963, documentó rastros de petróleo en la Fm. Quintuco. Posteriormente YPF retoma el área y perfora 15 (quince) pozos más entre 1969 y 1975. El pozo Estación Roca x-2 encontró rastros y fluorescencia en la Fm. Quintuco y Puesto Gonzalez x-2 rastros de petróleo y fluorescencia en la Fm. Molles. El resto de los pozos registran buenas condiciones de reservorio o ausencia de las unidades. En 1992 y 1993, Perez Companc perfora los pozos Estación Steffenelli Norte x-1 documentando buenas condiciones de reservorio en las formaciones Quintuco, Tordillo, y Cuyano y rastros secos en la Fm. Quintuco; Colonia Rusa x-1001 documentó 300 m dentro del Precuyano con pelitas bituminosas y rastros frescos

de hidrocarburos en la Fm. Punta Rosada. Los últimos pozos fueron perforados por Chevron-San Jorge entre 1997 y 2001. El pozo Anticlinal Oriental x-1 documentó porosidades del orden de 21% en Fm. Punta Rosada y La Almendra x-1 confirmó buenas condiciones de reservorio en las Fm. Loma Montosa, Tordillo y Punta Rosada.

2.4.3 LAGUNA EL LORO³

Rodeado por los yacimientos Jagüel de los Milicos, productivo de gas y petróleo de la Fm. Los Molles al Norte, operado por Apache; Las Bases al Noreste, productor de gas y condensado de la Fm. Punta Rosada; Puesto Prado al Este, productor de petróleo y gas de la Fm. Lajas y al Sur los yacimientos Puesto Flores y Anticlinal Viejo-Anticlinal de María-El Látigo, productivos de petróleo de la Fm. Punta Rosada-Fm. Lajas, estos últimos pertenecientes al área Loma Negra, una de las áreas productivas más importantes en Río Negro. La sísmica 2-D registrada suma 2.719 Km, con diferentes calidades: la que se encuentra totalmente dentro del bloque fue registrada entre 1970/73 (explosivos, analógica, Fold 600%) y entre 1987/1992 (vibros, digital, Fold 2400%); la compartida con bloques vecinos es más moderna, de mejor calidad, afectada por confidencialidad en bloques vecinos (Puesto Prado y Puesto Flores).

La sísmica 3-D abarca cuatro (4) proyectos superpuestos, uno de ellos registrado casi enteramente dentro del bloque y los otros compartidos con otras áreas y registrados/procesados para diferentes objetivos. Tiene 8 (ocho) pozos perforados por diferentes operadores (5) entre 1974 y 2004. En 1974, YPF perforó el pozo El Piquillín x-1, ubicado en un alto estructural determinado por sísmica 2-D analógica, sin rastros de hidrocarburo. La operadora Cities perforó en 1983 el pozo Galdame x-1 con objetivo principal en la Fm. Quintuco y Fm. Sierras Blancas, con secundario en la Fm. Loma Montosa y Fm. Punta Rosada (play estructural), que registra manifestaciones de gas y rastros aislados de petróleo en la Fm. Loma Montosa. En 1993, Perez Companc perforó el pozo

Puesto Los Jagüelitos x-1, con objetivo en Fm. Los Molles y Fm. Punta Rosada, y secundario Fm. Quintuco y Fm. Sierras Blancas. Registró rastros de petróleo en la Fm. Quintuco, con niveles con cromatografía completa.

En 1996, se perforó los pozos Laguna el Loro x-1 y x-2, con objetivo en facies de abanicos deltaicos (fan delta complex) del Cuyano Inferior registrando rastros de petróleo y manifestaciones de gas en la Fm. Loma Montosa y rastros secos en el objetivo principal. En 1998, Petrolera San Jorge perforó el pozo Loma del Medio x-1, que verificó buenas condiciones de reservorio en las formaciones Loma Montosa, Tordillo, Cuyano y Pre-Cuyano, con porosidades de hasta 27%, pero saturadas con agua. En 2001, Chevron-San Jorge perforó el pozo El Piquillín Oeste x-1, con objetivo en las areniscas fluviales de la Fm. Punta Rosada y conglomerados del Grupo Pre-Cuyo, en una trampa estructural (anticlinal). Se registra gas con cromatografía desde propano (C₃) en la Fm. Centenario hasta pentano (C₅) en la Fm. Loma Montosa y butano (C₄) en Tordillo, con rastros en el Pre-Cuyo.

2.4.4 LAGUNA DE PIEDRA³

Localizado en la margen sur del río Negro. El sector norte de su superficie posee registro sísmico 2D. No posee perforaciones.

2.5 YACIMIENTOS Y FORMACIONES PRODUCTORAS DE CAMPOS VECINOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS⁴

Seguidamente las áreas vecinas a las de estudio, con información relacionada al tipo de ambiente tectónico, empresa operadora, nombre del yacimiento, tipo de crudo que produce y formación productora, esta información se utilizó para generar una matriz comparativa entre las áreas en estudio y las vecinas, así como también una figura tridimensional del subsuelo con la ubicación de las

formaciones productoras vecinas, y formaciones probadas con pozos exploratorios en las áreas en estudio.

Área Señal Picada-Punta Barda (Ambiente de Plataforma Nororiental), es operada por la Empresa YPF SA, cuenta con 9 yacimientos: Yacimiento Señal Picada (1965), productor de crudo/gas de la Fm. Quintuco, Yacimiento Puesto Fernández x-1, descubridor de crudo en la Fm. Loma Montosa, Yacimiento El Brazo, descubridor de gas en la Fm. Quintuco, Yacimiento El Brazo Sur (1990), productor de crudo/gas de la Fm. Loma Montosa, Yacimiento Barda Esteban (1998), productor de crudo/gas de la Fm. Loma Montosa, Yacimiento Señal Picada x-285, descubridor de crudo en la Fm. Loma Montosa, Yacimiento Valle Verde, productor de crudo/gas de la Fm. Quintuco, Yacimiento Punta Barda (1989), productor de crudo/gas de la Fm. Loma Montosa, y el Yacimiento Valle Verde Norte x-2, descubridor de crudo en la Fm. Loma Montosa.

Área Catriel Oeste (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Yacimiento Catriel Oeste, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Catriel Oeste (1965), productor de crudo/gas de la Fm. Quintuco.

Área Centro Este (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por UTE Petróleos Sudamericanos-Necon SA, cuenta con tres yacimientos: Yacimiento Divisadero Catriel, descubridor de gas en la Fm. Quintuco, Yacimiento Centro Este (1975), productor de crudo/gas de la Fm. Loma Montosa, Yacimiento Meseta Alta (1976), productor de crudo/gas de la Fm. Centenario.

Area Tres Nidos I (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Tecpetrol SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Tres Nidos (1990), productor de crudo/gas de la Fm. Loma Montosa.

Área Barranca De Los Loros (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa YPF SA, cuenta con 2 yacimientos: Yacimiento Barranca de los

Loros Norte (1987), productor de crudo/gas de la Fm. Tordillo, y el Yacimiento Barranca de Los Loros (1985), productor de gas/crudo de la Fm. Tordillo.

Área Medianera (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Petroquímica Comodoro Rivadavia SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Medianera (1965), productor de crudo/gas de la Fm. Quintuco.

Área Catriel Viejo (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Tecpetrol SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Loma Montosa (1965), productor de gas/crudo de la Fm. Quintuco.

Área Catriel Viejo I (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Tecpetrol SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Catriel Viejo, productor de crudo/gas de la Fm. Loma Montosa.

Área El Medanito y 25 De Mayo-Medanito SE (Ambiente de Plataforma Nororiental) las cuales son operadas por; El Área El Medanito, operada por la Empresa YPF SA, comparte el yacimiento El Medanito-25 de Mayo (1968) con el Área 25 de Mayo-Medanito SE operada por la Empresa Petrobrás Energía SA. Este yacimiento es productor de crudo/gas de la Fm. Lotena.

Área Jaguel De Los Machos (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Petrobrás Energía SA, cuenta con 2 yacimientos: Yacimiento Tapera Avendaño (1973), productor de crudo/gas de la Fm. Quintuco, Yacimiento Jagüel de los Machos, productor de crudo/gas de la Fm. Tordillo.

Área El Santiagueño (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Apache Petrolera Argentina SA, cuenta con 7 yacimientos: Yacimiento Punta Rosada (1977), productor de gas/crudo de la Fm. Quintuco, Yacimiento Punta Rosada Sur x-1, descubridor de gas/condensado en la Fm. Quintuco, Yacimiento Bartolo Norte x-1, descubridor de gas/condensado en la Fm. Loma Montosa, Yacimiento El Quemado (1975), productor de crudo/gas de la Fm.

Sierras Blancas, Yacimiento el Santiagueño (1968), productor de crudo/gas de la Fm. Sierras Blancas, Yacimiento Los Ramblones (1968), productor de crudo/gas de la Fm. Sierras Blancas, y el Yacimiento El Santiagueño Sur, productor de crudo de la Fm. Sierras Blancas.

Área Entre Lomas (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Petrolera Entre Lomas SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Charco Bayo-Piedras Blancas (1968), productor de crudo/gas de la Fm. Sierras Blancas.

Área Bajo Del Piche (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa YPF SA, cuenta con 2 yacimientos: Yacimiento Bajo del Piche, productor de crudo/gas/condensado de la Fm. Sierras Blancas y el Yacimiento Bajo del Piche Oeste (1987), productor de crudo/gas de la Fm. Sierras Blancas.

Área Agua Salada (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Tecpetrol SA, cuenta con 4 yacimientos: Yacimiento Agua Salada (1986), productor de crudo/gas de la Fm. Catriel, Yacimiento Bajo de los Cajones, productor de crudo/gas de la Fm. Sierras Blancas, Yacimiento Aguada de los Indios (1993), productor de gas/condensado de la Fm. Los Molles, Yacimiento Puesto Bravo x-1, descubridor de gas/crudo en la Fm. Punta Rosada.

Área La Barda Norte (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Tecpetrol SA y Apache Petrolera Argentina SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento La Barda (1995), productor de gas/crudo de la Fm. Sierras Blancas.

Área La Jarilla (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Tecpetrol SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento La Jarilla (1978), productor de gas/condensado/crudo de la Fm. Loma Montosa.

Área Loma Guadalosa (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Pluspetrol SA, cuenta con 2 yacimientos: Yacimiento Loma Guadalosa (1982-1985), productor de crudo/gas de la Fm. Loma Montosa, y el Yacimiento Puesto Silva x-1, descubridor de crudo/gas en la Fm. Sierras Blancas.

Área Los Caldenes (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa YPF SA, cuenta con 2 yacimientos: Yacimiento Los Caldenes (1999), productor de crudo de la Fm. Sierras Blancas, y el Yacimiento Laguna Atamisqui 1, descubridor de crudo en la Fm. Sierras Blancas.

Área Puesto Morales Sur (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Petrolífera Petroleum Limited, cuenta con 2 yacimientos: Yacimiento Puesto Morales Norte x-1, descubridor de gas/condensado de la Fm. Loma Montosa, y el Yacimiento Puesto Morales Sur (1975), productor de crudo/gas de la Fm. Loma Montosa.

Área Rinconada (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Petrolífera Petroleum Limited, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Rinconada, productor de crudo/gas de la Fm. Sierras Blancas.

Área Las Bases (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Chevron San Jorge SA, AWE y Apache Petrolera Argentina SA, cuenta con 2 yacimientos: Yacimiento Las Bases x-1, descubridor de gas/condensado en la Fm. Punta Rosada, y el Yacimiento Estancia El Colorado 1, descubridor de gas/condensado en la Fm. Punta Rosada.

Área Blanco De Los Olivos (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Petrolera del Comahue SA y EDHPSA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Blanco de los Olivos x-2, descubridor de crudo/gas en la Fm. Quintuco.

Área Puesto Survelin (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa Petrolera del Comahue SA y EDHIPSA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Blanco de los Olivos es-1, descubridor de gas en la Fm. Centenario.

Área Puesto Prado (Ambiente de Plataforma Nororiental) es operada por la Empresa A.E.C. Argentina SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Puesto Prado, productor de crudo/gas de la Fm. Lajas.

Área Jaguel De Los Milicos (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Apache Petrolera Argentina SA, cuenta con 2 yacimientos: Yacimiento Jagüel de los Milicos x-1001, descubridor de gas/condensado en la Fm. Los Molles, y el Yacimiento Jagüel de los Milicos (2000), productor de crudo/gas de la Fm. Los Molles.

Área Estancia Vieja (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Chevrón San Jorge SRL, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Estancia Vieja (1989), productor de crudo/gas de la Fm. Punta Rosada.

Área Puesto Flores (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa A.E.C. Argentina SA, cuenta con 4 yacimientos: Yacimiento Puesto Flores Oeste x-1, descubridor de crudo en la Fm. Punta Rosada, Yacimiento Puesto Flores Oeste 2, descubridor de crudo en la Fm. Punta Rosada, Yacimiento Puesto Flores Oeste x-6, descubridor de crudo en la Fm. Punta Rosada, y el Yacimiento Kauffman Norte x-1, descubridor de crudo/gas en la Fm. Catriel.

Área Loma Negra (Ambiente de Plataforma Nororiental y Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Chevrón San Jorge SRL, cuenta con 12 yacimientos: Yacimiento Anticlinal de Maria Occidental 1, descubridor de crudo en la Fm. Punta Rosada, Yacimiento Anticlinal de Maria Occidental x-1, descubridor de crudo/gas en la Fm. Punta Rosada, Yacimiento Anticlinal Viejo (1999), productor de crudo/gas de la Fm. Punta Rosada, Yacimiento Cerro Solo x-1, descubridor de crudo en la Fm. Lajas, Yacimiento El Látigo (1999), productor

de crudo/gas de la Fm. Punta Rosada, Yacimiento El Látigo Este (1999), productor de crudo/gas de la Fm. Punta Rosada, Yacimiento El Látigo Occidental (1999), productor de crudo/gas/condensado de la Fm. Lajas, Yacimiento El Látigo Occidental x-10, descubridor de crudo en la Fm. Punta Rosada, Yacimiento El Solitario Sur, descubridor de crudo en el Gr Precuyo, Yacimiento Loma de Maria (2000), productor de crudo de la Fm. Lajas, Yacimiento Loma Negra (2000), productor de crudo del Gr Precuyo, y el Yacimiento Loma Negra Sur x-1, descubridor de crudo de la Fm. Punta Rosada.

Área Jaguel De Bara (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Apache Petrolera Argentina SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Jagüel de Bara x-1, descubridor de crudo en la Fm. Sierras Blancas.

Área La Yesera (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Chevron San Jorge SRL, cuenta con un yacimiento: Yacimiento La Yesera x-1, descubridor de gas/condensado en el Gr Precuyano.

Área Río Neuquén (Ambiente de Engolfamiento Neuquino) es operada por la Empresa Petrobrás Energía SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Río Neuquén (1972), productor de gas/condensado de la Fm. Quintuco.

Área Estación Fernández Oro (Ambiente de Dorsal de Huincul) es operada por la Empresa Apache Petrolera Argentina SA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento Estación Fernández Oro (1970), productor de crudo/gas/condensado de la Fm. Lotena.

Área Flor De Roca (Ambiente de Dorsal de Huincul) es operada por la Empresa Petrolera del Comahue SA y EDHIPSA, cuenta con un yacimiento: Yacimiento General Roca (1972), productor de crudo/gas de la Fm. Punta Rosada.

2.6 POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LA ROCA MADRE – CUENCA NEUQUINA⁵

El área de la zona occidental, la cuenca presenta erosión profunda, en particular de los distintos niveles de sello regional y/o locales. No se descarta que a raíz de fenómenos de remigración, parte de los hidrocarburos de alta madurez pudieran haberse acumulado en algunos sectores de esta zona. Esta deficiencia en la sincronía de los procesos del sistema petrolero es altamente desfavorable para la existencia de acumulaciones de hidrocarburos dentro de la zona plegada occidental, principalmente para aquellos niveles que pudieran haber sido cargados desde la Fm. Los Molles y de la Fm. Vaca Muerta. En contrapartida, una mejor sincronía del desarrollo de trampas y del proceso de generación favoreció una eficiencia mayor en la acumulación y preservación, particularmente a los largo de las franjas marginales del Engolfamiento e incluso del tren de la Dorsal de Huincul, donde muchas de las trampas se habrían desarrollado durante el Jurásico y Cretácico. Considerando toda la cuenca, las estimaciones que surgen del balance de masa indican una baja eficiencia de generación- acumulación (Fig. 7). No obstante, cuando el mismo tipo de cálculo se realiza para zonas de generación y carga arealmente más restringidas de los diferentes distritos productivos asociados, los valores obtenidos indican eficiencias mayores (Fig. 8).

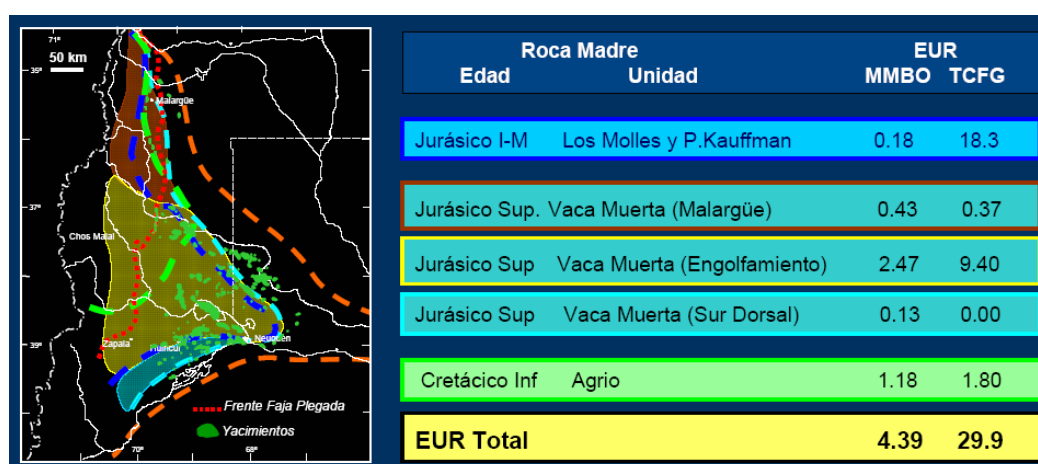


Figura No. 6 Valores de producción acumulada y reservas (EUR) para cada roca madre en sus diferentes áreas de carga y preservación.⁵

Roca Madre (Fm)	Hidrocarburos		GAE (%)
	Generados (Bkg)	In situ (Bkg)	
Los Molles	550,000	600	0.1
Vaca Muerta	980,000	1,700	0.2
Agrio	110,000	600	0.5

Figura No. 7 Valores obtenidos de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) a nivel de cuenca para los sistemas petroleros vinculados con las tres rocas madre marinas (Fm. Los Molles, Vaca Muerta y Agrio), considerando dentro de la Fm. Agrio, los dos niveles de lutitas generadoras situados en el Mb. Inferior y en Mb. Superior (Bkg: billones de kilogramos).⁵

Si la evaluación se restringe más aún, centrada a distintos sectores productivos vinculados en alguno de los sistemas petroleros, los valores de eficiencia se incrementan, lo cual responde a una sincronía adecuada entre maduración, generación, y disponibilidad de vías de migración y trampas. Tal es el caso para la Fm. Vaca Muerta cuando se parte de zonas geográficamente amplias (Fig. 6) y luego se hace una diferenciación por sectores arealmente más reducidos (Fig. 9).

Roca Madre (Fm)	Hidrocarburos		GAE (%)
	Generados (Bkg)	In situ (Bkg)	
Los Molles	297,430	548	0.2
Vaca Muerta	427,000	5,930	1.5
Agrio	40,300	595	1.5

Figura No. 8 Valores obtenidos de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) considerando sólo los distritos productivos, los valores del GAE muestran valores relativamente más altos, particularmente en referencia a los sistemas vinculados con la Fm. Vaca Muerta y con la Fm. Agrio (Bkg: billones de kilogramos).⁵

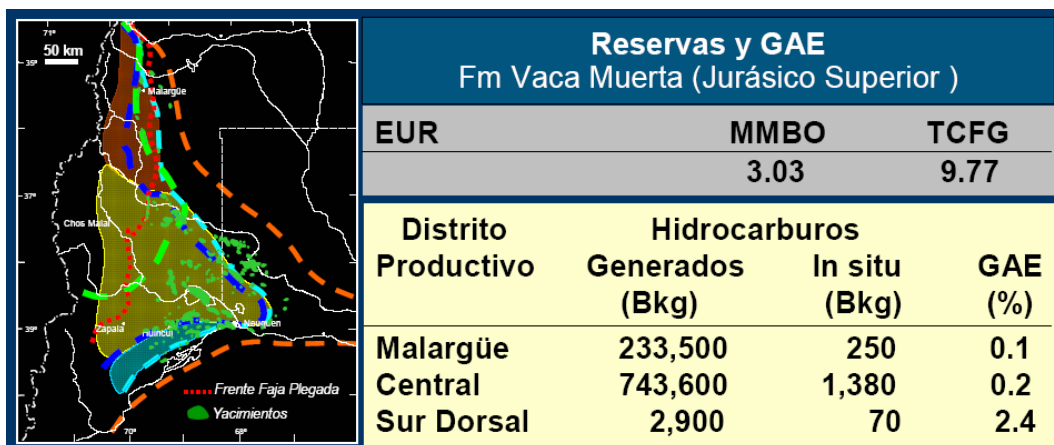


Figura No. 9 Valores de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) para la Fm. Vaca Muerta, tomando áreas de generación geográficamente extendidas, respecto de las zonas productivas, cuya zona de generación y carga pudieron haber sido de menor extensión.⁵

Esto es más acentuado en la zona del Engolfamiento, donde la sección basal de la Fm. Vaca Muerta, muy rica en materia orgánica, yace directamente arriba de, o cercana a, los reservorios productivos, además de que el modelado térmico indica una sincronía muy favorable entre generación-migración-entrapamiento.

En síntesis, los valores de GAE obtenidos que indican una baja eficiencia de los sistemas petroleros pueden ser consecuencia de múltiples razones, según la roca madre y las zonas que se analicen. A nivel de cuenca (Fig. 7), se observa una sincronía desfavorable en la evolución de la maduración, de oeste a este, de las rocas madres jurásicas (Fm. Los Molles y Vaca Muerta). Es claro que no evolucionaron en el tiempo acorde con la generación de las trampas que se conocen en la cuenca, la mayoría de ellas vinculadas con la deformación tectónica del Terciario. En la zona occidental, donde hoy en día se encuentra la columna sedimentaria plegada y ascendida, se comprueba que las rocas generadoras del Jurásico (Fm. Los Molles y Vaca Muerta) han sufrido una transformación térmica severa. Por otro lado, un factor crítico es la pobre preservación de los posibles entrapamientos de hidrocarburos que pudieron haberse formado en esta faja que, incluso, habrían afectado a aquéllas cargadas desde los niveles generadores de la Fm. Agrio. Este fenómeno se debe a que el alzamiento de la cobertura, resultado

de la inversión tectónica terciaria, condujo a la destrucción de la integridad de las trampas y favoreció la erosión de los niveles de sellos y pérdida de los hidrocarburos.

La historia de las condiciones geológicas muy particulares de la zona de la Dorsal de Huincul y del flanco sur de la cuenca, junto con la evolución térmica de las rocas madres jurásicas, permitieron una eficiencia más alta de los sistemas petroleros. Lo mismo ocurre cuando se analiza la eficiencia de los sistemas vinculados con la cocina de hidrocarburos, migración, carga y preservación de las acumulaciones vinculadas con el Engolfamiento (Fig. 10).

Otra de las causas que podrían haber jugado un papel desfavorable en la eficiencia, surge cuando se analizan las dimensiones de las acumulaciones conocidas en la cuenca y se las compara con la capacidad de generación de las rocas madre jurásicas. El tamaño de las acumulaciones dentro de los distritos en producción muestra una muy baja cantidad de trampas de gran tamaño y el predominio de acumulaciones de tamaño mediano a pequeño con un tamaño medio de 12 MM de barriles de petróleo y de 132 MMM de pies cúbicos (BCF) de gas.



Figura No. 10 El valor de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) para la Fm. Vaca Muerta en la zona con yacimientos cuya generación y carga estuvo vinculada a lo que se conoce como área del Engolfamiento es mucho más alto que en los obtenidos a nivel de cuenca y por zonas geográficas extendidas.⁵

2.7 POTENCIAL EXPLORATORIO – CUENCA NEUQUINA⁵

La exploración en la Argentina, incluyendo la Cuenca Neuquina, fue tema central del Taller auspiciado por el IAPG (2003). La información disponible muestra que la historia de descubrimientos de petróleo y de gas en la cuenca señala un crecimiento general continuo puntuado por el hallazgo de acumulaciones de tamaño más grande que el promedio. Desde este punto de vista, si se siguen aplicando los mismos conceptos geológicos en la búsqueda de nuevos yacimientos, por un tiempo se van a continuar encontrando acumulaciones de similares dimensiones, pero con menores probabilidades aún de hallar los mayores, por lo que la incorporación de reservas no va a cambiar la tendencia de los últimos años. La madurez de los conceptos exploratorios dentro de las zonas productivas y el decaimiento de las inversiones en la actividad exploratoria, debido a múltiples causas (IAPG, 2003) dio como resultado disminución de las reservas de petróleo a partir de 1999 y de las reservas de gas a partir del año 2000 (Fig. 11).

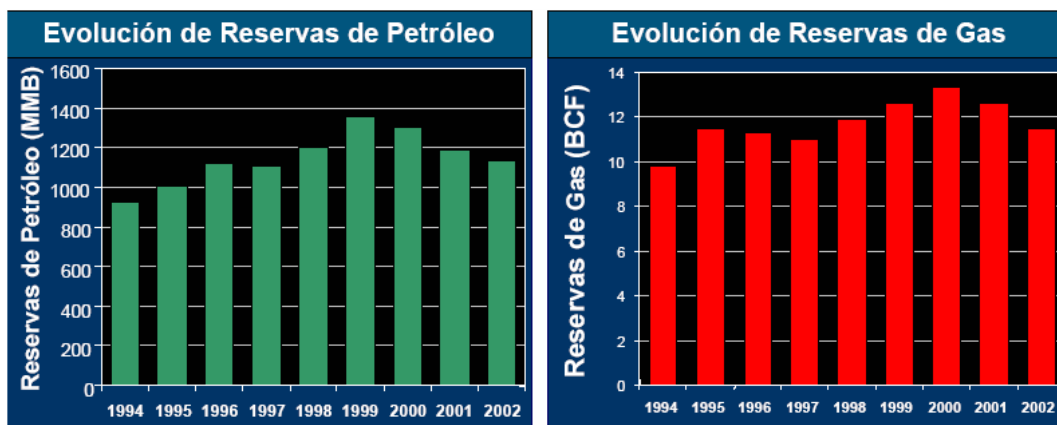


Figura No. 11 Evolución de las reservas de petróleo y de gas desde 1994 hasta el año 2002. Se advierte la declinación de incorporación de reservas de petróleo desde 1999 y de las de gas desde el año 2000. Fuente IAPG (2003). (MMBO: millones de barriles de petróleo y BCFG: billones de pies cúbicos de gas).⁵

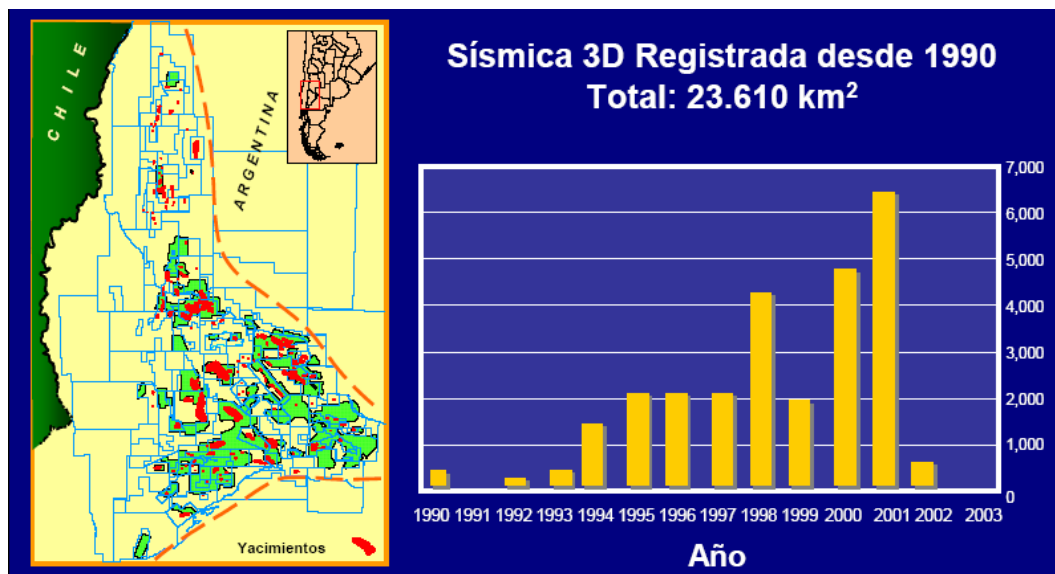


Figura No. 12 Cobertura sísmica 3D (verde) mayormente registrada dentro de los distritos productivos. Restan áreas desprovistas de este tipo de sísmica y que sólo cuentan con líneas 2D de variada calidad y dispuestas en una grilla heterogénea, no apropiada con el tamaño de las trampas a delinear.⁵

Cuando se observa la zona del eje del Engolfamiento (Fig. 13, zona rojiza) el nivel de maduración térmica de las rocas madre del Jurásico indica que el gas, es el tipo de hidrocarburos a encontrarse, ya sea dentro de reservorios naturalmente fracturados o dentro de lo que se conoce como sistemas de gas de centro de cuenca. En todos estos casos, el tipo y características del reservorio son un tema crítico y poco conocido y, además, su investigación requerirá aplicar técnicas de perforación y terminación para adecuarlas a reservorios altamente sensibles al daño. Tal como ocurre en la mayoría de las cuencas subandinas, la falta de sincronía adecuada entre generación, migración y existencia de trampas, ha dado lugar al desarrollo de fajas de petróleo pesado en los flancos de cuenca situados sobre el antepaís. Si bien la información disponible es escasa a nula, hay claras indicaciones de su existencia, tanto en subsuelo cuanto en afloramientos, a lo largo de la faja oriental de Malargüe, sureste de Mendoza y oeste de La Pampa (Fig. 13, zona azulada). No obstante, su verdadero potencial y valor no se puede estimar apropiadamente dada la carencia de datos. Más allá de que se trate de petróleo pesado, las dificultades que ha mostrado esta zona están vinculadas con

la presencia de una extensa cubierta volcánica (de composición y espesor variable) que se extiende desde más al sur de la latitud de Malargüe hasta el límite con La Pampa y que ha desalentado la investigación del área. No obstante, desde la ciudad de Malargüe hasta el río Diamante, la zona está desprovista de este escollo y varios sondeos mostraron en el pasado la presencia, dentro de diferentes posiciones estratigráficas, de niveles impregnados con petróleo pesado y afectado por biodegradación.

Sobre la base de estimaciones volumétricas altamente especulativas se plantea que podría encontrarse en los diferentes sectores de la cuenca, tanto dentro de los distritos productivos cuanto en las áreas no productivas, las cuales están poco y nada exploradas, reservas adicionales, pero ligadas a un riesgo exploratorio variable según las zonas mencionadas. Cuando esos valores que potencialmente podrían llegar a ser descubiertos en los próximos años, son incorporados al balance de masa para calcular la eficiencia de los sistemas petroleros, se advierte rápidamente que, si bien implicarían un fuerte incremento del valor del GAE desde un punto de vista absoluto, ese índice permanece menor al 1%, indicando que la eficiencia de los sistemas ha sido muy baja.

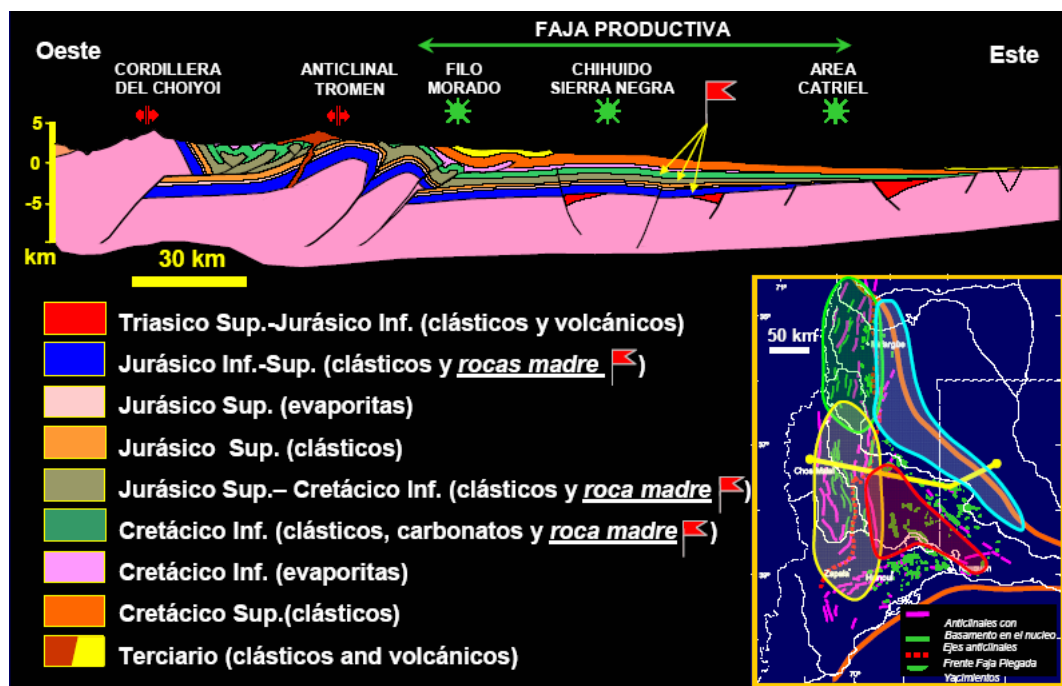


Figura No. 13 Corte estructural de cuenca neuquina.⁵

El corte estructural simplificado ilustra los estilos estructurales y la ubicación de las rocas madre. El mapa muestra distritos productivos y las zonas con distinto nivel de riesgo exploratorio. La faja plegada más occidental del Neuquén (zona amarilla) y de Mendoza (zona verdosa). Hacia el este (zona azulada) se postula una posible faja de petróleo pesado, sin embargo, la información es escasa a nula. En el centro de la cuenca (zona rojiza) el potencial está vinculado con acumulaciones gas en reservorios profundos.

2.8 RESERVAS COMPROBADAS Y PROBABLES DE PETRÓLEO Y GAS DE LOS YACIMIENTOS DE LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO – ARGENTINA⁶

La presente tabla contiene información referente a las reservas probadas o comprobadas, y probables que se encuentran en la provincia de Río Negro, reservas clasificadas por yacimiento y contabilizadas al 31 de diciembre de 2005. Esta información sirvió para realizar estimaciones de volúmenes de hidrocarburos que se pueden encontrar en las áreas de estudio mediante modelos estadísticos.

Tabla No. 1 Reservas Comprobadas y Probables de Petróleo y Gas de los Yacimientos de la Provincia de Río Negro - Argentina.⁶

REPUBLICA ARGENTINA					
RESERVAS COMPROBADAS Y PROBABLES DE PETRÓLEO Y GAS POR CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO					
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DE LOS YACIMIENTOS AL 31/12/2005					
RESERVAS		COMPROBADAS		PROBABLES	
CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	OPERADOR	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)
RIO NEGRO					
Agua Salada Aguada de los Indios	TECPETROL S.A.	0.00	0.00	0.00	0.00

REPUBLICA ARGENTINA						
RESERVAS COMPROBADAS Y PROBABLES DE PETRÓLEO Y GAS POR CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO						
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DE LOS YACIMIENTOS AL 31/12/2005						
RESERVAS		COMPROBADAS		PROBABLES		
CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	OPERADOR	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	
	Bajo de los Cajones	0.00	0.00	0.00	0.00	
11.1	La Barda	30.00	161.00	39.00	24.00	
11.2	La Barda Sur Este	9.00	6.00	34.00	0.00	
11.3	La Jarilla	109.00	72.00	73.00	33.00	
11.4	Puesto Bravo	4.00	0.00	0.00	0.00	
	TOTAL Agua Salada	152.00	239.00	146.00	57.00	
10.1	Bajo del Piche	YPF S.A.	85.00	23.00	0.00	0.00
10.2	Bajo del Piche Oeste		80.00	16.00	0.00	0.00
4.1	Barrancas de los Loros	YPF S.A.	19.00	1.00	0.00	0.00
4.2	Barrancas de los Loros Norte		10.00	1.00	0.00	0.00
2.1	Catriel Oeste	CENTRAL INT.CORP.	2119.00	236.00	530.00	244.00
	Catriel Viejo	TECPETROL S.A.				
	Barda Alta		0.00	0.00	0.00	0.00
	Catriel Viejo		0.00	0.00	0.00	0.00
	Loma Chica		0.00	0.00	0.00	0.00
	Loma Montosa		0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL Catriel Viejo		0.00	0.00	0.00	0.00
		PET.SUDAM-NECON				
	Centro Este	S.A.				
3.1	Centro Este		168.00	48.90	94.00	24.40
3.2	Divisadero Catriel		6.00	0.60	12.00	0.30
3.3	Meseta Alta		155.00	39.30	72.00	19.60
3.4	Meseta Escondida		5.00	0.00	3.00	0.00
3.5	Planicie Morada		2.00	0.00	0.00	0.00
3.6	Señal Centro		1.00	46.70	1.00	23.30
	Sur Catriel Oeste		0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL Centro Este		337.00	135.50	182.00	67.60
6.1	El Medanito	YPF S.A.	322.00	0.00	21.00	0.00
8.1	El Santiagueño	APACHE PET.ARG.	57.78	16.00	0.00	0.00
8.2	Punta Rosada		20.00	4.00	0.00	0.00
8.3	Punta Rosada Sur x-1		20.00	3.00	0.00	0.00
8.4	Bartolo Norte x-1		25.00	5.00	0.00	0.00
8.5	El Quemado		40.00	4.00	0.00	0.00
8.6	Los Ramplones		30.00	7.00	0.00	0.00
8.7	El Santiagueño Sur		15.00	2.00	0.00	0.00
		PET.ENTRE LOMAS				
9.1	Entre Lomas	S.A.	6240.00	1699.00	1854.00	314.00

REPUBLICA ARGENTINA						
RESERVAS COMPROBADAS Y PROBABLES DE PETRÓLEO Y GAS POR CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO						
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DE LOS YACIMIENTOS AL 31/12/2005						
RESERVAS		COMPROBADAS		PROBABLES		
CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	OPERADOR	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	
12.1	Charco Bayo-Pdras.Blancas Estación Fernández Oro	APACHE PET.ARG. PETROBRAS ENERGIA	307.60	111.80	43.40	8.60
7.1	Jaguel de los Machos	S.A.	349.00	105.00	28.33	14.77
7.2	Tapera Avendaño		230.00	158.00	18.67	22.23
	Jaguel de los Milicos	APACHE PET.ARG. CHEVRON S.JORGE	0.00	0.00	0.00	0.00
19.1	La Yesera	SRL CHEVRON S.JORGE	123.00	126.00	68.00	71.00
	Las Bases	SRL				
20.1	Estancia El Colorado		0.00	11.00	0.00	0.00
20.2	Las Bases		1.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL Las Bases		1.00	11.00	0.00	0.00
	Loma Guadalosa	PLUSPETROL S.A.	0.00	0.00	0.00	0.00
	L.Jarillosa E-Pto.Silva O (L.del Mojón)	PLUSPETROL S.A.				
	Loma Jarillosa Este					
	Puesto Silva Oeste		0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL L.Jarillosa-P.Silva O		0.00	0.00	0.00	0.00
	Loma Montosa Oeste	PET.SUDAM-NECON				
23.1	Planicie Morada		3.00	55.30	1.00	27.60
	Loma Negra	CHEVRON S.JORGE SRL				
18.1	Anticlinal de María 1		21.00	2.00	196.00	28.00
18.2	Anticlinal de María Occidental		27.00	3.00	52.00	8.00
18.3	Anticlinal Viejo		16.00	1.00	17.00	2.00
18.4	Cerro Solo		25.00	1.00	33.00	1.00
18.5	El Látigo		100.00	10.00	308.00	15.00
18.6	El Látigo Este		82.00	8.00	250.00	10.00
18.7	El Látigo Occidental		271.00	26.00	511.00	65.00
18.8	El Látigo Occidental x-10		250.00	25.00	450.00	50.00
18.9	El Solitario Sur		3.00	0.00	0.00	0.00
18.10	Loma de María		1.00	39.00	0.00	1379.00
18.11	Loma Negra		602.00	23.00	751.00	61.00
18.12	Loma Negra Sur x-1		500.00	15.00	600.00	50.00
	TOTAL Loma Negra		1898.00	153.00	3168.00	1669.00
	Medianera	PET SAN MIGUEL	0.00	0.00	0.00	0.00

REPUBLICA ARGENTINA					
RESERVAS COMPROBADAS Y PROBABLES DE PETRÓLEO Y GAS POR CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO					
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DE LOS YACIMIENTOS AL 31/12/2005					
RESERVAS		COMPROBADAS		PROBABLES	
CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	OPERADOR	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)
	CHEVRON S.JORGE				
	SRL				
15.1	Pto.Flores-Ecia.Vieja-Pto.Prado				
	Estancia Vieja	16.00	4.00	0.00	0.00
16.1	Puesto Flores Oeste x-1	2.00	0.00	0.00	0.00
16.2	Puesto Flores Oeste 2	1.00	0.00	0.00	0.00
16.3	Puesto Flores Oeste x-6	1.00	0.00	0.00	0.00
16.4	Kauffman Norte x-1	2.00	0.00	0.00	0.00
17.1	Puesto Prado	4.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL P.Flores-E.Vieja-P.Prado	26.00	4.00	0.00	0.00
	INGENIERIA ALPA S.A.				
	Rinconada-Puesto Morales				
22.1	Puesto Morales	86.20	147.40	0.00	0.00
	PETROBRAS ENERGIA				
	S.A.				
14.1	Río Neuquén	76.00	473.00	4.00	33.00
	YPF S.A.				
	Señal Picada-Punta Barda				
1.1	Señal Picada	1501.00	13.00	202.11	1.76
1.2	Puesto Fernández x-1	260.00	2.00	35.01	0.27
1.3	El Brazo	280.00	1.50	37.70	0.20
1.4	El Brazo Sur	300.00	1.00	40.40	0.14
1.5	Barda Esteban	150.00	2.50	20.20	0.34
1.6	Picada x-285	156.00	1.00	21.01	0.14
1.7	Valle Verde	200.00	3.20	26.93	0.43
1.8	Punta Barda	539.00	8.80	72.58	1.19
1.9	Valle Verde Norte x-2	150.00	4.00	20.20	0.54
	TOTAL S.Picada-P.Barda	3536.00	37.00	476.13	5.00
	PETROBRAS ENERGIA				
	S.A.				
5.1	25 de Mayo-Medanito SE	3065.00	165.00	582.00	26.00
	AREA PROVINCIAL				
	PET. DEL COMAHUE				
	S.A.				
	Blanco de los Olivos				
21.1	Puesto Survelin	14.00	0.00	0.00	0.00
	PET. DEL COMAHUE				
	S.A.				
	General Roca				
13.1	Flor de Roca	25.00	0.00	127.00	0.00
	Intimo	0.00	0.00	0.00	0.00

REPUBLICA ARGENTINA					
RESERVAS COMPROBADAS Y PROBABLES DE PETRÓLEO Y GAS POR CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO					
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DE LOS YACIMIENTOS AL 31/12/2005					
RESERVAS		COMPROBADAS		PROBABLES	
CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	OPERADOR	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)
Pum-Pum		0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL General Roca		25.00	0.00	127.00	0.00
TOTAL PCIA.DE RIO NEGRO		19,311.58	3,938.00	7,249.53	2,559.80
TOTAL CUENCA NEUQUINA		118,065.88	204,682.90	43,481.10	92,104.40
TOTAL PAIS 2005		34`9,096.44	438,950.79	153,324.80	248,856.40

2.9 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL POR AÑO DE LA REPÚBLICA DE ARGENTINA 1911-2005⁶

La Tabla No. 2 muestra la producción de petróleo y gas natural por año generada en Argentina desde 1991 hasta 2005, los datos contenidos en dicha tabla fueron de utilidad para la estimación de los volúmenes de hidrocarburos en las áreas en estudio.

Tabla No. 2 Producción de Petróleo y Gas Natural por año de la República de Argentina 1911 – 2005.⁶

AÑO	PETROLEO (Mm3)	GAS NATURAL (Mill. m3)	AÑO	PETROLEO (Mm3)	GAS NATURAL (Mill. m3)	AÑO	PETROLEO (Mm3)	GAS NATURAL (Mill. m3)	AÑO	PETROLEO (Mm3)	GAS NATURAL (Mill. m3)
1911	2.0	-	1941	3,500.0	593.0	1971	24,557.0	8,117.0	2001	45,182.0	48,130.0
1912	7.0	-	1942	3,769.0	675.0	1972	25,195.0	8,316.0	2002	43,774.0	46,519.0
1913	21.0	1.0	1943	3,948.0	676.0	1973	24,440.0	8,914.0	2003	42,995.0	51,008.0
1914	44.0	3.0	1944	3,852.0	662.0	1974	24,022.0	9,427.0	2004	40,508.0	52,205.0
1915	82.0	7.0	1945	3,638.0	608.0	1975	22,968.0	10,275.0	2005	38,593.0	51,329.0
1916	138.0	9.0	1946	3,307.0	562.0	1976	23,147.0	11,032.0			
1917	192.0	15.0	1947	3,473.0	582.0	1977	25,047.0	11,663.0			
1918	215.0	18.0	1948	3,692.0	605.0	1978	26,255.0	11,504.0			
1919	211.0	18.0	1949	3,591.0	673.0	1979	27,434.0	12,815.0			
1920	262.0	22.0	1950	3,730.0	754.0	1980	28,566.0	13,466.0			
1921	327.0	28.0	1951	3,890.0	829.0	1981	28,852.0	13,629.0			
1922	455.0	37.0	1952	3,946.0	897.0	1982	28,470.0	15,523.0			
1923	530.0	45.0	1953	4,531.0	931.0	1983	28,474.0	17,181.0			
1924	741.0	75.0	1954	4,702.0	981.0	1984	27,838.0	18,764.0			
1925	952.0	96.0	1955	4,850.0	1,058.0	1985	26,675.0	19,113.0			
1926	1,248.0	171.0	1956	4,931.0	1,147.0	1986	25,179.0	19,246.0			
1927	1,372.0	152.0	1957	5,398.0	1,414.0	1987	24,857.0	19,168.0			
1928	1,442.0	173.0	1958	5,669.0	1,653.0	1988	26,123.0	22,734.0			
1929	1,493.0	269.0	1959	7,087.0	2,152.0	1989	26,713.0	24,207.0			
1930	1,431.0	270.0	1960	10,153.0	3,574.0	1990	28,004.0	23,018.0			
1931	1,861.0	344.0	1961	13,428.0	4,908.0	1991	28,621.0	24,643.0			
1932	2,089.0	474.0	1962	15,614.0	6,173.0	1992	32,246.0	25,043.0			
1933	2,177.0	657.0	1963	15,444.0	5,946.0	1993	34,454.0	26,661.0			
1934	2,230.0	731.0	1964	15,943.0	6,535.0	1994	38,746.0	27,702.0			
1935	2,273.0	617.0	1965	15,825.0	6,236.0	1995	41,739.0	30,441.0			
1936	2,458.0	533.0	1966	16,655.0	5,962.0	1996	21,108.0	34,649.0			
1937	2,600.0	505.0	1967	18,232.0	6,468.0	1997	48,402.0	37,074.0			
1938	2,715.0	491.0	1968	19,953.0	7,054.0	1998	49,147.0	38,722.0			
1939	2,959.0	518.0	1969	20,167.0	7,007.0	1999	46,507.0	97,108.0			
1940	3,276.0	536.0	1970	22,802.0	7,664.0	2000	44,824.0	45,194.0			
	35,803.0	6,815.0		265,720.0	84,979.0		908,610.0	685,349.0		211,052.0	249,191.0

2.10 INFORMACIÓN GENERAL, CONDICIONES DE LA LICITACIÓN

La información que se presenta a continuación, contiene los requisitos técnicos, financieros y lineamiento jurídicos que se deben seguir para realizar el estudio económico de las áreas a licitar.

La siguiente información se extrae de la Constitución Nacional de la República de Argentina, de la Constitución Provincial de Río Negro, Ley Nacional N° 17.319 (Ley Federal de Hidrocarburos), y del pliego de bases y condiciones (PBC) legales generales y particulares del concurso publico nacional e internacional n° 02/06 para la calificación y selección de empresas para el otorgamiento de un permiso de exploración y eventual explotación, desarrollo, transporte y comercialización de hidrocarburos en la provincia de río negro¹.

Compromiso de Aporte indica que de producirse un descubrimiento de hidrocarburos comercialmente explotable, el CONTRATISTA deberá asumir el compromiso de:

a) La presentación de la OFERTA implica el compromiso del OFERENTE que resulte adjudicatario, de realizar a LA PROVINCIA un Aporte en Especie (crudo y/o gas y/o gasolina) de un mínimo del 5% de la producción mensual. Este compromiso se perfecciona y es exigible en caso de producirse un descubrimiento comercialmente explotable, en las modalidades y condiciones que se detallan a continuación:

Este aporte será liquidado en efectivo a un monto equivalente en dinero, valorizado a la fecha de cierre de la producción mensual sobre la base de los precios efectivamente obtenidos por el CONTRATISTA en las operaciones de comercialización de los HIDROCARBUROS del AREA.

El destino del aporte descrito será asignado con el siguiente orden de prioridad:

- a.1) Fortalecimiento de la Gestión del Área Hidrocarburos de la Provincia en los siguientes aspectos prioritarios:
 - a.1.1) Control de liquidación de regalías: Auditorias Contables.
 - a.1.2) Control de producción: Fortalecimiento del Cuerpo de Policía de Hidrocarburos y desarrollo de la Policía Ambiental.
 - a.1.3) Incorporación de tecnología e insumos de monitoreo, inspección y seguimiento de la producción (telemetría/telemedición).
- a.2) Ejecución de Obras Públicas Provinciales relacionadas con la actividad (Obras viales; pavimentación y mejoramiento de caminos; infraestructura de transporte de hidrocarburos –gasoductos, oleoductos-; etc)
- a.3) Ejecución de Obras Públicas Provinciales en general.

A los fines de determinar el Monto Total de la OFERTA (MTO) de acuerdo a lo establecido en el del pliego base de condiciones y al sólo efecto de establecer la incidencia del Compromiso de Aporte que debe realizar el OFERENTE y posibilitar su inclusión y puntaje evaluatorio en dicha fórmula, se describen las siguientes pautas de referencia:

- a) Aporte en Especie, el mínimo del 5% ofrecido en concepto de Compromiso de Aporte equivale a 500 UT, y cada 1% (uno por ciento) ofrecido por sobre ese mínimo equivale a 200 UT (doscientas unidades de trabajo).
- b) Estudio de Impacto Ambiental (EIA): Tendrá el significado que se le asigna en la Ley Provincial N° 3266 y su reglamentación.
- c) Orden de prelación normativa aplicable a la contratación:
 - c.1) Artículo N° 124 de la Constitución Nacional.⁷

Artículo 124.- Las provincias podrán crear regiones para el desarrollo económico y social y establecer órganos con facultades para el cumplimiento de sus fines y podrán también celebrar convenios internacionales en tanto no sean incompatibles con la política exterior de la Nación y no afecten las facultades delegadas al Gobierno federal o el crédito público de la Nación; con conocimiento del Congreso Nacional. La ciudad de Buenos Aires tendrá el régimen que se establezca a tal efecto. Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.

c.2). Artículos N° 70 y 79 de la Constitución Provincial.⁸

Artículo 70.- La Provincia tiene la propiedad originaria de los recursos naturales existentes en el territorio, su subsuelo, espacio aéreo y mar adyacente a sus costas, y la ejercita con las particularidades que establece para cada uno. La ley preserva su conservación y aprovechamiento racional e integral, por sí o mediante acuerdo con la Nación, con otras provincias o con terceros, preferentemente en la zona de origen. La Nación no puede disponer de los recursos naturales de la Provincia, sin previo acuerdo mediante leyes convenio que, contemplen el uso racional del mismo, las necesidades locales y la preservación del recurso y de la ecología.

Artículo 79.- Los yacimientos de gas, petróleo y de minerales nucleares existentes en el territorio provincial y en la plataforma marítima, son bienes del dominio público provincial. Su explotación se otorga por ley, por convenio con la Nación. La Provincia interviene en los planes de exploración o explotación preservando el recurso, aplicando un precio diferencial para los hidrocarburos cuando éstos son extraídos en forma irracional, y asegurando inversiones sustitutivas en las áreas afectadas, para el sostenimiento de la actividad económica. La ley fija los porcentajes de los productos extraídos que necesariamente deberán ser industrializados

en su territorio. La Provincia toma los recaudos necesarios para controlar las cantidades de petróleo y gas que se extraen.

c.3) Ley Nacional N° 17.319 (Ley Federal de Hidrocarburos).⁹

Art. 21. — El permisionario que descubriere hidrocarburos deberá efectuar dentro de los treinta (30) días, bajo apercibimiento de incurrir en las sanciones establecidas en el título VII, la correspondiente denuncia ante la autoridad de aplicación. Podrá disponer de los productos que extraiga en el curso de los trabajos exploratorios, pero mientras no dé cumplimiento a lo exigido en el artículo 22 no estará facultado para proceder a la explotación del yacimiento.

Los hidrocarburos que se extraigan durante la exploración estarán sometidos al pago de una regalía del quince por ciento (15%), con la excepción prevista en el artículo 63°.

Art.47. — Dispuesto el llamado a concurso en cualquiera de los procedimientos considerados por el artículo 46°, la autoridad de aplicación confeccionará el pliego respectivo, el que consignará a título ilustrativo y con mención de su origen, las informaciones y disponibles concernientes a la presentación de propuestas.

Asimismo, el pliego contendrá las condiciones y garantías a que deberán ajustarse las ofertas y enunciará las bases fundamentales que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y los plazos de las inversiones en obras y trabajos que se comprometan y ventajas especiales para la Nación incluyendo bonificaciones, pagos iniciales diferidos o progresivos, obras de interés general, etc.

El llamado a concurso deberá difundirse durante no menos de diez (10) días en los lugares y por medios que se consideren idóneos para asegurar su más amplio conocimiento, debiéndose incluir entre éstos,

necesariamente, el Boletín Oficial. Las publicaciones se efectuarán con una anticipación mínima de sesenta (60) días al indicado para el comienzo de recepción de ofertas.

Art. 63. — No serán gravados con regalías los hidrocarburos usados por el concesionario o permisionario en las necesidades de las explotaciones y exploraciones.

Art. 56. — Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación estarán sujetos, mientras esté vigente el permiso o concesión respectiva, al régimen fiscal que para toda la República se establece seguidamente:

Tendrán a su cargo el pago de todos los tributos provinciales y municipales existentes a la fecha de la adjudicación. Durante la vigencia de los permisos y concesiones, las provincias y municipalidades no podrán gravar a sus titulares con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras o incremento general de impuestos.

En el orden nacional estarán sujetos, con arreglo a las normas de aplicación respectivas y en cuanto correspondiere, al pago de derechos aduaneros, impuestos u otros tributos que graven los bienes importados al país y de recargos cambiarios. Asimismo, estarán obligados al pago del impuesto a las ganancias eventuales; al canon establecido por el artículo 57° para el período básico y para la prórroga durante la exploración y por el artículo 58° para la explotación a las regalías estatuidas por los artículos 21°, 59° y 62°; al cumplimiento de las obligaciones a que se refiere el artículo 64° y al pago del impuesto que estatuye el inciso siguiente.

La utilidad neta que obtengan en el ejercicio de su actividad como permisionarios o concesionarios, queda sujeta al impuesto especial a la renta que se fija a continuación. A tal efecto, dicha utilidad neta se establecerá con arreglo a los principios que rigen la determinación del

rédito neto para la liquidación del impuesto a los réditos estatuido por la ley 11.682 (t. o. 1960 y sus modificaciones) cuyas normas serán aplicables en lo pertinente con sujeción a las siguientes disposiciones especiales.

I. El precio de venta de los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros. En caso de que exista vinculación económica entre el concesionario y el comprador, no se fije precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización, el precio se fijará conforme al valor corriente del producto en el mercado interno al tiempo de enajenarse o industrializarse. En caso de exportación de hidrocarburos, su valor comercial a los efectos de este artículo se fijará en cada oportunidad sobre la base del precio real obtenido por el concesionario en la exportación, o, de no poder determinarse o no ser razonable, fundándose en precios de referencia que se establecerán periódicamente y para lo futuro sobre bases técnicamente aceptables.

II. Podrán deducirse de las utilidades del año fiscal, las sumas efectivamente invertidas en gastos directos de exploración a que se refiere el artículo 62º, inciso n) de la ley N° 11.682 (t.o. 1960 y sus modificaciones) solamente durante el primer período del plazo básico del correspondiente permiso, sin perjuicio del tratamiento que les corresponda como costo susceptible de amortización. No se consideran gastos de exploración las inversiones en máquinas, equipos y demás bienes del activo fijo sujetos al tratamiento establecido en el apartado siguiente.

III. Sin perjuicio de la amortización ordinaria que técnicamente corresponda, podrá deducirse de las utilidades del año fiscal y durante el primer período del plazo básico de la exploración, un importe equivalente al cien por ciento de las cuotas de amortización ordinaria que corresponda a las inversiones en máquinas, equipos y otros bienes del activo fijo utilizados en las tareas de exploración de dicho primer período.

IV. Los permisionarios podrán optar entre el sistema que se fija en los apartados anteriores II y III o la deducción simple, contra cualquier tipo de

renta de fuente argentina que les correspondiere, de las sumas efectivamente invertidas en gastos directos de exploración durante el primer período del plazo básico y las amortizaciones ordinarias que técnicamente correspondan en inversiones en máquinas, equipos y demás bienes de activo fijo aplicados a dichos trabajos de exploración durante el citado primer período. En caso de hacer uso de esta opción, los gastos directos y las amortizaciones así tratadas no podrán ser nuevamente considerados como gastos ni inversiones amortizables, a los efectos de la determinación de la utilidad fiscal neta a que se refiere el apartado V del presente artículo.

V. Para la determinación de la utilidad fiscal neta no podrán deducirse: los tributos provinciales o municipales, salvo que se trate de tasas retributivas de servicios o contribuciones de mejoras; el canon correspondiente al período básico de exploración y el relativo a la explotación; las regalías prevista en los artículos 59° y 62°; el saldo del impuesto especial a la renta, ni los gastos directos en exploración o las inversiones amortizables, cuando se hiciere uso de la opción acordada en el apartado IV del presente artículo.

VI. Sobre la utilidad fiscal neta determinada según las cláusulas que anteceden se aplicará la tasa del cincuenta y cinco por ciento (55%), estableciéndose así el monto del impuesto especial a la renta.

VII. Del monto del impuesto así determinado se deducirá el importe: de los tributos provinciales o municipales, salvo que se trate de tasas retributivas de servicios o contribuciones de mejoras; del canon correspondiente al período básico de exploración y del relativo a la explotación y de las regalías previstas en los artículos 59° y 62°. Si el saldo resultante, fuera positivo, deberá ser ingresado en la forma y plazo que determine la Dirección General Impositiva. En caso contrario, los permisionarios o concesionarios acreditarán el excedente como pago a

cuenta del presente impuesto especial, correspondiente a los ejercicios fiscales siguientes.

En ningún caso este excedente podrá ser objeto de devolución o transferencia.

VIII. La Dirección General Impositiva tendrá a su cargo la aplicación, percepción y fiscalización de este impuesto, con arreglo a las disposiciones de la ley 11.683 (t.o. 1960 y sus modificaciones) y sus reglamentaciones.

IX. El Poder Ejecutivo con intervención de la autoridad de aplicación de esta ley y de la Dirección General Impositiva, reglamentará el tratamiento fiscal de los cargos que puedan ser diferidos; los regímenes especiales de amortización y los métodos de distribución y cómputo de los gastos o bienes comunes cuando los permisionarios o concesionarios desarrollen contemporáneamente otras actividades además de las comprendidas en esta ley. Las ventajas especiales para la Nación a que alude el artículo 64, podrán ser consideradas como inversiones amortizables.

X. Los saldos recaudados de acuerdo al punto VII serán distribuidos de acuerdo con el régimen de coparticipación del impuesto a los réditos establecido por la ley 14.788 y sus disposiciones modificatorias o complementarias.

En virtud de las estipulaciones que anteceden, los permisionarios o concesionarios quedan exentos del pago de todo otro tributo nacional, presente o futuro, de cualquier naturaleza o denominación—incluyendo los tributos que pudieran recaer sobre los accionistas u otros beneficiarios directos de estas rentas— que tengan vinculación con la actividad a que se refiere este artículo. No gozan de esta exención por las tasas retributivas de servicios, por las contribuciones de mejoras y por los impuestos atribuibles a terceros que los permisionarios o concesionarios hayan tomado a su cargo. Cuando hubieren tomado a su cargo el pago de impuestos correspondientes a los intereses de financiaciones del exterior bajo forma

de préstamos, créditos u otros conceptos con destino al desarrollo de su actividad, la renta sujeta al gravamen, a los fines de establecer el monto imponible, no será acrecentada con el importe de dichos impuestos.

Art. 57. — El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada Kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:

Plazo básico:

1er. Período — quinientos pesos moneda nacional (m\$N. 500.)

2do. Período — mil pesos moneda nacional (m\$N. 1.000.)

3er. Período — mil quinientos pesos moneda nacional (m\$N. 1.500.)

Prórroga:

Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado cien mil pesos moneda nacional (m\$N. 100.000.) por Km² o fracción, incrementándose dicho monto en el 50% anual acumulativo.

El importe de este tributo podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración de la fracción remanente, hasta la concurrencia de un canon mínimo de diez mil pesos moneda nacional (m\$N. 10.000.) por Km² que será abonado en todos los casos.

Art. 58. — El concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área un canon de veinte mil pesos moneda nacional (m\$N. 20.000.).

Art. 59. — El concesionario de explotación pagará mensualmente al Estado nacional, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%), que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por

ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Art. 61. — El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinará mensualmente por la autoridad de aplicación restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56°, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Si la autoridad no lo fijara, regirá el último establecido.

Art. 62. — La producción de gas natural tributará mensualmente, en concepto de regalía, el doce por ciento (12%) del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, porcentaje que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta los factores que menciona el artículo 59°.

Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61°.

El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.

Art. 64. — Las ventajas especiales para la Nación que los concesionarios hayan comprometido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 47°, serán exigibles en la forma y oportunidad que en cada caso se establezca.

El pliego de licitación y condiciones establece la cantidad de Unidades de Trabajo que el OFERENTE se compromete a realizar durante el primer (1°) PERIODO DE EXPLORACION, por encima de la base K.

La sumatoria de dichas Unidades de Trabajo, más las doscientos cincuenta (250) unidades de trabajo (correspondientes a la base K), más la cantidad de Unidades de Trabajo ofrecidas en función de capacitación (C), más las UT ofrecidas en función del compromiso de aporte (A), serán de cumplimiento obligatorio y

estarán referidas a un programa tentativo que comprenderá la realización de trabajos geofísicos y que podrá incluir la perforación de pozos, a realizarse según las técnicas más modernas y eficientes, valorizados y agrupados de acuerdo con los rubros señalados en el la Tabla No.3. La cantidad de Unidades de Trabajo para el Primer Período de Exploración será igual a:

$$UT \text{ comprometidas} = U + K + C + A$$

U = Cantidad de Unidades de Trabajo (UT) ofrecidas por el OFERENTE para el Primer Período de Exploración.

K = Base mínima obligatoria a realizar por el OFERENTE, la cual se fija en 250 UT (Unidades de Trabajo).

C = Capacitación de personal designado por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN por parte del PERMISIONARIO, a efectuarse durante toda la etapa de exploración. La cantidad mínima de UT a ofrecer por este concepto en el primer período exploratorio es de 30 UT según lo reglamentado en el artículo 11.2.6. del presente PBC.

A = Porcentaje ofrecido para asumir el compromiso de aporte en función de las opciones descriptas en el artículo 2.12. del presente Pliego, y expresado en UT.

Siendo el Monto Total de la Oferta (MTO) expresado en dólares y teniendo en cuenta que cada Unidad de Trabajo (UT) está valorizada en U\$S 5.000 (dólares estadounidenses cinco mil), se aplicará la siguiente expresión:

$$MTO \text{ (U$S)} = (U + K + C + A) \times \text{Valor UT}$$

Para la adjudicación se tendrá en cuenta el tiempo (t) propuesto para realizar las tareas del Primer Período de Exploración y calculado según la siguiente expresión:

$$G = U + K/t + C + A$$

G = Factor de Adjudicación expresado en UT.

t = Tiempo, expresado en años, propuesto por el OFERENTE para realizar los trabajos indicados para el PRIMER PERIODO DE EXPLORACIÓN, conforme lo expresado en el PLAN DE EXPLORACIÓN que se detalla en a continuación.

Para los períodos subsiguientes se establece el cumplimiento mínimo y obligatorio de las mismas condiciones requeridas para el primer período, salvo en lo referente a la cantidad mínima de UT las que deberán ser las siguientes:

La cantidad de UT mínima que el OFERENTE se compromete a realizar durante el SEGUNDO (2º) PERÍODO DE EXPLORACIÓN es de quinientas (500) UT.

La cantidad de UT mínima que el OFERENTE se compromete a realizar durante el TERCER (3º) PERÍODO DE EXPLORACIÓN es de trescientas cincuenta (350) UT.

La presentación del PLAN DE EXPLORACIÓN incluirá:

Detalle del Plan de Trabajos correspondiente al PRIMER (1º) PERIODO, El compromiso de perforar un (1) POZO DE EXPLORACION como mínimo en el SEGUNDO (2º) PERIODO, en el caso de optar por acceder al mismo. Dicho pozo deberá poseer la profundidad mínima para alcanzar por lo menos un objetivo petrolero de la cuenca en el ÁREA en cuestión.

En el caso que razones técnicas perfectamente demostrables indiquen la necesidad de realizar trabajos de prospección, previos a la perforación del pozo, podrá desplazarse la perforación prevista al TERCER (3º) PERÍODO, previa autorización de la autoridad de aplicación.

El compromiso de perforar un (1) POZO DE EXPLORACION como mínimo en el TERCER (3º) PERIODO, en el caso de optar por acceder al mismo. Dicho pozo deberá poseer la profundidad mínima para alcanzar por lo menos un objetivo petrolero de la cuenca en el ÁREA en cuestión.

Capacitación: El OFERENTE deberá incluir en su OFERTA, como compromiso anual para cada etapa exploratoria (1ero., 2do. y 3er. período y sus respectivas prórrogas), una suma mínima de U\$S 50.000 (dólares estadounidenses cincuenta mil) en concepto de contribución a la capacitación del personal que designe la autoridad de aplicación.

En caso que el permiso de exploración devenga en concesión de explotación, el aporte anual en concepto de capacitación se corresponderá con los montos que se detallan a continuación:

Volumen de Producción (m3/día)	Bono de Capacitación (U\$S)
Menos de 10	50.000-
Entre 10 y 69	70.000-
Entre 70 y 159	135.000-
Entre 160 y 279	180.000-
Más de 280	250.000-

La capacitación podrá consistir en cursos, tareas y/o escuelas de campo, pasantías en el país o en el exterior, participación en simposios, congresos, seminarios, nacionales o extranjeros, o cualquier otra actividad a criterio de la autoridad de aplicación.

Para el PERÍODO DE EXPLORACIÓN se definen los siguientes plazos:

- Primer (1º) Período: El tiempo establecido es de tres (3) años calendario.
- Segundo (2º) Período: El tiempo establecido es de dos (2) años calendario.
- Tercer (3º) Período: El tiempo establecido es de un (1) año calendario.

El pliego base y condiciones indica que resultará adjudicatario del CONCURSO, el OFERENTE que ofrezca los mayores valores de G, calculados según la siguiente expresión:

$$G = U + K/t + C + A$$

La Tabla No.3 presenta la valoración de los distintos tipos de trabajo en Unidades, a los efectos del cumplimiento de las UT mínimas exigidas en el PBC, y el posterior cumplimiento de los programas comprometidos por el CONTRATISTA.

Valor de la unidad de trabajo: U\$S 5.000 (dólares estadounidenses cinco mil).

Tabla No. 3 Valoración de los distintos tipos de trabajo según Pliego Base y Condiciones.¹

TIPO DE TRABAJO	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE TRABAJO (UT)	
1. GEOFISICOS		
1.1 SISMICA		
Registro de Sísmica 2-D de reflexión (km.)		1
Reprocesamiento Sísmica 2-D (km.)		0,04
Registro de Sísmica 3-D (km ²)		4
Reprocesamiento Sísmica 3-D (km ²)		0,15
1.2	MAGNETOMETRIA (km ²)	0,006
1.3	LEVANTAMIENTO AERO-MAGNETOMETRICO (km. Lineal Volado)	0,02
1.3	GRAVIMETRIA TERRESTRE (km ²)	0,006
1.4	LEVANTAMIENTO AERO-GRAVIMETRICO (km. Lineal Volado)	0,02
2. POZOS DE EXPLORACION		
Profundidad perforada	1.000 metros	65

2.000 metros	125
3.000 metros	250
4.000 metros	500
5.000 metros	1000

Para la determinación de profundidades intermedias se computará proporcionalmente de acuerdo al valor inferior y superior de las U. T. Indicadas para cada profundidad:

Ejemplo: Para una perforación de un pozo de 3750 de profundidad será:

$$U.T. = [(500 - 250) / (4.000 - 3.000) \times (3750 - 3.000)] + 250$$

2.11 CONCEPTOS FINANCIEROS¹⁰

Los conceptos financieros son la base fundamental para generar una metodología con la cual se realiza la Evaluación de Proyectos, esta metodología consiste en un modelo en el cual se simularan las variables económicas y financieras asociadas a cada uno de los proyectos que evaluaremos en este Trabajo Especial de Grado (Cinco Saltos, Loma Kauffman, Laguna El Loro y Laguna De Piedra).

Este método relaciona los tres elementos base del negocio: LA INVERSION, LOS INGRESOS y LOS GASTOS, bajo ciertas condiciones financieras de costo de capital y expectativas de ganancia del inversionista, a fin de obtener cómo resultado unos indicadores sobre la efectividad financiera del negocio bajo un entorno de riesgo determinado.

2.11.1 Flujo de Caja

Todo proceso de inversión genera un flujo de caja y está definido por la cantidad de dinero que ingresa y egresa de las arcas del inversionista.

2.11.1.1 Flujo de Ingreso (Entradas Líquidas)

Los flujos de ingresos a considerar en los proyectos a analizar se generan de las ventas de los barriles producidos y servicios generales ofrecidos.

2.11.1.2 Flujo de Egresos (Salidas Líquidas)

Para efectos de flujo de egresos la operadora considera los siguientes elementos en la evaluación: inversión, capital de trabajo, costo de operación y mantenimiento, impuesto de explotación, etc., los cuales se presentan a continuación.

2.11.1.2.1 Inversión

Bajo este rubro debe incluirse el costo total del programa o proyecto sujeto a evolución. A manera de ejemplo, entre los renglones más importantes que, tradicionalmente, forman parte del costo de una inversión se encuentra: estudio de factibilidad, diseño de ingeniería, ingeniería de detalle, adquisición de materiales y equipos, construcción e instalación de propiedad, plantas y otros sistemas de operación, etc.

Con relación al costo de inversión, debe tenerse presente lo siguiente:

- a.- El costo de la inversión es un elemento básico en la evaluación económica de una propuesta, por lo tanto, es necesario efectuar una buena estimación del mismo que, a su vez, redundará en un resultado más ajustado a la realidad.
- b.- Las estimaciones deben ser conservadoras, a fin de no desvirtuar el resultado de la evaluación.

2.11.1.2.2 Capital de Trabajo

Además del monto de la inversión, en algunas propuestas debe incluirse en el flujo de egresos el capital de trabajo necesario para la puesta en marcha del programa o proyecto y, posteriormente, para su operación normal. Básicamente, el capital de trabajo está compuesto por:

- a.- Inventario en materias primas, materiales y repuestos.
- b.- Cuentas por cobrar.
- c.- Inventario de productos terminados y en proceso.

Para efectos de la evaluación de proyectos, el capital de trabajo debe incluirse en el flujo de efectivo como un egreso en el momento de efectuar la inversión y cómo un ingreso en el último año del horizonte económico.

2.11.1.2.3 Costos de Operación y Mantenimiento

Se incluye bajo este rubro todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta (proyecto o programa) en la evaluación. Con el objeto de lograr una buena estimación en estos costos, es recomendable tener presente;

- a.- Un análisis del comportamiento histórico de costos similares.
- b.- La aplicación de técnicas de predicción que suavicen la variación de las estimaciones.
- c.- La información de normas y procedimientos existentes en la industria para determinar elementos, como: labor, depreciación, servicios interfiliales, etc.

Para efectos de evaluación económica, la estructura de costos de operación y mantenimiento más adecuada desde el punto de vista práctico es la de costos por

elementos. Entre los más importantes que deben formar parte de una estructura de costos de operación y mantenimiento se encuentran:

1. Labor: Corresponde al costo de los sueldos, salarios y beneficios del personal cuyo esfuerzo físico o intelectual está directamente o indirectamente relacionado con las actividades de operación, administración y mantenimiento de la propuesta de inversión.
2. Materiales generales: Corresponde al costo de los materiales que se utilizan en las actividades de operación, mantenimiento y administración de propuesta; el cual se recomienda sea obtenido de cotizaciones de diferentes proveedores cuando sea posible.

Tradicionalmente se consideran materiales generales de operación:

- 2.1. Equipos y repuestos menores <<no capitalizables>> que se utilizan en actividades de mantenimiento de las instalaciones de producción, plantas de procesos, etc.
 - 2.2. Productos químicos y aditivos que se utilizan en actividades diferentes a las de procesos de producción y refinación, por ejemplo: lubricación, limpiezas, desplazamiento, etc., así como combustible y lubricante consumidos por grúas, unidades automotrices y equipos similares.
 - 2.3. Materiales utilizados en las unidades de apoyo y administrativas tales como: papelería, útiles de oficina, materiales de laboratorio y de otras unidades de apoyo (ingeniería, seguridad industrial, protección ambiental, etc.)
3. Materiales de procesos: Corresponde al costo de productos químicos, catalizadores, aditivos y otros productos que se utilizarán en el proceso de producción de la propuesta de inversión.

4. Combustibles: En algunos casos (particularmente en proyectos químicos y petroquímicos), este elemento de costo pudiera ser de cierta magnitud y, por lo tanto, conviene computarlo separadamente.

Generalmente, corresponde al costo del gas natural, coque, gas de refinería u otros productos líquidos utilizados como fuente energética de los procesos de operación.

Cuando los materiales de proceso y/o combustible son suministrados por la misma u otra filial, para efectos de evaluación económica debe utilizarse como costo de estos materiales y combustible, el precio alternativo de exportación, cuando proceda.

5. Servicios industriales: Bajo este elemento debe incluirse el valor estimado de compra de electricidad, agua, vapor y cualquier otro insumo necesario para la operación del programa o proyecto, inherente a servicios industriales.

6. Servicios contratados: Comprende los costos estimados de los servicios de terceros que se presentarán bajo contrato. Entre estos servicios, generalmente, se incluyen mantenimiento (parada de plantas y mantenimiento extraordinario), transporte, alquiler de equipos, herramientas, consultorías, asistencia técnica, etc.

7. Apoyo tecnológico: Bajo este elemento debe incluirse el costo estimado de los contratos de asistencia técnica que se estime suscribir con empresas especializadas en diferentes materias, tanto a nivel internacional como local.

Para efectos de la evaluación económica, el costo de apoyo tecnológico debe incluir, tanto el costo básico del contrato, como el costo personal asignado que se estime será necesario contratar.

2.11.1.2.4 Impuesto de explotación o regalía

Como su nombre lo indica, se refiere al Impuesto Nacional que el Fisco Nacional estableció sobre la producción de petróleo crudo y gas natural; enajenado o utilizado como combustible, hidrocarburos líquidos y azufre producido.

Con relación a la evaluación económica, este rubro constituye un elemento de costo para todas aquellas propuestas de inversión que representan un potencial de producción de crudo o gas natural.

2.11.1.2.5 Impuesto Sobre La Renta (ISLR)

Corresponde al valor estimado, que debe incluirse en la propuesta, por concepto de pago del ISLR.

El cálculo del ISLR depende de la Nación donde se esté realizado en estudio de inversión

2.11.1.2.6 Otros Costo

Como contribución al financiamiento de los costos de apoyo y gestión, operativos y corporativos, en el flujo de efectivo de cada programa y/o proyectos se deberá incluir un porcentaje equivalente a la relación existente entre los costos de operación y los costos de apoyo y gestión mencionados, de la filial respectiva.

Por lo tanto, el flujo de caja neto estará representado por la diferencia entre los ingresos y los egresos:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Flujo de Ingresos} - \text{Flujo de Egresos}$$

2.11.2 Horizonte Económico

El horizonte económico de nuestro proyecto se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calcularon los flujos de caja de las propuestas de inversión, este horizonte económico incluye el período de inversiones y de operación; el cual en nuestro caso es de veinte (20) años.

Considerando los ciclos de vida de los yacimientos del campo, así como el desarrollo de la infraestructura, nos hace pensar que el cálculo de flujos se realizará como mínimo a lo largo de la duración, igual a la vida útil de nuestros activos principales como lo son los yacimientos.

Se parte de una suposición de que las reservas remanentes del campo en estudio permite la rentabilidad de explotación de hidrocarburos en un horizonte económico de veinte (20) años.

2.11.3 Tasa de Descuento

Es la tasa que representa el valor a la cual la empresa operadora como inversionista esta dispuesta a arriesgar el capital.

En general la tasa de descuento es diferente particular para cada inversionista y proyecto, dependiendo de las características de la empresa, las expectativas de cada inversionista y el riesgo asociado a cada inversión.

Los componentes de la tasa de descuento que consideraremos en el estudio de inversiones están desglosados en la Tabla No. 4.

Tabla No. 4 Componentes de la Tasa de Descuento.¹⁰

Componente	Porcentaje
Costo de capital	4%
Riesgo Promedio	3%
Contribución a Proyectos no generadores de ingresos	3%
Total	10%

2.11.4 Modelo en Términos Reales

En el análisis de estos proyectos omitiremos la inflación y analizaremos las decisiones de inversión mediante la evaluación económica de proyectos utilizando términos reales.

2.11.5 Indicadores Financieros

Hasta ahora hemos visto como todo proceso de inversión genera un flujo de caja anual durante el horizonte económico establecido. Estos flujos de caja por sí solo no ofrecen información fácilmente interpretable por lo cual utilizaremos los indicadores financieros cuyos resultados nos aportaran una orientación acerca de la conveniencia económica del proyecto.

En principio estos indicadores se agrupan en dos categorías, los que no consideran el valor del dinero en el tiempo o indicadores estáticos, y los que sí los consideran o indicadores dinámicos.

2.11.5.1 Indicadores Estáticos

Hay que considerar que si el proyecto no cumple con las expectativas bajo el criterio de estos indicadores, tampoco las sobrepasará a considerar el valor del dinero en el tiempo.

2.11.5.1.1 Flujo de Caja Neto (FCN)

El flujo de caja neto consiste en sumar todos los cobros realizados menos todos los pagos efectuados durante todo el horizonte económico del proyecto, ó lo que es igual sumar todos los flujos anuales.

Matemáticamente se representa de la siguiente manera:

$$FCN = -I + \sum_{i=1}^n Qi = -I + \sum_{i=1}^n (C_i - P_i)$$

Donde:

I: Inversión

Q_i : Flujo de caja

C_i : Ingresos (Cobros)

P_i : Costos (Pagos)

2.11.5.1.2 Período de Recuperación de la Inversión (SPO)

Consiste en calcular los años en que el proyecto tarda en recuperar la inversión inicial. Para calcularlos se suman algebraicamente los flujos anuales hasta el momento en que el resultado se igual a la inversión. Mediante este método los proyectos con menor tiempo de pago son los más atractivos.

2.11.5.2 Indicadores Dinámicos

La incorporación de la variable tiempo para el cálculo de los indicadores dinámicos permitirá analizar en forma más exacta, el comportamiento de los flujos de caja de los modelos financieros.

2.11.5.2.1 Valor Presente Neto (VPN)

Se entiende por VPN el valor actual de todos los rendimientos futuros esperados, es decir, la suma de todos los flujos anuales descontados al año base.

Matemáticamente puede expresarse de la siguiente manera:

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

I: Inversión

Qi: Flujo de caja

r: Tasa de Descuento

De acuerdo a la definición de este indicador, estas cantidades representan el rendimiento en dinero que le generará este negocio en términos del año base, obviamente, se preferirá la opción que genere el mayor rendimiento.

2.11.5.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR es la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingreso y gastos con la inversión inicial.

El TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros.

Matemáticamente puede expresarse de la siguiente manera:

$$0 = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i}$$

Donde:

I: Inversión

Qi: Flujo de caja

TIR: Tasa Interna de Retorno

2.11.5.2.3 Período de Recuperación Dinámico (DPO)

Este criterio perfecciona el método estático para el cálculo del período de recuperación de la inversión, al considerar el valor del dinero en el tiempo.

El período de recuperación dinámico se define como el tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados equiparen la inversión inicial.

Matemáticamente puede expresarse de la siguiente manera:

$$\sum_{i=1}^{TPD=?} \frac{(-I + C_i + P_i)}{(1 + r)^i} = 0$$

Donde:

I: Inversión.

C_i: Ingresos (Cobros)

P_i: Costos (Pagos)

r: Tasa de Descuento

Este indicador no toma en cuenta lo que pueda suceder después del período de pago de la inversión inicial, y su peculiaridad radica que, junto con el SPO es el único indicador en tiempo. El DPO resulta muy útil como complemento del VPN y del TIR.

2.11.5.2.4 Eficiencia de Inversión

La eficiencia de inversión considera la rentabilidad que se obtiene en términos reales por cada unidad monetaria invertida.

Este indicador lo utilizaremos en la jerarquización de nuestros proyectos, para un capital disponible permite seleccionar los proyectos que rendirán una mayor rentabilidad.

Matemáticamente puede expresarse de la siguiente manera:

$$E.I. = \frac{VPN_{gen}}{I} + 1$$

Donde:

VPN_{gen}: Valor presente neto generado por el proyecto

I: Inversión Total

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

El marco metodológico, hace referencia al orden que se llevó a cabo el presente trabajo especial de grado, secuencia que consistió en: recopilar información pública disponible sobre economía y las áreas en estudio, organizar y clasificar la información, analizar la información, generar programas de exploración y producción para las áreas en estudio, evaluar económicamente los programas, y presentar resultados de las evaluaciones.

3.1 RECOPILOCIÓN DE INFORMACIÓN

La recopilación de información se realizó sobre la base de información pública, revistas petroleras, páginas Web relacionadas con el tema, publicaciones de la SPE, JPT, textos de evaluación económica de proyectos, economía y finanzas, tomos de licitaciones de campos petroleros, empresas que han operado en la zona de la licitación y reuniones con asesores de la compañía.

3.2 ORGANIZACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información se organizó de la según los siguientes puntos:

- Condiciones de la licitación
- Condiciones económicas y jurídicas de la República de Argentina
- Información geológica
- Información de producción de las áreas ofertadas
- Información de reservas (posibles, probables, probadas)
- Información de campos vecinos (formaciones productoras, producción, etc.)
- Información relevante respecto la ubicación geográfica de las áreas ofertadas
- Información de costos asociados al desarrollo de las áreas ofertadas

3.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE LOS CAMPOS A LICITAR

Luego de organizar y clasificar la información, se analizó la información mediante correlaciones de la información geológica y de producción entre las áreas de estudio y las vecinas, se hace uso de la Simulación de Monte Carlo con el objetivo de estimar las reservas de hidrocarburos que se encuentran en las áreas de estudio.

3.4 PROGRAMA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS A LICITAR CON COSTOS ASOCIADOS

Con la información de producción de los campos vecinos y las condiciones de licitación, se generaron los programas de exploración y de producción para cada área en estudio, programas que contemplan las siguientes actividades: Adquisición Sísmica 2D y 3D, Procesamiento e Interpretación de Datos Sísmicos, Adquisición Magnetométrica y Gravimétrica, Perforación de Pozos Exploratorios, de Avanzada y Desarrollo, y Construcción de Instalaciones de Superficie.

3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS CAMPOS A LICITAR

Para determinar el Valor Presente Neto, Utilidad, Tasa Interna de Retorno, Tiempo de Pago, Eficiencia de Inversión, de las inversiones propuestas en los campos a licitar para poder llevar a cabo los programas de exploración y producción, se utilizó una metodología de evaluación económica de proyectos, y se analizó el riesgo del negocio mediante un análisis financiero de inversiones, utilizando un modelo determinístico al cual se le aplicó análisis de sensibilidades, variando las tasas iniciales de los pozos propuestos, precio del crudo y costos operativos, para observar el impacto en los indicadores financieros.

3.6 GENERACIÓN DE RESULTADOS

La generación de resultados se basa en la jerarquización de los bloques ofrecidos en la licitación según las oportunidades de inversión, esta jerarquización se basa en los indicadores financieros como Valor Presente Neto, Utilidad, Tasa Interna de Retorno, Tiempo de Pago y Eficiencia de Inversión.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

El análisis de la información se fundamentó en, correlaciones de la información geológica y de producción entre las áreas de estudio y las vecinas con el objetivo de estimar las reservas de hidrocarburos, generación de programas de exploración y producción y evaluaciones económicas. Estos últimos, basados en las condiciones técnicas y jurídicas presentes en el pliego de licitatorio. La jerarquización económica de los campos a licitar se realizó, mediante indicadores económicos.

4.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS - CAMPOS A LICITAR

La información recopilada indica que los campos en estudio se encuentra dentro de los mismos sistemas petroleros que sus campos vecinos, es decir; dentro del mismo volumen de rocas sedimentarias que contienen hidrocarburos formados a partir de una sola roca generadora; de tal manera que constituyen parte de un modelo (“play”), el cual es una familia de campos, prospectos y oportunidades con un carácter geológico común que forman parte de un mismo sistema petrolero. Las acumulaciones de un “play” comparten características similares de roca almacenadora, trampa y sello; sincronización y preservación; contenido de fluidos y propiedades de ingeniería. La figura 14 muestra la ubicación de los campos en estudio y sus campos productores vecinos.

Se realizaron comparaciones entre los campos vecinos productivos y los campos en estudio, además se consultó con un experto en geología (M. Serrano, entrevista personal, marzo 25, 2007), y se concluyó por analogía que los campos en estudio pertenecen al mismo modelo geológico de los campos vecinos. Las tablas no. 5, 6, 7 y 8 se generaron con la finalidad de observar la similitud geológica y de tipos de fluidos entre los campos en estudio y los vecinos, observando por ejemplo que la mayoría de los pocos pozos exploratorios perforados encontraron rastros de hidrocarburos en las mismas formaciones productoras de los campos vecinos.

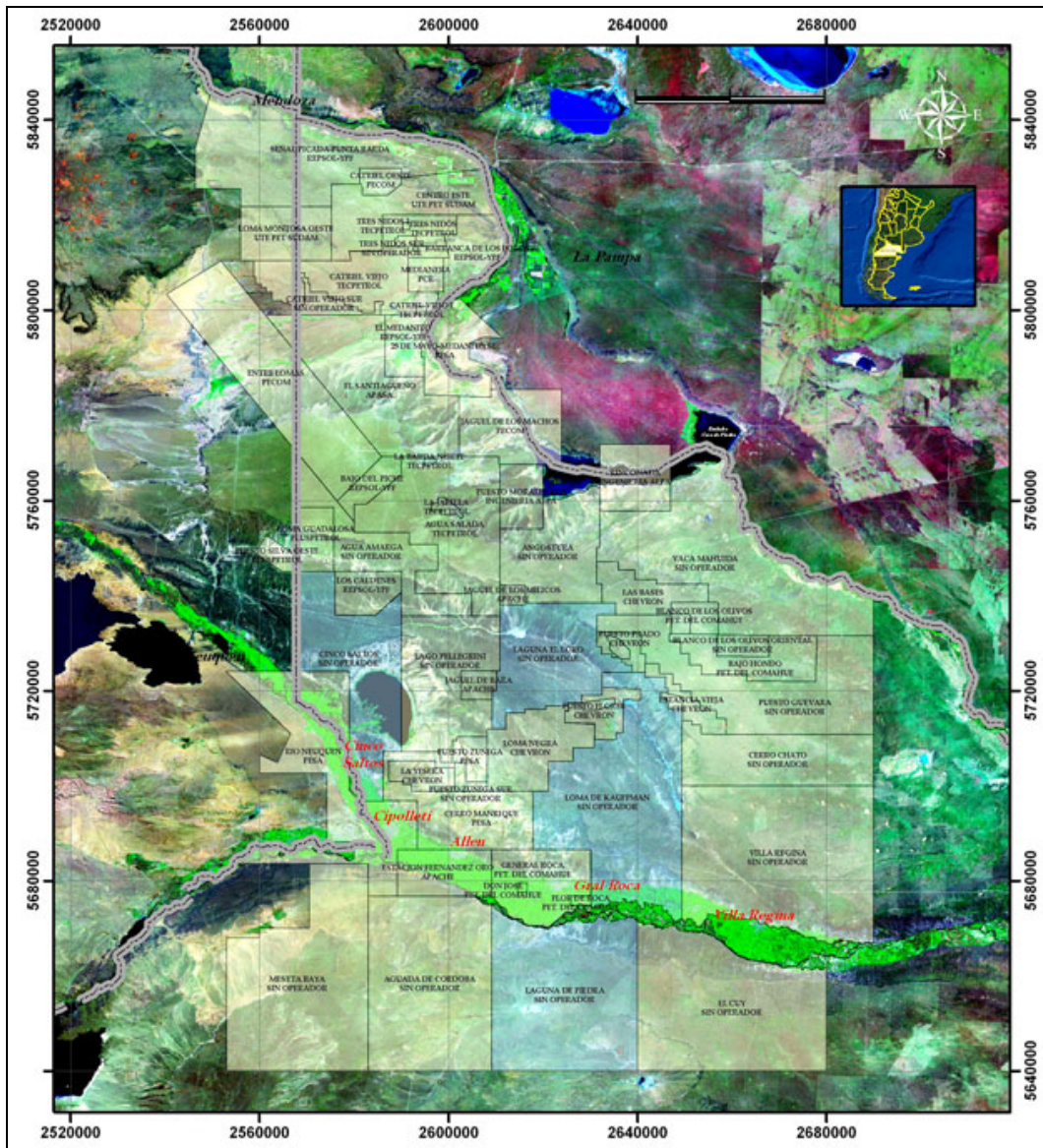


Figura No. 14 Ubicación de Campos en Estudio y Vecinos Productores de Hidrocarburos, campos en estudio indicados en color azul.¹

La Figura No. 15 muestra en 3D cómo se distribuyen en el subsuelo las áreas productoras de hidrocarburos para cada campo.

Tabla No. 5 Matriz comparativa Campo Cinco Saltos – Campos Vecinos.

Cinco Saltos					Yacimientos Vecinos Productivos					Pozos Perforados en Cinco Saltos		Sismica en Cinco Saltos						
CUADRO ESTRATIGRAFICO CUENCA NEUQUINA (Jurásico y Cretácico)					Loma Guadalosa	Puesto Silva x-1	Los Caldenes	Laguna Atamisqui 1	Rio Neuquen	Aguada Beltrán x-1	Cinco Saltos x-1	2D	3D					
					Bloque Loma Guadalosa (Ambiente de Engolfamiento Neuquino)		Bloque Los Caldenes (Ambiente de Engolfamiento Neuquino)					1906 Km,	Cubre pequeña porcion del bloque, registrado y procesado para diferente objetivos					
PERIODO	EPOCA	EDAD	EDAD UNIDADES ARGENTINAS	FASE	SEDIMENTOLOGÍA													
TERCIARIO	INF.	OLIGOCENO	SERIE ANDESITICA	RETRO ARCO	CLASTICAS Y VOLCANICAS													
		EOCENO																
		PALEOCENO	GRUPO MALARGUE															
CRETACICO	SUP.	SENONIANO	GRUPO NEUQUEN	TRANSICION	CLASTICAS													
	INFERIOR	ALBIANO	Fm. RAYOSO	Grupo Rayoso	EVAPORITAS													
		APTIANO	Fm. HUITRIN															
		BARREMIANO	Mbro. Superior	Fm. AGRIO	CLASTICAS, CARBONATOS Y ROCA FUENTE	Fm. Quintuco	Fm. Quintuco	Fm. Quintuco	Fm. Quintuco extrae aproximadamente 8m3 / 10m3 hasta agotar niveles	Fm. Quintuco: rastros frescos de hidrocarburos y gas. Fm. Vaca Muerta: gas								
		HAUTERVIANO	Mbro. Avilé Mbro. Inferior															
		VANAGINIANO	Sup. Inf.	Fm. QUINTUCO Fm. VACA MUERTA	MAR MARGINAL	CLASTICAS Y ROCA FUENTE	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Catriel Fm. Sierras Blancas							
		BERRIASIANO																
TITHONIANO																		
JURASICO	MALM	KIMMERIDGIANO	Fm. TORDILLO	MAR MARGINAL	CLASTICAS Y ROCA FUENTE	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas								
			Fm. Catriel Fm. Sierras Blancas															
	DOGGER	OXFORDIANO	Sup. Inf.		Fm. AUGUILCO Fm. LA MANGA	CLASTICAS	EVAPORITAS	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas							
		CALOVIANO	Sup. Med. Inf.		Fm. LOTENA Fm. TABANOS													
		BATHONIANO			Fm. PUNTA ROSADA Fm. CHALLACO Fm. LAJAS Fm. LOS MOLLES													
		BAJOCIANO																
		AALENIANO																
		TOARCIANO																
		LIAS	PLIENSBAQUIANO									Fm. CHACAICO y sincrónicas	CLASTICAS Y ROCA FUENTE	EVAPORITAS	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas
			SINEMURIANO															
TRIASICO	SUP.		Fm. PASO FLORES	INTRA ARCO	CLASTICAS Y VOLCANICAS	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas	Fm. Sierras Blancas									
	INF.																	
PALEOZOICO			BASAMENTO INDIFERENCIADO (PORFIRITAS; GRANITOS Y METAMÓRFICAS)															


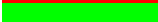


LEYENDA	
GAS	
PETRÓLEO	
AGUA	
GAS Y PETRÓLEO	

Tabla No. 6 Matriz comparativa Campo Loma Kauffman – Campos Vecinos.

Loma Kauffman						Yacimientos Vecinos Productivos					Pozos Perforados en Loma Kauffman					Sismica en Loma Kauffman					
CUADRO ESTRATIGRAFICO CUENCA NEUQUEN (Jurásico y Cretácico)						Estancia Vieja	Puesto Prado	Puesto Flores	Anticlinal Viejo	Anticlinal de María	El Látego	Kauffman-1	Roca x-2	Puesto González x-2	Estación Steffell Norte x-1	Colonia Kusa x-1001	Anticlinal Oriental x-1	La Almendra x-1	2D	3D	
PERIODO	EPOCA	EDAD	EDAD UNIDADES ARGENTINAS	FASE	SEDIMENTOLOGIA	De una campaña de quince pozos, resto de los pozos registran buenas condiciones de reservorio o ausencia de las unidades; alertan play estratigráfico o combinado														3907 Km	280 Km2, cubre 50% del Bloque
TERCIARIO	INF.	OLIGOCENO EOCENO PALEOCENO	SERIE ANDESITICA GRUPO MALARGUE	RETRO ARCO	CLASTICAS Y VOLCANICAS																
CRETACICO	SUP.	SENONIANO	GRUPO NEUQUEN	TRANSICION	CLASTICAS																
	INFERIOR	ALBIANO	Fm. RAYOSO	Grupo Rayoso	EVAPORITAS																
		APTIANO	Fm. HUITRIN																		
		BARREMIANO	Mbro. Superior	Fm. AGRIO																	
	HAUTERVIANO	Mbro. Avilé Mbro. Inferior			CLASTICAS, CARBONATOS Y ROCA FUENTE																
	VANAGINIANO	Sup.	Fm. QUINTUCO	MAR MARGINAL	CLASTICAS Y ROCA FUENTE																
	BERRIASIANO	Inf.	Fm. VACA MUERTA																		
	TITHONIANO																				
	KIMMERIDGIANO	Fm. TORDILLO	Fm. Catriel Fm. Sierras Blancas																		
JURASICO	MALM																				
		OXFORDIANO	Sup.	Fm. AUQUILCO																	
			Inf.	Fm. LA MANGA																	
		DOGGER	Sup.	Fm. LOTENA																	
			Med.	Fm. TABANOS																	
			Inf.																		
	BATHONIANO		Fm. PUNTA ROSADA																		
	BAJOCIANO		Fm. CHALLACO																		
	AALECIANO		Fm. LAJAS																		
	TOARCIANO		Fm. LOS MOLLES																		
	LIAS	PLIENSBAQUIANO																			
		SINEMURIANO	Fm. CHACAICO																		
		HETTANGIANO	sincrónicas																		
TRIASICO	SUP.		Fm. PASO FLORES	INTRA ARCO	CLASTICAS Y VOLCANICAS																
PALEOZOICO	INF.		BASAMENTO INDIFFERENCIADO (PORFIRITAS, GRANITOS Y METAMORFICAS)																		

LEYENDA
 GAS
 PETRÓLEO
 AGUA
 GAS Y PETRÓLEO
 CONDENSADO
 GAS Y COND.




Tabla No. 7 Matriz comparativa Campo Laguna El Loro – Campos Vecinos.






Laguna El Loro						Yacimientos Vecinos Productivos						Pozos Perforados en Laguna El Loro						Sísmica en Laguna El Loro							
CUADRO ESTRATIGRAFICO CUENCA NEUQUINA (Jurásico y Cretácico)						Jaguel de los Milicos	Las Bases	Puesto Prado	Puesto Flores	Anticlinal Viejo	Anticlinal de Maria	El Látego	El Piquillin x-1	Galdame x-1	Puesto Los Jaguelitos x-1	Laguna de Loro x-1	Laguna de Loro x-2	Loma del Medio x-1	El Piquillin Oeste x-1	2D	3D				
PERIODO	EPOCA	EDAD	EDAD UNIDADES ARGENTINAS	FASE	SEDIMENTOLOGIA	Ubicado en alto estructural determinado por sísmica 2D, sin rastros						Verificó buenas condiciones de reservorio con porosidades de 27%, pero saturadas en agua						2719 Km	4 proyectos superpuestos, uno de ellos casi abarca todo el bloque						
TERCIARIO	INF.	OLIGOCENO	SERIE ANDESITICA	RETRO ARCO	CLASTICAS Y VOLCANICAS																				
		EOCENO																							
		PALEOCENO	GRUPO MALARGUE																						
	CRETACICO	SUP.	SENONIANO	GRUPO NEUQUEN	TRANSICION	CLASTICAS																			
			ALBIANO	Fm. RAYOSO	Grupo Rayoso	EVAPORITAS																			
INFERIOR		APTIANO	Fm. HUITRIN																						
		BARREMIANO	Mbro. Superior	Fm. AGRIO	CLASTICAS, CARBONATOS Y ROCA FUENTE																				
		HAUTERVIANO	Mbro. Avile																						
JURASICO	MALM	VANAGINIANO	Sup. Fm. QUINTUCO	MAR MARGINAL	CLASTICAS Y ROCA FUENTE																				
		BERRIASIANO	Inf. Fm. VACA MUERTA																						
		TITHONIANO																							
		KIMMERIDGIANO	Fm. TORDILLO			Fm. Catriel																			
						Fm. Sierras Blancas																			
	DOGGER	OXFORDIANO	Sup. Fm. AUGUILCO																						
			Inf. Fm. LA MANGA																						
		CALOVIANO	Sup. Fm. LOTENA																						
			Med. Fm. TABANOS																						
			Inf. Fm. PUNTA ROSADA																						
LIAZ	BATHONIANO		Fm. CHALLACO	INTRA ARCO	EVAPORITAS	Fm. Los Molles	Fm. Punta Rosada	Fm. Lajas	Fm. Punta Rosada / Fm. Lajas																
	BAJOCIANO		Fm. LAJAS																						
	ALENIANO		Fm. LOS MOLLES																						
	TOARCIANO																								
	PLIENSBAQUIANO																								
TRIASICO	SUP.		Fm. CHACAICO																						
	INF.		HETTANGIANO																						
PALEOZOICO	SUP.		Fm. PASO FLORES																						
	INF.		BASAMENTO INDIFERENCIADO (PORFIRITAS, GRANITOS Y METAMORFICAS)																						

LEYENDA

- GAS
- PETRÓLEO
- AGUA
- GAS Y PETRÓLEO
- CONDENSADO
- GAS Y COND.

Tabla No 8 Matriz comparativa Campo Laguna de Piedra – Campos Vecinos.

Laguna de Piedra						Yacimientos Vecinos Productivos		Pozos Perforados en Laguna de Piedra	Sísmica en Laguna de Piedra	
						General Roca	Estación Fernández Oro			2D
CUADRO ESTRATIGRAFICO CUENCA NEUQUINA (Jurásico y Cretácico)								No posee perforaciones	Sector Norte del Bloque	
PERIODO	EPOCA	EDAD	EDAD UNIDADES ARGENTINAS	FASE	SEDIMENTOLOGIA					
TERCIARIO	INF.	OLIGOCENO	SERIE ANDESITICA	RETRO ARCO	CLASTICS AND VOLCANICS					
		EOCENO								
		PALEOCENO	GRUPO MALARGUE							
CRETACICO	SUP.	SENONIANO	GRUPO NEUQUEN	TRANSICION	CLASTICS					
	INFERIOR	ALBIANO	Fm. RAYOSO	Grupo Rayoso	EVAPORITES					
		APTIANO	Fm. HUITRIN							
		BARREMIANO	Mbro. Superior	Fm. AGRIO	CLASTICS, CARBONATES AND SOURCE ROCK					
		HAUTERVIANO	Mbro. Avilé							
		VANAGINIANO	Mbro. Inferior							
	BERRIASIANO	Fm. QUINTUCO		CLASTICS AND SOURCE ROCK						
TITHONIANO	Fm. VACA MUERTA									
JURASICO	MALM	KIMMERIDGIANO	Fm. TORDILLO	MAR MARGINAL	CLASTICS AND SOURCE ROCK					
			Fm. Catriel							
			Fm. Sierras Blancas							
	OXFORDIANO	Fm. AUQUILCO	CLASTICS							
		Fm. LA MANGA								
		Fm. LOTENA								
		Fm. TABANOS								
	DOGGER	BATHONIANO	Fm. PUNTA ROSADA		EVAPORITES	Fm. Punta Rosada				
		BAJOCIANO								
	AALENIANO	Fm. CHALLACO								
	TOARCIANO	Fm. LAJAS								
LIAS	PLIENSBACUANO	Fm. LOS MOLLES	CLASTICS AND SOURCE ROCK							
	SINEMURIANO									
	HETTANGIANO									
TRIASICO	SUP.		Fm. CHACAICO y sincrónicas	INTRA ARCO	CLASTICS AND VOLCANICS					
	INF.		Fm. PASO FLORES							
PALEOZOICO			BASAMENTO INDIFERENCIADO (PORFIRITAS; GARNITOS Y METAMÓRFICAS)							

LEYENDA	
GAS	
PETRÓLEO	
AGUA	
GAS Y PETRÓLEO	
GAS,PET.,COND.	

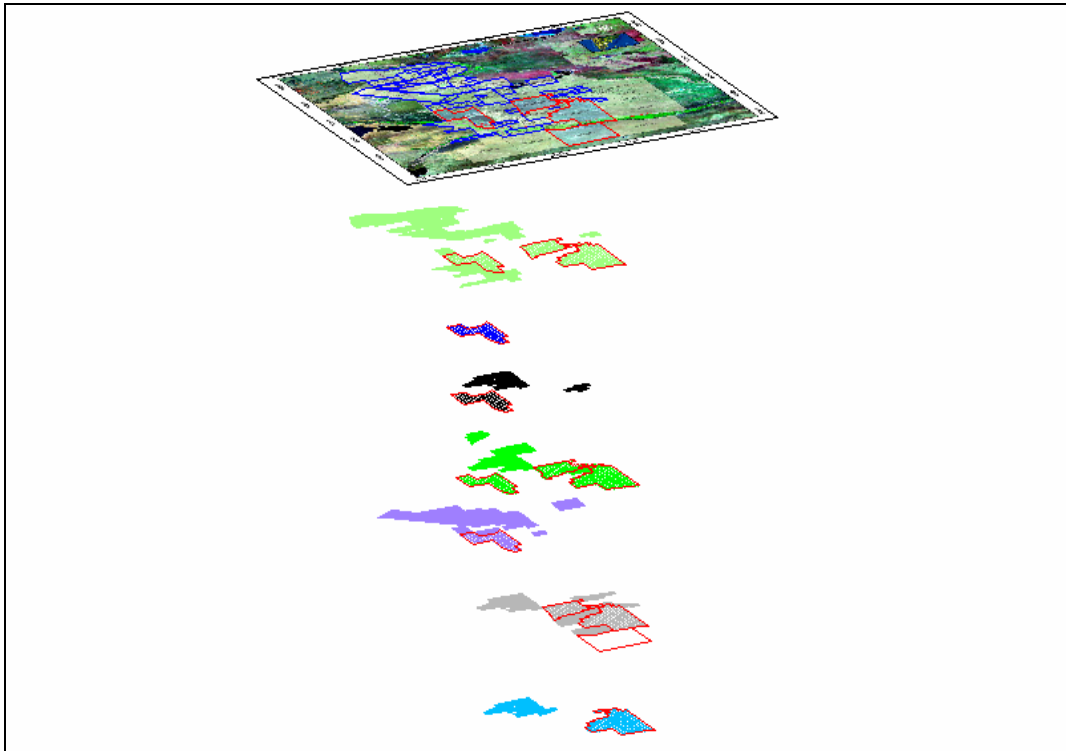


Figura No. 15 Distribución de las Áreas de Campos Productores en el Subsuelo y Áreas de Campos en Estudio, indicadas en color rojo.

Conociendo que existe una similitud entre los campos vecinos productores y campos en estudio, se puede decir que deben existir hidrocarburos en estas áreas, las cuales deben estar asociadas a un riesgo exploratorio, que se determina mediante la asignación de probabilidades de éxito a cada sistema petrolero asociado con el prospecto. En general; estas probabilidades se basan en el conocimiento y experiencia acerca del funcionamiento de los sistemas petroleros, la utilización de analogías y la realización de estudios geológicos y geofísicos especializados. Este procedimiento tiene cierto grado de subjetividad, dado que no se posee suficiente información para determinar el riesgo geológico y se necesita estimar el volumen de reservas en el área de los campos en estudio, se consultó con un experto en análisis de riesgo exploratorios geología (R. Yibirín, entrevista personal, abril 10, 2007), y se generaron dos preguntas, ¿cuál sería la ocurrencia de descubrir yacimientos en el área de estudio? y ¿de qué tamaño serían las reservas que contendría los yacimientos?. Para resolver las preguntas realizadas anteriormente, se recurrió primeramente a la Distribución de Poisson, distribución

que se utiliza frecuentemente donde surgen situaciones en las cuales los eventos ocurren a lo largo del tiempo, por ejemplo: ocurrencia de terremotos, personas que ingresan a un banco, emisiones de partículas por una fuente radiactiva, etc.

4.1.1 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en cada Campo a licitar

La Distribución de Poisson considera la ocurrencia en el tiempo o espacio de eventos o incidentes que satisfacen las siguientes condiciones:

1. La probabilidad de un incidente en un intervalo corto de tiempo o espacio h , es proporcional a h :

$$p = \lambda h$$

2. La probabilidad de dos o más incidentes en un corto intervalo h es despreciable respecto a λh .

3. El número de incidentes en un intervalo es independiente del número de incidentes en cualquier otro intervalo no sobre puesto al primero.

Bajo estas condiciones, la probabilidad de x incidentes en un intervalo t viene dada por:

$$P(x) = ((\lambda t)^x) * (e^{-\lambda t}) / x! , x = 0,1,2,\dots$$

λ se interpreta como el número promedio de incidentes por unidad de tiempo o espacio.

Donde:

x : evento, número de yacimientos.

$P(x)$: probabilidad de que ocurre el evento x , probabilidad de que exista un yacimiento en un área t .

λ : media, valor esperado o promedio dentro del universo, número de yacimientos por Km^2 .

t: universo, área del campo en estudio.

Para la determinación de λ , t, y responder la pregunta ¿cuál sería la ocurrencia de descubrir yacimientos en el área de estudio?, se realizaron los siguientes pasos;

- 1) De las imágenes de la provincia de Río Negro se calculó el área de los campos vecinos productivos y en estudio utilizando el software AutoCAD,
- 2) Posteriormente con la información recopilada se generó la tabla 9, que contiene veinte y tres (23) campos productores de hidrocarburos dentro de la provincia de Río Negro y el número de yacimientos que contienen, así como también el área en kilómetros cuadrados de cada campo, también se generó la Figura No. 16, que es un histograma de frecuencia de estos datos,
- 3) Se determinó el promedio de yacimientos por kilómetros cuadrados en el área de Río Negro ($\lambda = 0,00947397$),

Tabla No 9 Área y Yacimientos por Campo Productivo – Provincia de Río Negro.

	Campo	No. de Yacimientos por Campo	Area (Km2)
Señal Picada-Punta Barda	1	9	795
Catriel Oeste	2	1	47
Centro Este	3	6	335
Barranca De Los Loros	4	2	165
25 de Mayo-Medianito SE	5	1	240
El Medianito	6	1	114
Jaguel De Los Machos	7	2	320
El Santiagueño	8	7	616
Entre Lomas	9	1	728
Bajo Del Piche	10	2	78
Agua Salada	11	4	632
Estación Fernández Oro	12	1	193
Flor De Roca	13	1	296
Río Neuquén	14	1	730
Estancia Vieja	15	1	79
Puesto Flores	16	4	101
Puesto Prado	17	1	61
Loma Negra	18	12	287
La Yesera	19	1	69
Las Bases	20	2	152
Blanco De Los Olivos	21	1	54
Rinconada	22	1	339
Loma Montosa Oeste	23	1	219

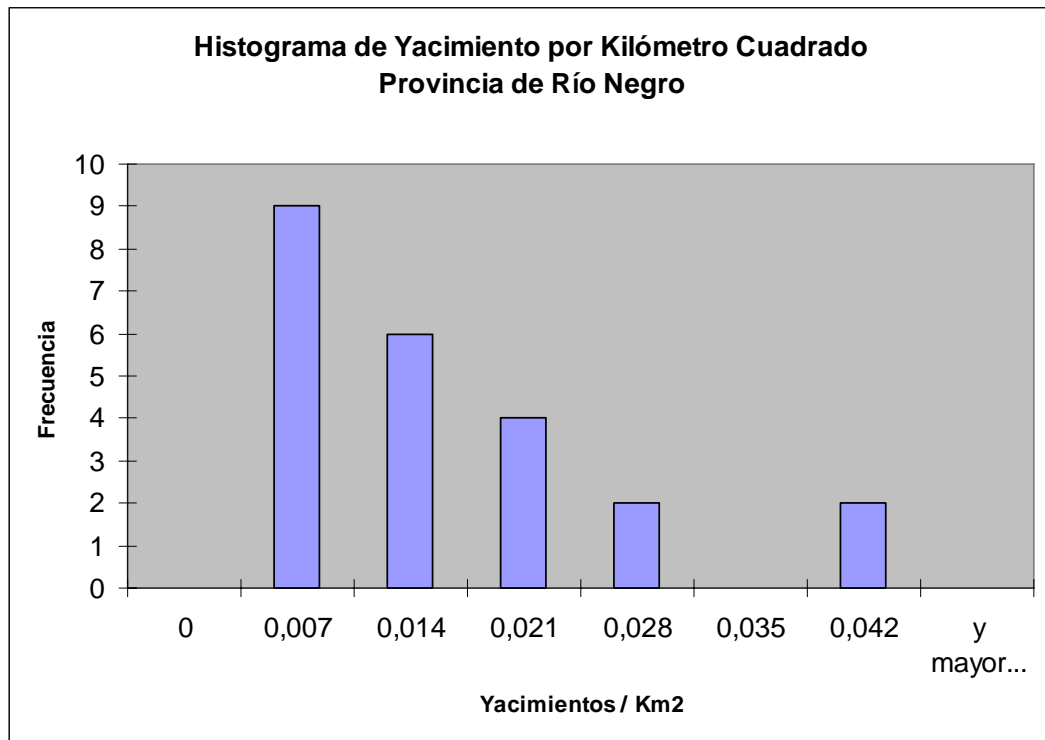


Figura No. 16 Histograma de Yacimientos por Kilómetro Cuadrado en la Provincia de Río Negro.

4) Con el valor esperado (λ), las áreas de los campos en estudio y el Software Crystal Ball, se generó utilizando la Distribución de Poisson (ver Figura No. 17), un Histograma y Función Complementaria de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en las diferentes áreas en estudio, mediante Simulación Monte Carlo;

Tabla No 10 Área de Campos en Estudio – Provincia de Río Negro.

	Area	Km2
Cinco Saltos	A	603
Loma Kauffman	B	1092
Laguna El Loro	C	499
Laguna De Piedra	D	991

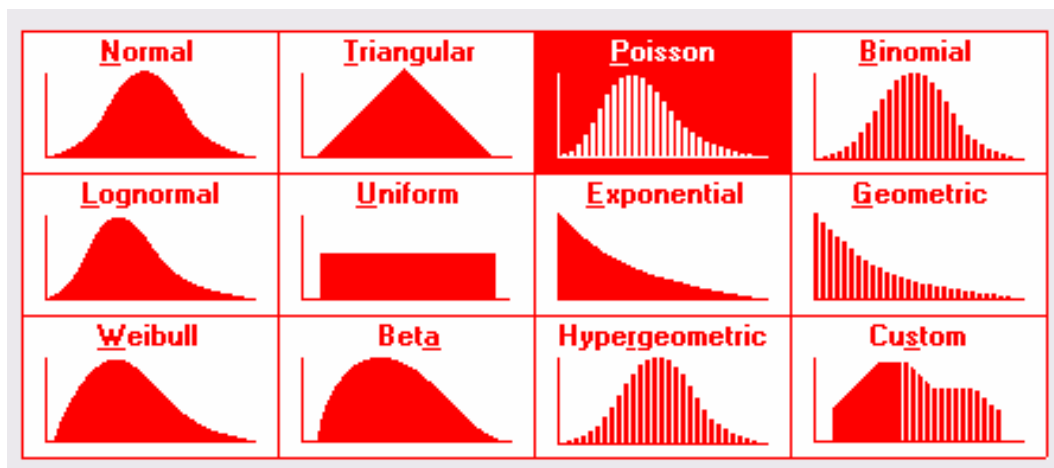


Figura No. 17 Distribuciones que utiliza Crystal Ball.

4.1.1.1 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en Cinco Saltos

La simulación de Monte Carlo generó un histograma de frecuencia que se ajusta a la distribución de Poisson (ver Figura No. 18), donde se observa una leve mente que los datos más representativos se encuentran del lado izquierdo de la media, con una media o valor esperado de 5,71 yacimientos para Cinco Saltos que contiene un área de 603 kilómetros cuadrados; la función complementaria de probabilidad (ver Figura No. 19) muestra la probabilidad de éxito de encontrar yacimientos dentro de Cinco Saltos, dando valores de percentiles $P(10) = 9$, $P(50) = 6$, $P(90) = 30$; estos valores también se pueden apreciar en la Tabla No. 11.

Los percentiles indican la probabilidad de obtener un número mayor al indicado, por ejemplo, percentil 10 ó $P(10)$ es igual a 9, indica que existe una probabilidad del 10% que exista en esta área un valor mayor a 9 yacimientos de hidrocarburos; estas probabilidades son basadas en la información suministrada al simulador.

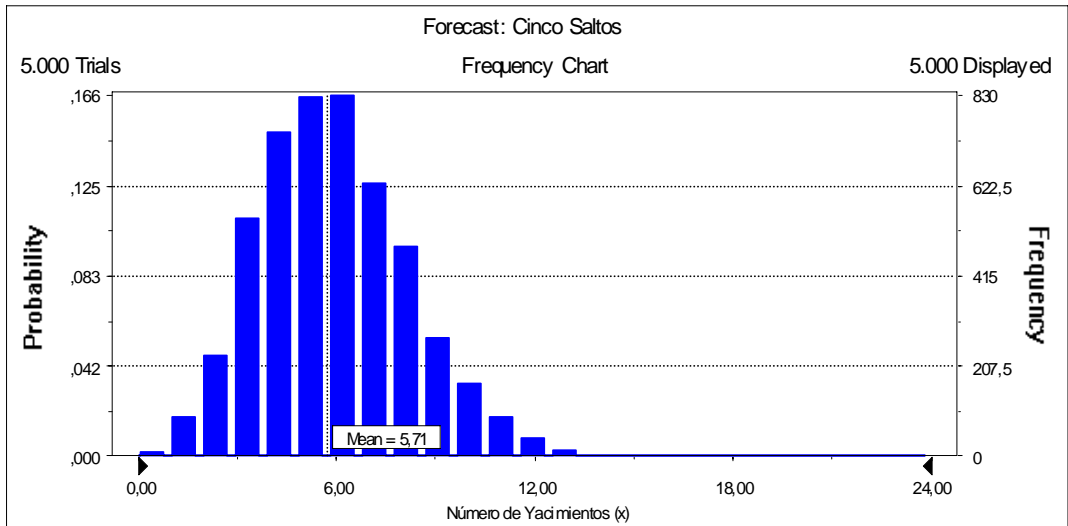


Figura No. 18 Histograma de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Cinco Saltos.

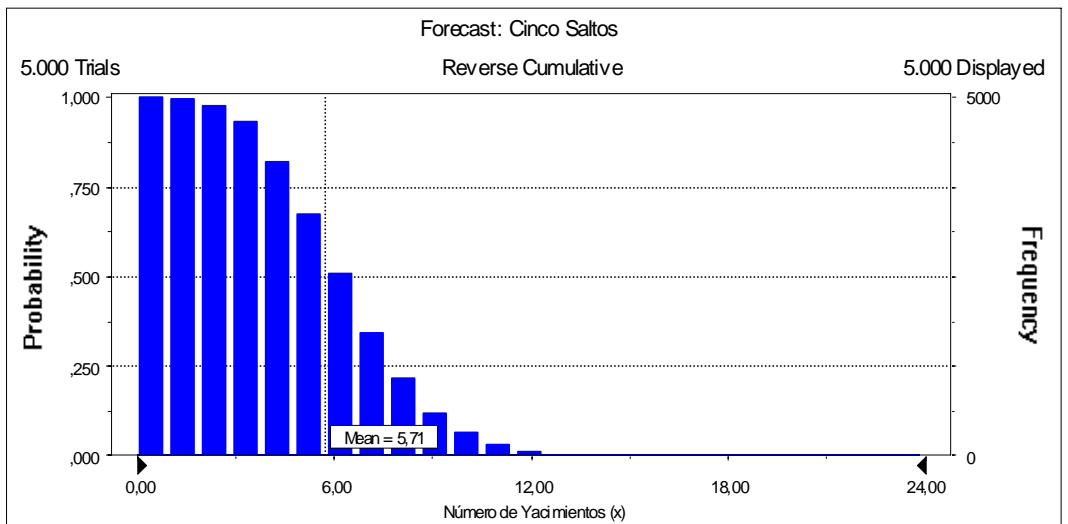


Figura No. 19 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Cinco Saltos, $P(X > x)$

Tabla No. 11 Percentiles para la ocurrencia de yacimientos en el Área de Cinco Saltos.

Percentiles	Número de Yacimientos (x)
0%	19,00
10%	9,00
20%	8,00
30%	7,00
40%	6,00
50%	6,00
60%	5,00
70%	4,00
80%	4,00
90%	3,00
100%	-

4.1.1.2 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en Loma Kauffman

Para el área de Loma Kauffman que contiene 1092 kilómetros cuadrados, la simulación Monte Carlo arrojó un valor esperado de 10,3 yacimientos a descubrir, como se muestra en la Figura No. 20.

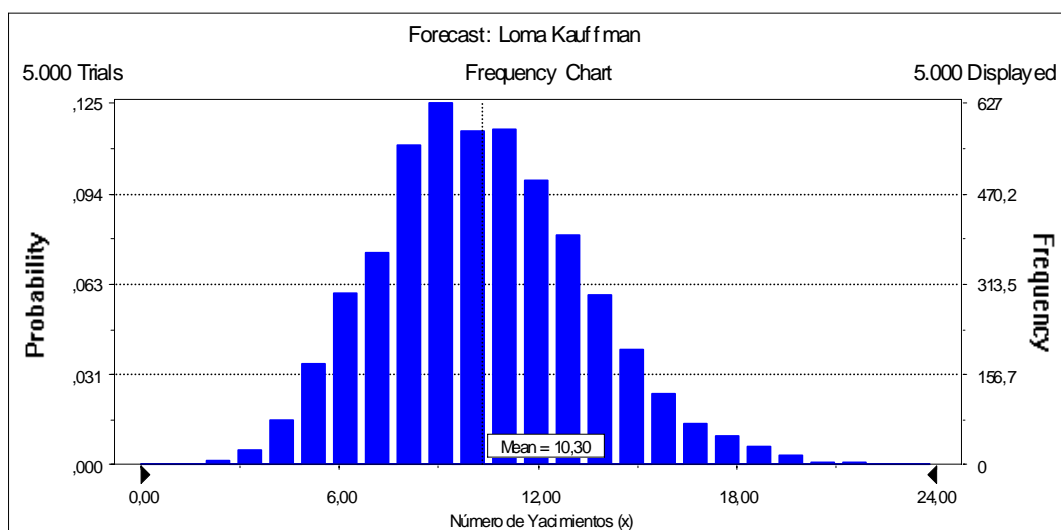


Figura No. 20 Histograma de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Loma Kauffman.

La siguiente figura representa la función complementaria de probabilidad generada para esta área, la cual arrojó percentiles de 10, 50 y 90 igual a 15, 10 y 6 yacimientos a descubrir, como se observa en la Tabla No. 12.

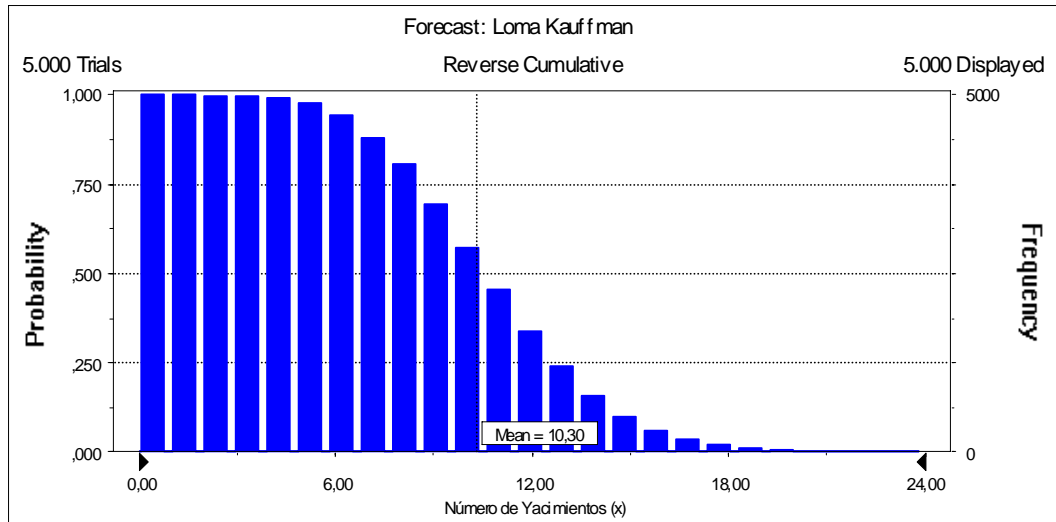


Figura No. 21 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Loma Kauffman, $P(X>x)$

Tabla No. 12 Percentiles para la ocurrencia de yacimientos en el Área de Loma Kauffman.

Percentiles	Número de Yacimientos (x)
0%	22,00
10%	15,00
20%	13,00
30%	12,00
40%	11,00
50%	10,00
60%	9,00
70%	8,00
80%	8,00
90%	6,00
100%	1,00

4.1.1.3 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en Laguna El Loro

Laguna El Loro tiene un área de 499 kilómetros cuadrados, y la simulación de Monte Carlo indica un valor esperado de ocurrencia de descubrir un número de yacimientos igual a 4,77; el histograma de probabilidad de ocurrencia de yacimientos dentro de esta área se puede observar en la Figura No. 22.

La función complementaria de probabilidad (ver Figura No. 23) generada para esta área, presentó percentiles de 10, 50 y 90 igual a 8, 5 y 2 yacimientos a descubrir, como se observa en la Tabla No. 13.

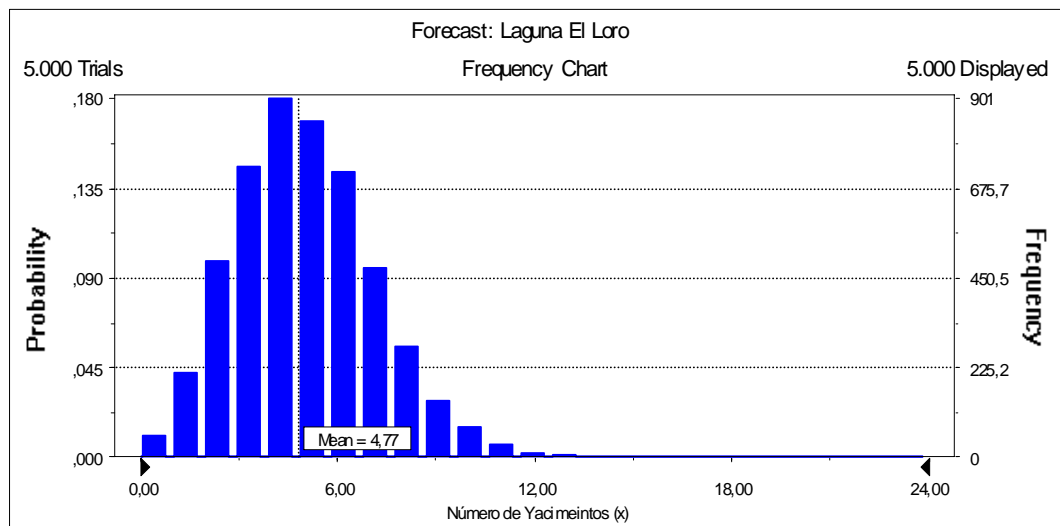


Figura No. 22 Histograma de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna El Loro.

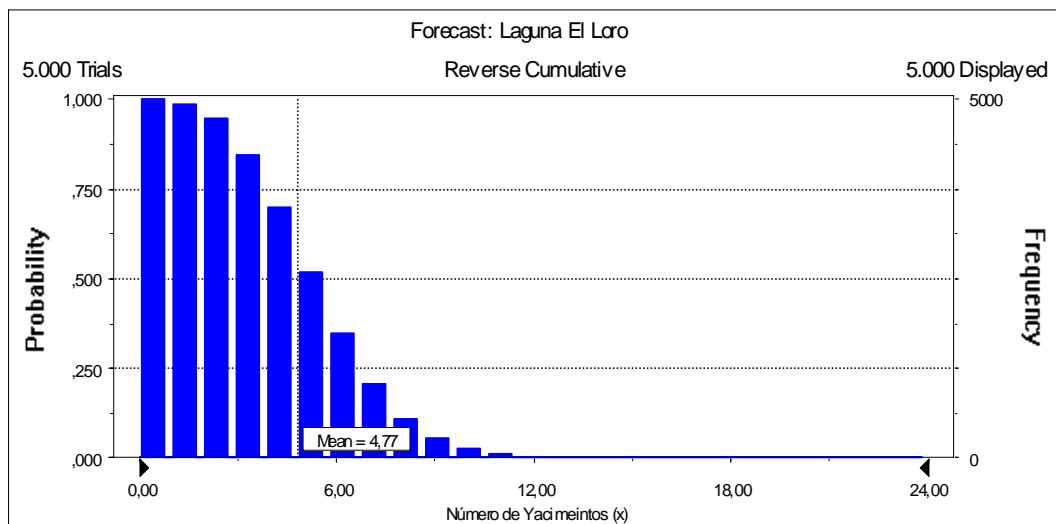


Figura No. 23 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna El Loro, $P(X>x)$

Tabla No. 13 Percentiles para la ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna El Loro.

Percentiles	Número de Yacimientos (x)
0%	16,00
10%	8,00
20%	7,00
30%	6,00
40%	5,00
50%	5,00
60%	4,00
70%	4,00
80%	3,00
90%	2,00
100%	-

4.1.1.4 Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en Laguna De Piedra

El histograma de probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el área de Laguna De Piedra que se muestra en la Figura No. 24, e indica que el valor esperado de

9,83 yacimientos a ser descubiertos dentro de un área de 991 kilómetros cuadrados, área de Laguna De Piedra. En la Figura No. 25 y Tabla No. 14, se pueden apreciar los percentiles generados por la simulación de Monte Carlo. Para esta área, la simulación indica probabilidades iguales a cero para ocurrencia de yacimientos mayores a 21.

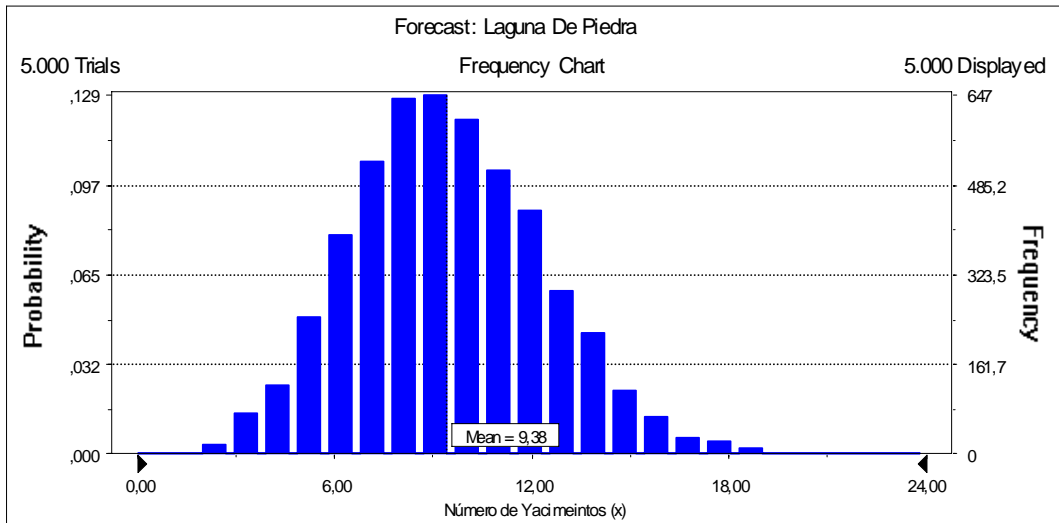


Figura No. 24 Histograma de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna De Piedra.

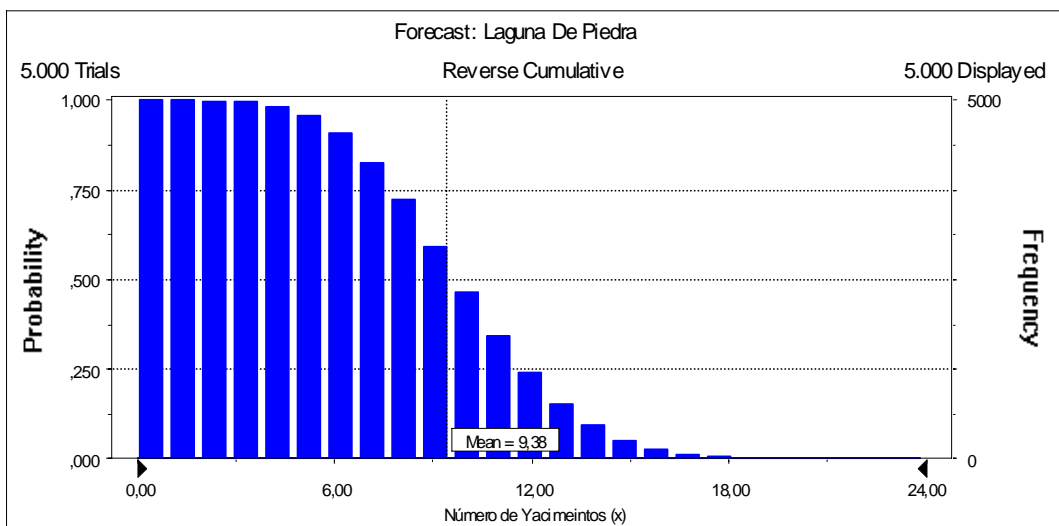


Figura No. 25 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna De Piedra, $P(X>x)$

Tabla No. 14 Percentiles para la ocurrencia de yacimientos en el Área de Laguna De Piedra.

Percentiles	Número de Yacimientos (x)
0%	21,00
10%	13,00
20%	12,00
30%	11,00
40%	10,00
50%	9,00
60%	8,00
70%	8,00
80%	7,00
90%	6,00
100%	1,00

4.1.2 Probabilidad de los Volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de los Campos a licitar

Luego de obtener la distribución de probabilidades de ocurrencia de descubrimiento de yacimientos en las áreas de estudio, se procedió a darle respuesta la segunda pregunta planteada inicialmente ¿de qué tamaño serían las reservas que contendrían los yacimientos?; para responder dicha pregunta se creó una distribución de probabilidades basada en las reservas iniciales de los yacimientos vecinos a las áreas en estudio.

Para la generar la distribución de probabilidades se realizaron los siguientes pasos:

- 1) Se recopiló información de producción de petróleo y gas natural desde los inicios de la producción en Argentina hasta el 2005 (Ver Tabla No. 2),
- 2) Se determinó la producción acumulada durante el período 1911 – 2005,

- 3) La producción acumulada se agregó a las reservas comprobadas de la República de Argentina para el 31 de diciembre de 2005 (Ver Tabla No. 15), determinando de esta forma las reservas iniciales aproximadas de Argentina,

Tabla No. 15 Reservas Iniciales Aproximadas de Argentina.

Argentina	
Total Producción Acumulada de Petróleo 1911-2005 (Mm³):	1 421 185,0
Total Producción Acumulada de Gas Natural 1911-2005 (MMm³):	1 026 334,0
Total de Reservas Comprobadas de Petróleo al 31/12/2005 (Mm³)	349 096,4
Total de Reservas Comprobadas de Gas al 31/12/2005 (MMm³)	438 950,8
Reservas Iniciales de Petróleo Aproximado (Mm³)	1 770 281,4
Reservas iniciales de Gas Natural Aproximado (MMm³)	1 465 284,8
% de Petróleo Producido	80,28%
% de Gas Natural Producido	70,04%

- 4) Se determinó el porcentaje que representaba la producción acumulada, respecto de las reservas iniciales aproximadas de Argentina, y se asumió este porcentaje como el porcentaje de producción para todos los yacimientos y así, poder calcular las reservas iniciales aproximadas de Petróleo y Gas Natural de la Cuenca de Neuquina, y de la Provincia de Río Negro (Ver Tablas No. 16, 17, 18 y 19), basados los valores de las reservas comprobadas para la cuenca y la provincia (Ver Tablas No. 1).

Tabla No. 16 Reservas Iniciales Aproximadas de Cuenca de Neuquén.

Cuenca Neuquén	
Total de Reservas Comprobadas de Petróleo al 31/12/2005 (Mm³)	118 065,8
Total de Reservas Comprobadas de Gas al 31/12/2005 (MMm³)	204 682,9
Reservas Iniciales de Petróleo Aproximado (Mm³)	590 329,0
Reservas Iniciales de Petróleo Aproximado (MBBL)	3 713 057,7
Reservas Iniciales de Gas Natural Aproximado (MMm³)	682 276,3
Reservas Iniciales de Gas Natural Aproximado (MMpie³)	24 094 361,3
Reservas Iniciales de Gas Natural Aproximado (Mbeq)	4 291 070,6
Reservas Iniciales de Hidrocarburos (Mbep)	8 004 128,3
% de Petróleo de las Reservas Iniciales de Hidrocarburos Equivalentes	46,39%
Reservas Iniciales de Petróleo: 33.34% de Argentina	
Reservas Iniciales de Gas: 46.56% de Argentina	
Reservas Iniciales de Hidrocarburos: 0.06% de la Generación de la Cuenca Neuquén	

**Tabla No. 17 Reservas Iniciales Aproximadas de los Campos Productores de Hidrocarburos
de la Provincia de Río Negro en metros cúbicos.**

Provincia de Río Negro					
Campo	No. de Yacimientos por Campo	RESERVAS COMPROBADAS		Reservas Iniciales Aproximadas	
		PETROLEO (Mm3)	GAS NATURAL (MM m3)	PETROLEO (Mm3)	GAS NATURAL (MM m3)
1	9	3 535,0	37,0	17 675,0	123,3
2	1	2 119,0	236,0	10 595,0	786,7
3	6	337,0	135,5	1 685,0	451,7
4	2	29,0	2,0	145,0	6,7
5	1	3 065,0	165,0	15 325,0	550,0
6	1	322,0	0,0	1 610,0	0,0
7	2	579,0	263,0	2 895,0	876,7
8	7	207,8	41,0	1 038,9	136,7
9	1	6 240,0	1 699,0	31 200,0	5 663,3
10	2	165,0	39,0	825,0	130,0
11	4	153,0	239,0	765,0	796,7
12	1	307,6	111,8	1 538,0	372,7
13	1	25,0	0,0	125,0	0,0
14	1	76,0	473,0	380,0	1 576,7
15	1	16,0	4,0	80,0	13,3
16	4	6,0	0,0	30,0	0,0
17	1	4,0	0,0	20,0	0,0
18	12	1 898,0	153,0	9 490,0	510,0
19	1	123,0	126,0	615,0	420,0
20	2	1,0	11,0	5,0	36,7
21	1	14,0	0,0	70,0	0,0
22	1	86,2	147,4	431,0	491,3
23	1	3,0	55,3	15,0	184,3
Total	63	19 311,6	3 938,0	96 557,9	13 126,7
Reservas Iniciales de Petróleo: 16.35% de la Cuenca Neuquén					
Reservas Iniciales de Gas: 1.90% de la Cuenca Neuquén					

**Tabla No. 18 Reservas Iniciales Aproximadas de los Campos Productores de Hidrocarburos
de la Provincia de Río Negro en barriles equivalentes.**

Provincia de Río Negro		RESERVAS COMPROBADAS		Reservas Iniciales Aproximadas		Reservas Iniciales Equivalentes
Campo	No. de Yacimientos por Campo	PETROLEO (MBBL)	GAS NATURAL (MM pie3)	PETROLEO (MBBL)	GAS NATURAL (MM pie3)	Hidrocarburo (Mbep)
1	9	22 234,5	1 306,6	111 172,4	4 355,5	111 948,1
2	1	13 328,1	8 334,3	66 640,5	27 780,9	71 588,2
3	6	2 119,7	4 785,1	10 598,3	15 950,5	13 439,0
4	2	182,4	70,6	912,0	235,4	954,0
5	1	19 278,3	5 826,9	96 391,4	19 423,1	99 850,5
6	1	2 025,3	0,0	10 126,6	0,0	10 126,6
7	2	3 641,8	9 287,8	18 209,0	30 959,2	23 722,7
8	7	1 306,9	1 447,9	6 534,5	4 826,3	7 394,0
9	1	39 248,4	59 999,6	196 242,1	199 998,7	231 860,7
10	2	1 037,8	1 377,3	5 189,1	4 590,9	6 006,7
11	4	962,3	8 440,2	4 811,7	28 134,0	9 822,2
12	1	1 934,7	3 948,2	9 673,7	13 160,6	12 017,6
13	1	157,2	0,0	786,2	0,0	786,2
14	1	478,0	16 703,8	2 390,1	55 679,5	12 306,3
15	1	100,6	141,3	503,2	470,9	587,0
16	4	37,7	0,0	188,7	0,0	188,7
17	1	25,2	0,0	125,8	0,0	125,8
18	12	11 938,1	5 403,1	59 690,3	18 010,5	62 897,9
19	1	773,6	4 449,6	3 868,2	14 832,2	6 509,8
20	2	6,3	388,5	31,4	1 294,9	262,1
21	1	88,1	0,0	440,3	0,0	440,3
22	1	542,2	5 205,4	2 710,9	17 351,3	5 801,1
23	1	18,9	1 952,9	94,3	6 509,7	1 253,7
Total	63	121 466,2	139 069,2	607 330,9	463 563,9	689 889,0
Yacimientos por Kilómetro Cuadrado Promedio:					0,00947	
% de Petróleo de las Reservas Iniciales de Hidrocarburos Equivalentes:					88,03%	
Reservas Iniciales de Hidrocarburos: 8.6% de la Cuenca Neuquén						

Tabla No. 19 Reservas Iniciales Aproximadas de los Yacimientos Productores de Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro en barriles equivalentes.

Provincia de Río Negro										
Campo	No. de Yacimientos por Campo	RESERVAS COMPROBADAS		Reservas Iniciales Aproximadas		RESERVAS COMPROBADAS		Reservas Iniciales Aproximadas		Reservas Iniciales Equivalentes
		PETROLEO (Mm ³)	GAS NATURAL (MM m ³)	PETROLEO (Mm ³)	GAS NATURAL (MM m ³)	PETROLEO (MBBL)	GAS NATURAL (MM pie ³)	PETROLEO (MBBL)	GAS NATURAL (MM pie ³)	Hidrocarburo (Mbp)
1	1,1	1 501,0	13,0	7 505,0	43,3	9 441,0	459,1	47 205,0	1 530,3	47 477,6
	1,2	260,0	2,0	1 300,0	6,7	1 635,4	70,6	8 176,8	235,4	8 218,7
	1,3	280,0	1,5	1 400,0	5,0	1 761,1	53,0	8 805,7	176,6	8 837,2
	1,4	300,0	1,0	1 500,0	3,3	1 886,9	35,3	9 434,7	117,7	9 455,7
	1,5	150,0	2,5	750,0	8,3	943,5	88,3	4 717,4	294,3	4 769,8
	1,6	156,0	1,0	780,0	3,3	981,2	35,3	4 906,1	117,7	4 927,0
	1,7	200,0	3,2	1 000,0	10,7	1 258,0	113,0	6 289,8	376,7	6 356,9
	1,8	539,0	8,8	2 695,0	29,3	3 390,2	310,8	16 951,0	1 035,9	17 135,5
	1,9	150,0	4,0	750,0	13,3	943,5	141,3	4 717,4	470,9	4 801,2
2	2,1	2 119,0	236,0	10 595,0	786,7	13 328,1	8 334,3	66 640,5	27 780,9	71 588,2
3	3,1	168,0	48,9	840,0	163,0	1 056,7	1 726,9	5 283,4	5 756,3	6 308,6
	3,2	6,0	0,6	30,0	2,0	37,7	21,2	188,7	70,6	201,3
	3,3	155,0	39,3	775,0	131,0	974,9	1 387,9	4 874,6	4 626,2	5 698,5
	3,4	5,0	0,0	25,0	0,0	31,4	0,0	157,2	0,0	157,2
	3,5	2,0	0,0	10,0	0,0	12,6	0,0	62,9	0,0	62,9
	3,6	1,0	46,7	5,0	155,7	6,3	1 649,2	31,4	5 497,3	1 010,5
4	4,1	19,0	1,0	95,0	3,3	119,5	35,3	597,5	117,7	618,5
	4,2	10,0	1,0	50,0	3,3	62,9	35,3	314,5	117,7	335,5
5	5,1	3 065,0	165,0	15 325,0	550,0	19 278,3	5 826,9	96 391,4	19 423,1	99 850,5
6	6,1	322,0	0,0	1 610,0	0,0	2 025,3	0,0	10 126,6	0,0	10 126,6
7	7,1	349,0	105,0	1 745,0	350,0	2 195,1	3 708,0	10 975,7	12 360,1	13 177,0
	7,2	230,0	158,0	1 150,0	526,7	1 446,7	5 579,7	7 233,3	18 599,1	10 545,7

Provincia de Río Negro

Campo	No. de Yacimientos por Campo	RESERVAS COMPROBADAS		Reservas Iniciales Aproximadas		RESERVAS COMPROBADAS		Reservas Iniciales Aproximadas		Reservas Iniciales Equivalentes
		PETROLEO (Mm ³)	GAS NATURAL (MM m ³)	PETROLEO (Mm ³)	GAS NATURAL (MM m ³)	PETROLEO (MBBL)	GAS NATURAL (MM pie ³)	PETROLEO (MBBL)	GAS NATURAL (MM pie ³)	Hidrocarburo (Mbep)
8	8,1	57,8	16,0	288,9	53,3	363,4	565,0	1 817,1	1 883,4	2 152,6
	8,2	20,0	4,0	100,0	13,3	125,8	141,3	629,0	470,9	712,8
	8,3	20,0	3,0	100,0	10,0	125,8	105,9	629,0	353,1	691,9
	8,4	25,0	5,0	125,0	16,7	157,2	176,6	786,2	588,6	891,0
	8,5	40,0	4,0	200,0	13,3	251,6	141,3	1 258,0	470,9	1 341,8
	8,6	30,0	7,0	150,0	23,3	188,7	247,2	943,5	824,0	1 090,2
	8,7	15,0	2,0	75,0	6,7	94,3	70,6	471,7	235,4	513,7
9	9,1	6 240,0	1 699,0	31 200,0	5 663,3	39 248,4	59 999,6	196 242,1	199 998,7	231 860,7
10	10,1	85,0	23,0	425,0	76,7	534,6	812,2	2 673,2	2 707,5	3 155,4
	10,2	80,0	16,0	400,0	53,3	503,2	565,0	2 515,9	1 883,4	2 851,4
11	11,1	30,0	161,0	150,0	536,7	188,7	5 685,7	943,5	18 952,2	4 318,8
	11,2	9,0	6,0	45,0	20,0	56,6	211,9	283,0	706,3	408,8
	11,3	109,0	72,0	545,0	240,0	685,6	2 542,7	3 427,9	8 475,5	4 937,4
	11,4	4,0	0,0	20,0	0,0	25,2	0,0	125,8	0,0	125,8
12	12,1	307,6	111,8	1 538,0	372,7	1 934,7	3 948,2	9 673,7	13 160,6	12 017,6
13	13,1	25,0	0,0	125,0	0,0	157,2	0,0	786,2	0,0	786,2
14	14,1	76,0	473,0	380,0	1 576,7	478,0	16 703,8	2 390,1	55 679,5	12 306,3
15	15,1	16,0	4,0	80,0	13,3	100,6	141,3	503,2	470,9	587,0
16	16,1	2,0	0,0	10,0	0,0	12,6	0,0	62,9	0,0	62,9
	16,2	1,0	0,0	5,0	0,0	6,3	0,0	31,4	0,0	31,4
	16,3	1,0	0,0	5,0	0,0	6,3	0,0	31,4	0,0	31,4
	16,4	2,0	0,0	10,0	0,0	12,6	0,0	62,9	0,0	62,9
17	17,1	4,0	0,0	20,0	0,0	25,2	0,0	125,8	0,0	125,8
18	18,1	21,0	2,0	105,0	6,7	132,1	70,6	660,4	235,4	702,4

Provincia de Río Negro										
Campo	No. de Yacimientos por Campo	RESERVAS COMPROBADAS		Reservas Iniciales Aproximadas		RESERVAS COMPROBADAS		Reservas Iniciales Aproximadas		Reservas Iniciales Equivalentes
		PETROLEO (Mm ³)	GAS NATURAL (MM m ³)	PETROLEO (Mm ³)	GAS NATURAL (MM m ³)	PETROLEO (Mm ³)	GAS NATURAL (MM m ³)	PETROLEO (Mm ³)	GAS NATURAL (MM m ³)	Hidrocarburo (Mm ³)
	18,2	27,0	3,0	135,0	10,0	169,8	105,9	849,1	353,1	912,0
	18,3	16,0	1,0	80,0	3,3	100,6	35,3	503,2	117,7	524,1
	18,4	25,0	1,0	125,0	3,3	157,2	35,3	786,2	117,7	807,2
	18,5	100,0	10,0	500,0	33,3	629,0	353,1	3 144,9	1 177,2	3 354,6
	18,6	82,0	8,0	410,0	26,7	515,8	282,5	2 578,8	941,7	2 746,5
	18,7	271,0	26,0	1 355,0	86,7	1 704,5	918,2	8 522,7	3 060,6	9 067,8
	18,8	250,0	25,0	1 250,0	83,3	1 572,5	882,9	7 862,3	2 942,9	8 386,4
	18,9	3,0	0,0	15,0	0,0	18,9	0,0	94,3	0,0	94,3
	18,10	1,0	39,0	5,0	130,0	6,3	1 377,3	31,4	4 590,9	849,1
	18,11	602,0	23,0	3 010,0	76,7	3 786,5	812,2	18 932,3	2 707,5	19 414,5
	18,12	500,0	15,0	2 500,0	50,0	3 144,9	529,7	15 724,5	1 765,7	16 039,0
19	19,1	123,0	126,0	615,0	420,0	773,6	4 449,6	3 868,2	14 832,2	6 509,8
20	20,1	0,0	11,0	0,0	36,7	0,0	388,5	0,0	1 294,9	230,6
	20,2	1,0	0,0	5,0	0,0	6,3	0,0	31,4	0,0	31,4
21	21,1	14,0	0,0	70,0	0,0	88,1	0,0	440,3	0,0	440,3
22	22,1	86,2	147,4	431,0	491,3	542,2	5 205,4	2 710,9	17 351,3	5 801,1
23	23,1	3,0	55,3	15,0	184,3	18,9	1 952,9	94,3	6 509,7	1 253,7
Total	63	19 311,6	3 938,0	96 557,9	13 126,7	121 466,2	139 069,2	607 330,9	463 563,9	689 889,0

Para la conversión de metros cúbicos de gas a barriles equivalentes, se utilizaron las conversiones que se presentan en la Tabla No. 20:

Tabla No. 20 Conversión de Unidades Volumétricas.

Conversión de unidades Volumétricas	
1BBL = 0.158987294 m ³ 1m ³ = 6.28981077043 BBL	Petróleo
1pie ³ = 0.028316846 m ³ 1m ³ = 35.3146667215 pie ³	Gas
1bep = 5615 pie ³ GN 1tep = 7.5 bep	Equivalencia Calórica

Se compararon los valores de Eficiencia de Generación y Acumulación a nivel de cuencas para los sistemas petroleros vinculados a las tres rocas madres (Fm. Los Molles, Vaca Muerta y Agrio), reportados en el Simposio Frontera Exploratoria de la Argentina, con la eficiencia calculada partiendo de las reservas iniciales aproximadas de la Cuenca Neuquina, dando como resultado que el valor es aproximado al generado de los reportados en el Simposio (ver Tabla No. 21).

- 5) Con una función denominada “Batch Fit” del software denominado Crytal Ball se tomaron todos los valores de las reservas iniciales aproximadas en barriles equivalentes (ver Tabla No. 22), y se realizó una simulación Monte Carlo para determinar que tipo de distribución representaba la muestra de reservas iniciales aproximadas de los yacimientos productores en la Provincia de Río Negro. La muestra se ajustó a una distribución Lognormal como se muestra en la Figura No.26, coincidiendo con que gran número de fenómenos naturales (área de yacimiento, espesor neto, saturación de hidrocarburos, y volumen de hidrocarburos en un yacimiento, entre otros) se construyen mediante el producto de muchos factores y por lo tanto, las variables aleatorias asociadas tienen distribuciones Lognormal.

Tabla No. 21 Eficiencia de Generación y Acumulación en Cuenca Neuquén.

Roca Madre - Cuenca Neuquén	
Fm. Los Molles - Total Hidrocarburos Generados (Bkg)	500 000,0
Fm. Vaca Muerta - Total Hidrocarburos Generados (Bkg)	980 000,0
Agrio - Total Hidrocarburos Generados (Bkg)	110 000,0
Total Hidrocarburos Generados en Cuenca Neuquén (Bkg)	1 590 000,0
Total Hidrocarburos Generados en Cuenca Neuquén (BTon)	1 590,0
Total Hidrocarburos Generados en Cuenca Neuquén (Mbep)	11 925 000,0
Reservas Iniciales de Hidroc. Aprox. en Cuenca Neuquén (Mbep)	8004128,285
Eficiencia de Generación y Acumulación: <u>0.06%</u>	
Eficiencia de Generación y Acumulación "Simposio": <u>0.17%</u>	

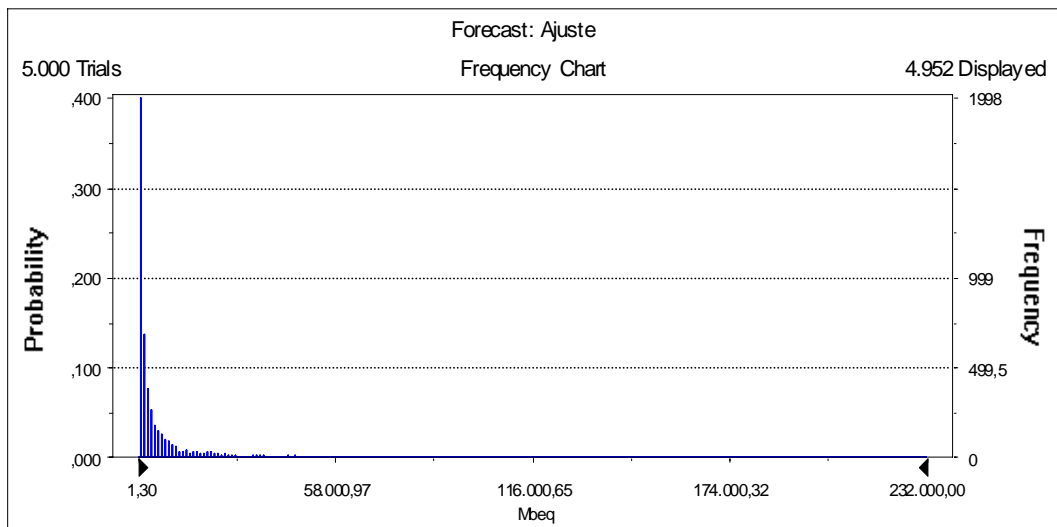


Figura No. 26 Ajuste de distribución de reservas iniciales de yacimientos productores de la Provincia de Río Negro.

- 6) Se determinó el promedio de reservas por yacimiento ($\bar{x} = \text{Reser}/\text{Yac} = 10950 \text{ Mbeq/yac}$), y la Desviación Estándar para medir la variación del conjunto de reservas por yacimiento ($s = ((\sum(x_i - \bar{x})^2)/(n-1))^{1/2} = 32604$).

Tabla No. 22 Valor Esperado de Reservas Iniciales de Hidrocarburos por Yacimiento Productivo y Desviación Estándar.

Campo	No. de Yacimientos por Campo	Hidrocarburo (Mbep)
1	1,1	47 477,6
	1,2	8 218,7
	1,3	8 837,2
	1,4	9 455,7
	1,5	4 769,8
	1,6	4 927,0
	1,7	6 356,9
	1,8	17 135,5
	1,9	4 801,2
2	2,1	71 588,2
3	3,1	6 308,6
	3,2	201,3
	3,3	5 698,5
	3,4	157,2
	3,5	62,9
	3,6	1 010,5
4	4,1	618,5
	4,2	335,5
5	5,1	99 850,5
6	6,1	10 126,6
7	7,1	13 177,0
	7,2	10 545,7
8	8,1	2 152,6
	8,2	712,8
	8,3	691,9
	8,4	891,0
	8,5	1 341,8
	8,6	1 090,2
	8,7	513,7
9	9,1	231 860,7
10	10,1	3 155,4
	10,2	2 851,4
11	11,1	4 318,8

Campo	No. de Yacimientos por Campo	Hidrocarburo (Mbep)
	11,2	408,8
	11,3	4 937,4
	11,4	125,8
12	12,1	12 017,6
13	13,1	786,2
14	14,1	12 306,3
15	15,1	587,0
16	16,1	62,9
	16,2	31,4
	16,3	31,4
	16,4	62,9
17	17,1	125,8
18	18,1	702,4
	18,2	912,0
	18,3	524,1
	18,4	807,2
	18,5	3 354,6
	18,6	2 746,5
	18,7	9 067,8
	18,8	8 386,4
	18,9	94,3
	18,10	849,1
	18,11	19 414,5
	18,12	16 039,0
19	19,1	6 509,8
20	20,1	230,6
	20,2	31,4
21	21,1	440,3
22	22,1	5 801,1
23	23,1	1 253,7
Total	63	689 889,0
Promedio Reser / Yac =		10 950,6
Desv Estandar =		32604,27228

7) Con el promedio de reservas iniciales aproximadas por yacimiento, la desviación estándar y el Software Crystal Ball, se generó utilizando la Distribución de Lognormal, un Histograma y Función Complementaria de Probabilidad de los Volúmenes de Hidrocarburos que podría contener un yacimiento dentro de las diferentes áreas en estudio.

La simulación determinó que el valor esperado de hidrocarburos que podría contener un yacimiento dentro de las áreas en estudio es de 10.794,93 Mbeq como se muestra en la Figura No. 27, y una probabilidad para volúmenes mayores de 23.879,25 Mbeq del 10%, como se puede observar en la Figura No. 28 y la Tabla No. 23.

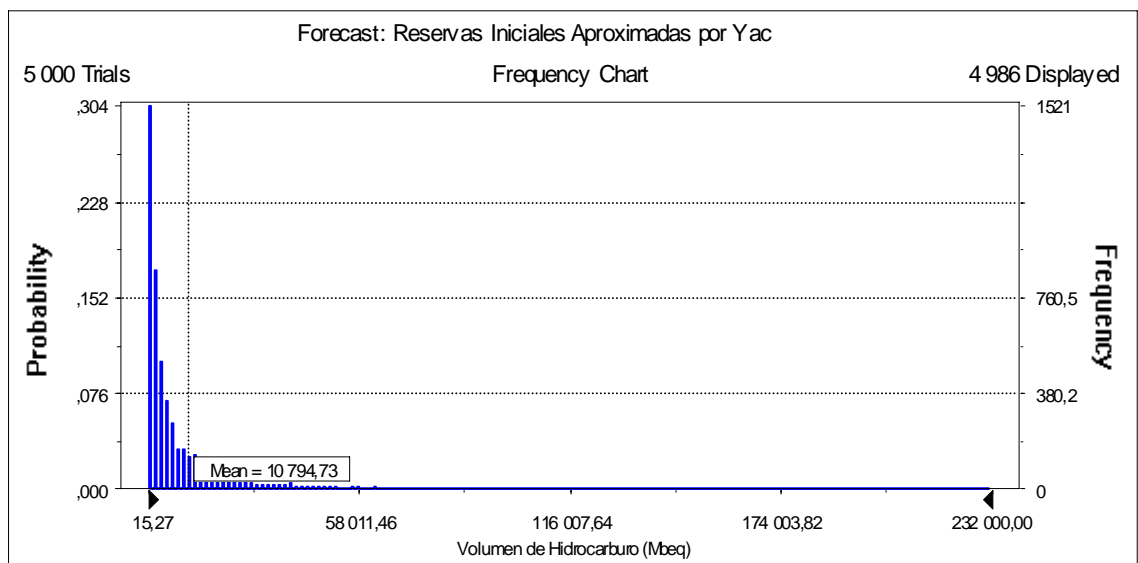


Figura No. 27 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de las Áreas en Estudio.

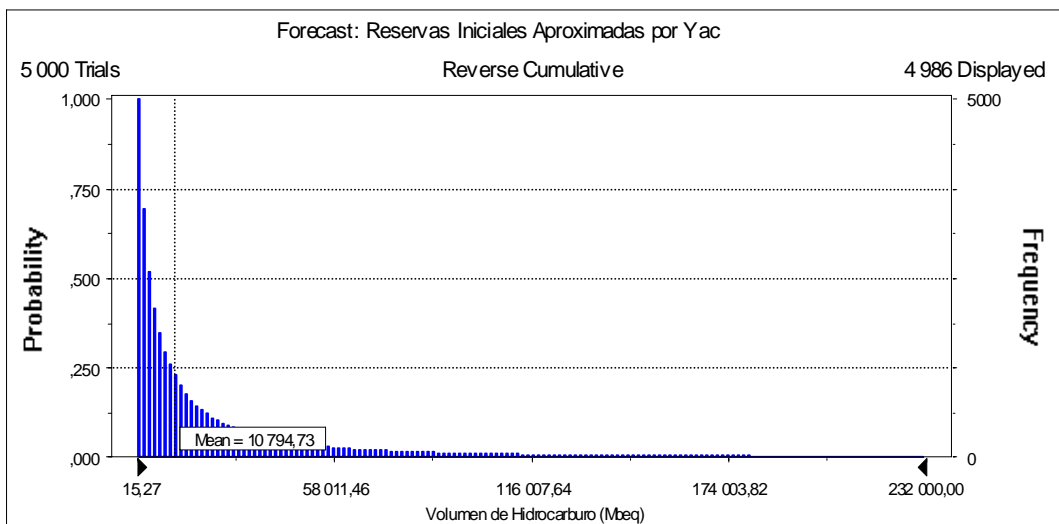


Figura No. 28 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de las Áreas en Estudio, $P(X>x)$

Tabla No. 23 Percentiles para Volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de las Áreas en Estudio.

Percentiles:

<u>Percentil</u>	<u>Volumen de Hidrocarburo (Mbeq)</u>
100%	15,27
90%	503,49
75%	1 255,31
50%	3 380,57
25%	9 820,85
10%	23 879,25
0%	980 303,27

4.1.3 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en los Campos a licitar

Posterior a la obtención de la distribución de probabilidades de ocurrencia de descubrimiento de yacimientos en las áreas de estudio, y la distribución de probabilidades de los volúmenes que podría contener un yacimiento dentro de las áreas en estudio, hubo la necesidad de desarrollar una ecuación que describiese un resultado dando valores de ambas situaciones con variables aleatorias (¿cuál sería la ocurrencia de descubrir yacimientos en el área de estudio? y ¿de qué tamaño serían las reservas que contendrían los yacimientos?), esta ecuación representaría una Función de Distribución Conjunta, la cual se realizó con el Software Excel, luego se ejecutó la simulación Monte Carlo con el Software Crystal Ball, para obtener una Distribución que representase ambas situaciones; para la primera situación se utilizó la distribución de Poisson y para la segunda, Lognormal.

Para nuestro caso la Función de Distribución Conjunta representa la probabilidad de que exista yacimiento o yacimientos, y si existe, cuál es el volumen de hidrocarburo que contiene o contienen; lo que en definitiva se traduce a ¿Cuál es la Probabilidad de encontrar cierto Volumen de Hidrocarburo en el Área en Estudio?.

A continuación se presenta un Histograma y Función Complementaria, Percentiles de Probabilidad de los Volúmenes de Hidrocarburos que podrían encontrarse en cada área en estudio.

4.1.3.1 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en Cinco Saltos

Para Cinco Saltos, la simulación de Monte Carlo generó, un histograma de frecuencia que se ajusta a la distribución de Poisson (ver Figura No. 29), con una media o valor esperado de 60.942 Mbeq; la función complementaria de probabilidad (ver Figura No. 30) la cual muestra la probabilidad de éxito de

encontrar volúmenes de hidrocarburos de Cinco Saltos, dando valores de percentiles $P(10) = 130.852$ Mbeq, $P(50) = 40.328$ Mbeq, $P(90) = 9.666$ Mbeq; estos valores también se pueden apreciar en la Tabla No. 24.

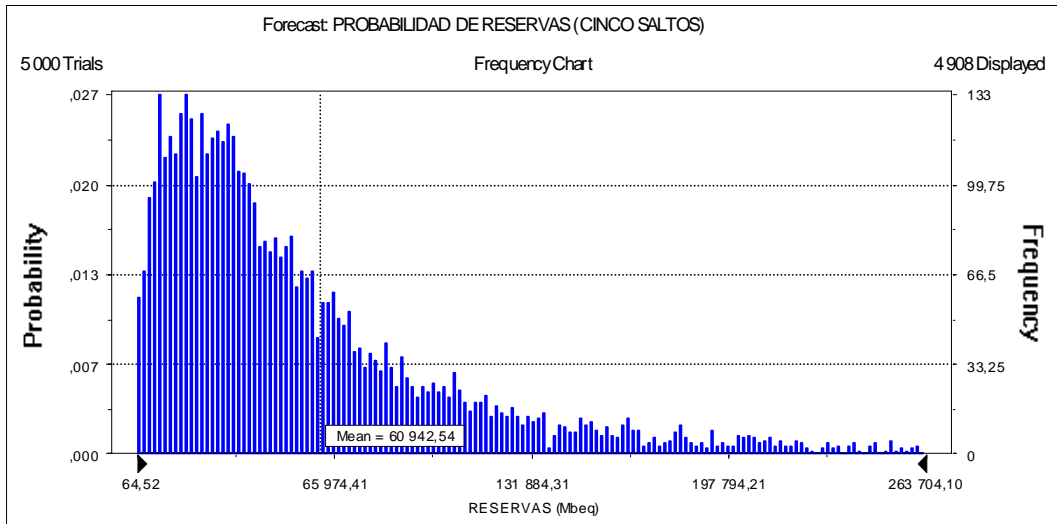


Figura No. 29 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Cinco Saltos.

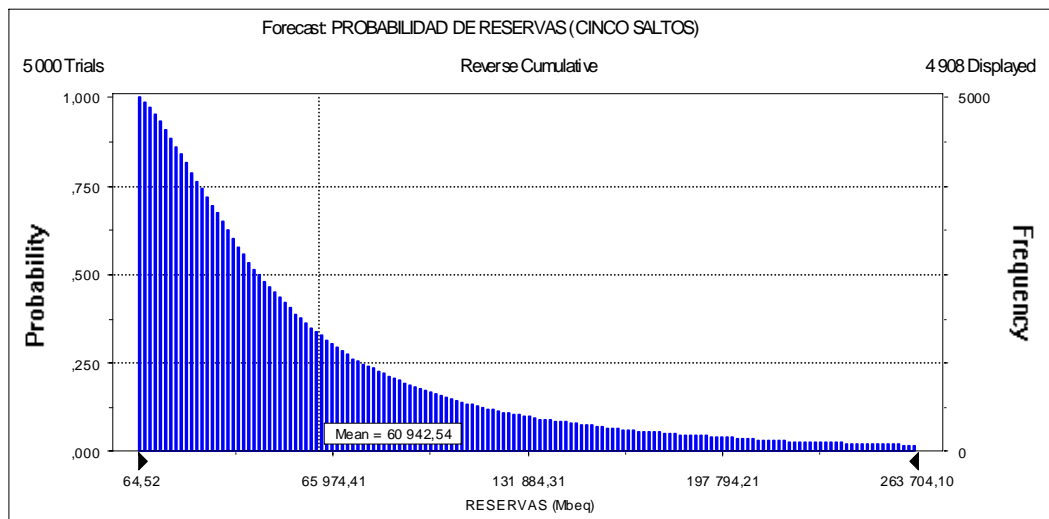


Figura No. 30 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Cinco Saltos, $P(X > x)$

Tabla No. 24 Percentiles para Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Cinco Saltos.

Percentiles:	
<u>Percentil</u>	<u>RESERVAS</u> <u>(Mbeq)</u>
100%	64,52
90%	9 666,41
75%	20 700,35
50%	40 328,21
25%	75 075,41
10%	130 852,54
0%	2316 865,73

4.1.3.2 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en Loma Kauffman

Para el área de Loma Kauffman, la simulación Monte Carlo arrojó un valor esperado de descubrir un volumen de hidrocarburo igual a 113.595 Mbeq, (ver Figura No. 31).

La función complementaria de probabilidad (ver Figura No. 32) generada para esta área, arrojó percentiles de 10, 50 y 90 igual a 214.391 Mbeq, 85.067 Mbeq y 31.725 Mbeq, como se observa en la Tabla No. 25.

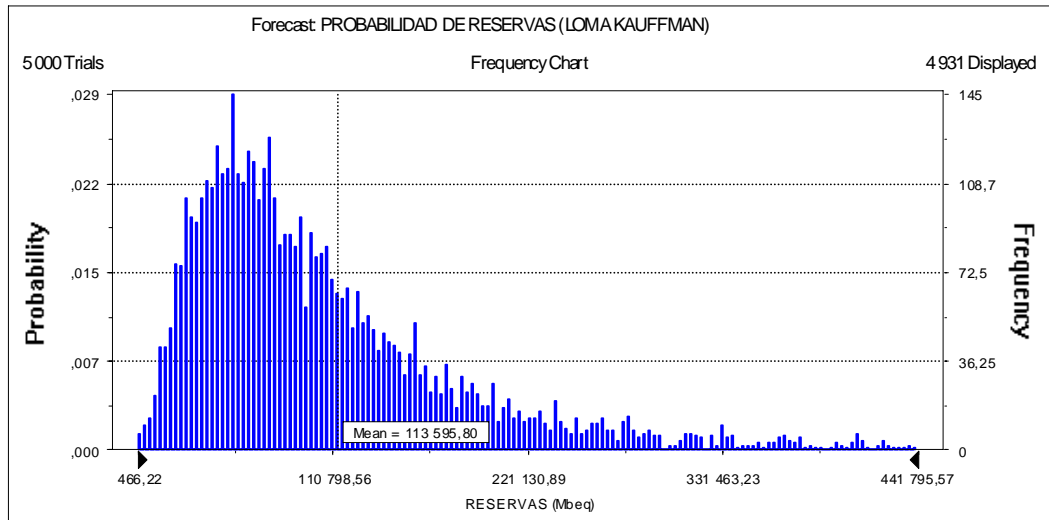


Figura No. 31 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Loma Kauffman.

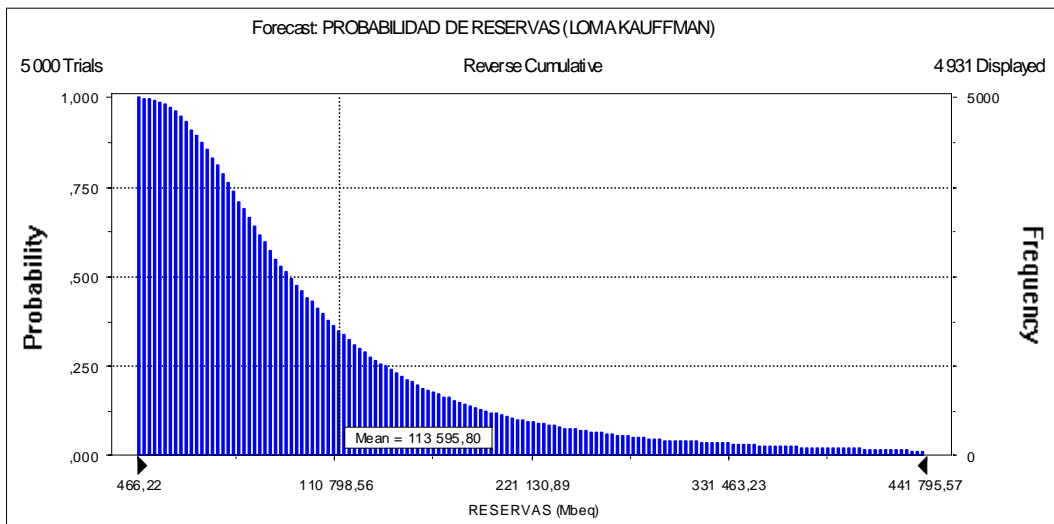


Figura No. 32 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Loma Kauffman, $P(X > x)$

Tabla No. 25 Percentiles para Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Loma Kauffman.

Percentiles:	
<u>Percentil</u>	<u>RESERVAS</u> <u>(Mbeq)</u>
100%	466,22
90%	31 725,06
75%	52 086,96
50%	85 067,63
25%	138 334,69
10%	214 391,30
0%	4127 414,47

4.1.3.3 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en Laguna El Loro

La simulación de Monte Carlo para Laguna El Loro indica un valor esperado de ocurrencia de descubrir un volumen hidrocarburo igual a 51.543 Mbeq; se puede observar en la Figura No. 33 en histograma de frecuencia.

La función complementaria de probabilidad (ver Figura No. 34) generada para esta área, arrojó percentiles de 10, 50 y 90 igual a 112.346 Mbeq, 31.826 Mbeq y 6.675 Mbeq, como se observa en la Tabla No. 26.

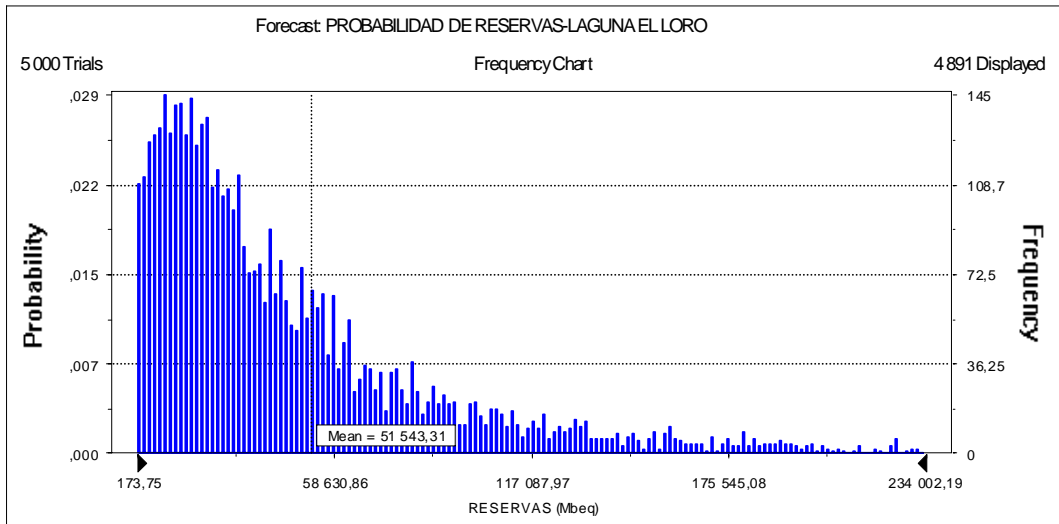


Figura No. 33 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna El Loro.

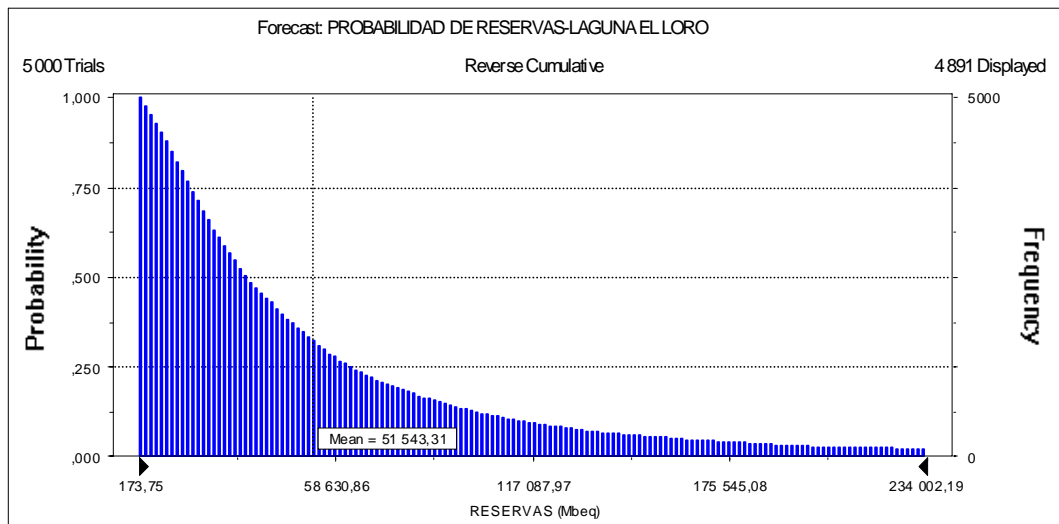


Figura No. 34 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna El Loro, $P(X>x)$

Tabla No. 26 Percentiles para Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna El Loro.

Percentiles:	
<u>Percentil</u>	<u>RESERVAS</u> <u>(Mbeq)</u>
100%	173,75
90%	6 675,36
75%	15 184,06
50%	31 826,99
25%	62 536,53
10%	112 346,11
0%	1323 807,22

4.1.3.4 Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en Laguna De Piedra

El histograma de probabilidad de ocurrencia de descubrir volúmenes de hidrocarburos en el área de Laguna De Piedra que se muestra en la Figura No. 35, e indica que el valor esperado es de 100.781 Mbeq a ser descubiertos dentro de un área de 991 kilómetros cuadrados, área de Laguna De Piedra.

En la Figura No. 36 y Tabla No. 27, se pueden apreciar los percentiles generados por la simulación de Monte Carlo. Para esta área la simulación indica probabilidades iguales a cero para ocurrencia de descubrimientos de volúmenes de hidrocarburos mayores a 5.046.909 Mbeq.

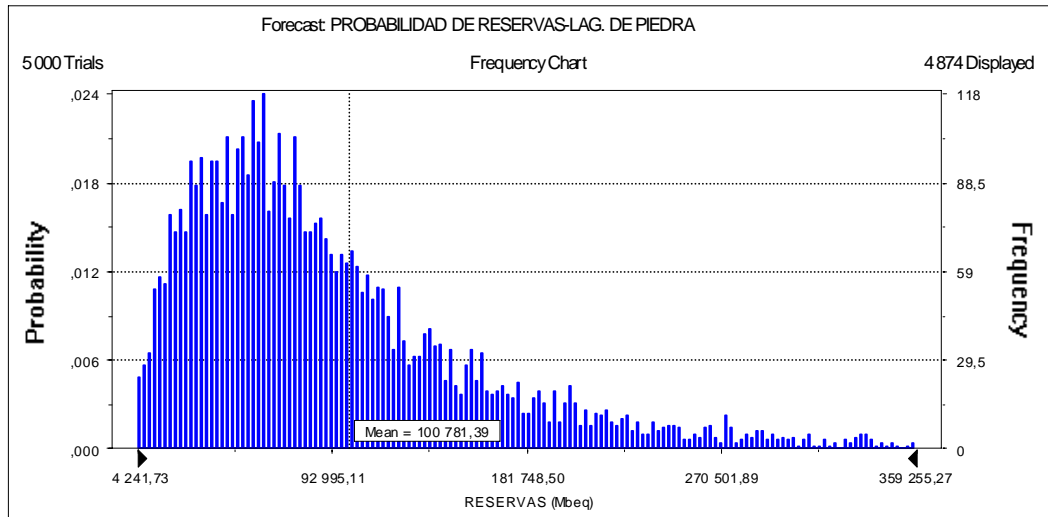


Figura No. 35 Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna de Piedra.

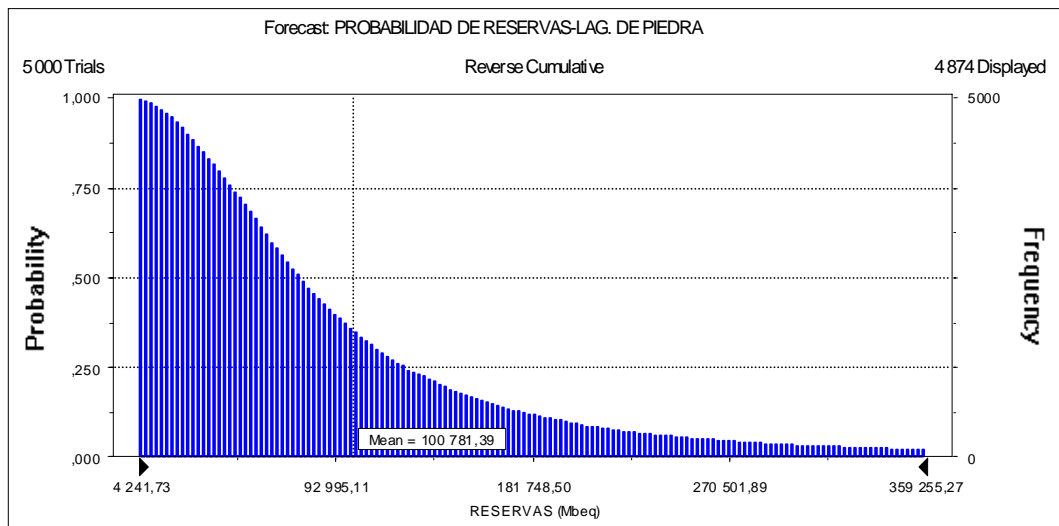


Figura No. 36 Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna de Piedra, $P(X>x)$.

Tabla No. 27 Percentiles para Volúmenes que podrían encontrarse en el Área de Laguna de Piedra.

Percentiles:	
<u>Percentil</u>	<u>RESERVAS</u> <u>(Mbeq)</u>
100%	958,01
90%	27 331,21
75%	45 000,31
50%	77 006,41
25%	128 395,94
10%	198 189,41
0%	5046 909,89

Las siguientes figuras presentan la comparación de la distribución de frecuencia, y la distribución de frecuencia acumulada inversa, entre las áreas en estudio, pudiéndose observar que las mayores probabilidades para encontrar mayores volúmenes de hidrocarburos es en el área de Loma Kauffman, y menores volúmenes en el área de Laguna El Loro.

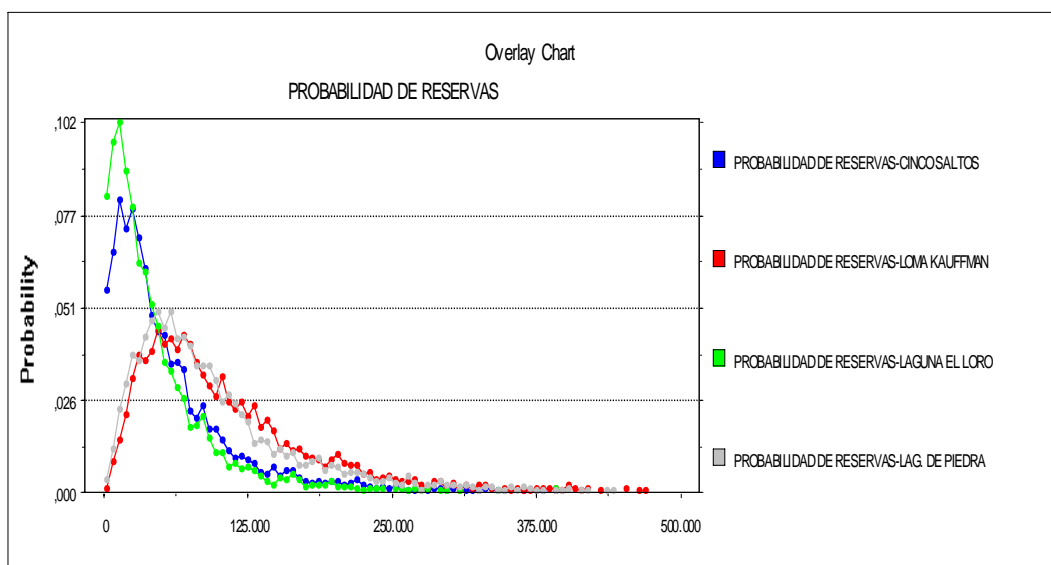


Figura No. 37 Comparación de Histograma de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en las Áreas en Estudio.

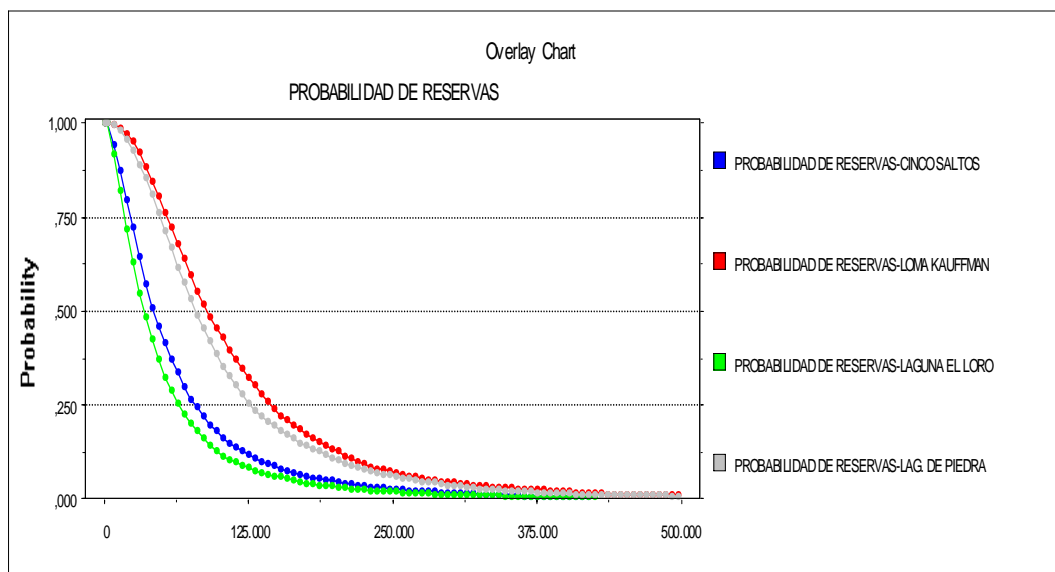


Figura No. 38 Comparación de Función Complementaria de Distribución de Probabilidad de los Volúmenes que podrían encontrarse en las Áreas en Estudio, $P(X>x)$.

4.2 CONDICIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Luego de obtener las reservas estimadas de los campos en estudio, se definieron las condiciones para realizar la evaluación económica de los campos basada en el pliego de licitación de campos para la Provincia de Río Negro y leyes de la República de Argentina. Las condiciones se describen a continuación en los siguientes sub-capítulos.

4.2.1 Condiciones Generales

En este punto, condiciones generales, se indican que tipo de actividad que se debe realizar durante los períodos de exploración y cuanto es el monto de inversión mínima que debe invertir en dichas actividades, como se muestra en la Tabla No. 28, tabla resumen que se deriva de la Información General, Condiciones de la Licitación descrita en el Capítulo II.

Tabla No. 28 Unidades de Trabajo Mínimas Comprometidas que debe Ofrecer la Contratista.

			Exploración		
			1er Período	2do Período	3er Período
Símbolo	Significado	UT	US\$	US\$	US\$
UT	Unidades de Trabajo	1	5000		
K	Base Mín Obligatoria	250	1250000		
A	Aporte a la Provincia	500	2500000		
C	Capacitación	30	150000	100000	50000
U	UT mín debe Ofrecer CONTRATÍSTA				
	<u>Geofísicos</u>				
	Sísmica 2D (Km)	1	5000		
	Reprocesamiento Sísmica 2D (Km)	0,04	200		
	Sísmica 3D (Km2)	4	20000		
	Reprocesamiento Sísmica 3D (Km)	0,15	750		
	Magnetometría (Km2)	0,006	30		
	Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	0,02	100		
	Gravimetría Terrestre (Km2)	0,006	30		
	Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	0,02	100		
	<u>Pozos de Exploración</u>		1 o más	1 mín	1 mín
	1000 metros	65	325000	325000	325000
	2000 metros	125	625000	625000	625000
	3000 metros	250	1250000	1250000	1250000
	4000 metros	500	2500000	2500000	2500000
	5000 metros	1000	5000000	5000000	5000000
	TOTAL UT mín debe Ofrecer CONTRATÍSTA			2500000	1750000
UT comp mín	K+A+C+U				

4.2.2 Condiciones para Capacitación Período de Explotación

Dentro del pliego de licitación se establece como condición la capacitación o formación del personal que laborará en la empresa operadora que se le adjudique el área ofertada, los montos invertidos en capacitación o bonos de capacitación, serán en función del volumen de hidrocarburo que se produzca en el área, cómo se muestra a continuación:

Volumen de Producción (m3/día)	Bono de Capacitación (US\$)
Menos de 10	50.000-
Entre 10 y 69	70.000-
Entre 70 y 159	135.000-
Entre 160 y 279	180.000-
Más de 280	250.000-

4.2.3 Condiciones Fiscales

La condiciones fiscales, se refiere a las regalías e impuestos que debe pagar la empresa operadora, debido a la producción de hidrocarburos, estas condiciones están establecidas en este caso en las leyes nacionales y provinciales de la República de Argentina, a continuación se presentan las condiciones fiscales:

- Aporte a la Provincia (5% de la Producción Mensual) = 500 UT = 2500000 US\$.
- Regalías 12% durante el Período de Explotación - Hidrocarburos Líquidos (se podrá reducir 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos).
- Regalías 12% durante el Período de Exploración y Explotación - Hidrocarburos Gaseosos (se podrá reducir 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos).

4.2.4 Condiciones para Tributo por Área de Exploración

Durante el período de exploración, la empresa operadora del área, deberá pagar por el uso superficial de la misma, a ese pago es llamado tributo por área de exploración, el cuál se establece un pago distinto para cada período establecido en el pliego de licitación, como se muestra en la Tabla No. 29.

Tabla No. 29 Condiciones para Tributo por Área de Exploración.

Paridad Cambiaria	1 Peso argentino = 0,32 Dólar USA
1er. Período	500 m\$/Km ² /año = 160 US\$/Km ² /año
2do. Período	1000m\$/Km ² /año = 320 US\$/Km ² /año
3er. Período	1500 m\$/Km ² /año = 480 US\$/Km ² /año

4.2.5 Condiciones para Tributo por Área de Explotación

Al igual que durante el período de exploración, durante el período de explotación se debe realizar el pago referente al tributo por área de exploración, el cuál en este caso es igual durante todos los años de esta actividad, como se muestra en la Tabla No. 30.

Tabla No. 30 Condiciones para Tributo por Área de Explotación.

Paridad Cambiaria	1 Peso argentino = 0,32 Dólar USA
Período Explotación	20000 m\$/Km ² /año = 6400 US\$/Km ² /año

4.2.6 Condiciones Ambientales

El pliego de licitación establece las siguientes condiciones ambientales:

- Realizar un Estudio de Impacto Ambiental (E.I.A.), dentro del primer año del otorgamiento del permiso de Exploración y/o Concesión de Explotación.
- Realizar Programas de Protección Ambiental (P.P.A.), inmediatamente de la entrega del E.I.A.

4.2.7 Cálculo de Impuestos según Ley Nacional No. 17.319 (Ley Federal de Hidrocarburos)

En cada país del mundo las leyes de impuestos son diferentes, en este estudio por tratarse en la República de Argentina, se analizó cómo realizar el cálculo de impuestos y regalías basado en la Ley Nacional No. 17.319, En la Tabla No. 31 se muestra como realizar los cálculos, que serán de utilidad para las evaluaciones económicas de cada área en estudio.

Tabla No. 31 Cálculo de Impuestos según Ley Nacional No. 17.319.

<u>Utilidad Neta del Ejercicio</u>																					
Utilidad Neta del Ejercicio	=	Ingresos	-	Inversiones Exploración	-	Inversiones Explotación	-	Costos Exploración	-	Costos Explotación	-	Impuestos	-	Regalías	-	Aporte Provincial	-	Tributo por Área Exploración	-	Tributo por Área Explotación	
<u>1er. Período</u>																					
Utilidad Neta Fiscal	=	Ingresos	-	Inversiones Exploración	-	Costos Exploración	-	Aporte Provincial													
<u>2do. o más Períodos</u>																					
Utilidad Neta Fiscal	=	Ingresos	-	Aporte Provincial																	
<u>Monto de Impuesto Especial a la Renta (MIER)</u>																					
MIER	=	0,55	x	Utilidad Neta Fiscal																	
<u>Impuestos</u>																					
Impuestos	=	MIER	-	Costos Exploración	-	Costos Explotación	-	Regalías	-	Tributo por Area Exploración	-	Tributo por Area Explotación									
<u>Regalías</u>																					
Regalías	=	Regalía Exploración H. Líquidos	+	Regalía Explotación H. Líquidos	+	Regalía E & E H.Gaseosos															

4.3 PROGRAMA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP) DE LOS CAMPOS A LICITAR CON COSTOS ASOCIADOS

Los programas de Exploración y Producción de los campos a licitar se basan en el desarrollo de las reservas o volúmenes de hidrocarburos que se esperan encontrar en los campos a licitar, del punto 4.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS se obtuvieron valores que representan la probabilidades de diez por ciento (10%), valor esperado y noventa por ciento (90%), descubrir volúmenes de reservas asociadas a cada área o campo. Estos valores se muestran las tablas No. 32, 33, 34 y 35, y serán los valores que se utilizaran para desarrollar la evaluación económica de cada área.

Tabla No. 32 Probabilidad de Descubrir Volúmenes de Reservas en Cinco Saltos.

	Reservas (Mbeq)
P10	130852,54
Valor Esperado (P32,80)	60942,54
P90	9666,41

Tabla No. 33 Probabilidad de Descubrir Volúmenes de Reservas en Loma Kauffman.

	Reservas (Mbeq)
P10	214391,30
Valor Esperado (P35,58)	113595,80
P90	31725,06

Tabla No. 34 Probabilidad de Descubrir Volúmenes de Reservas en Laguna El Loro.

	Reservas (Mbeq)
P10	112346,11
Valor Esperado(P32,34)	51543,31
P90	6675,36

Tabla No. 35 Probabilidad de Descubrir Volúmenes de Reservas en Laguna de Piedra.

	Reservas (Mbeq)
P10	198189,41
Valor Esperado(P35,06)	100781,39
P90	27331,21

Los programas de Exploración y Producción de cada área o campo a licitar se presentan a continuación, y se están considerando únicamente reservas en barriles equivalente, con el objetivo de facilitar los cálculos. Esto debido a que este portafolio de inversiones tiene un Estimado Clase V, donde se busca visualizar e identificar el proyecto mediante datos históricos de costos provenientes de proyectos similares, curvas de costos de unidades de proceso similares (extrapolación estadística), correcciones por factores macroeconómicos (impuestos, disponibilidad y flujo de capitales, etc.), correcciones por ubicación geográfica, entre otros.

Es importante mencionar las profundidades estimadas de los prospectos productores para las diferentes áreas en estudio, ya que estas van a tener una influencia en los programas de exploración y producción en lo que respecta a los costos y tasas de producción de los pozos; para el área de Cinco Saltos se estiman prospectos a 14.700 pies (4.500 m), Loma Kauffman a 13.110 pies (4000 m), Laguna El Loro a 14.700 pies (4.500 m), y Laguna De Piedra a 6.500 pies (2000 m). Estas estimaciones se realizaron con la correlación de información que se presenta en el CAPÍTULO II y en el ANEXO E, tomándose en cuenta las formaciones y los ambientes tectónicos (Plataforma, Neuquino, Dorsal) donde se ubicaban los yacimientos vecinos, y las pruebas realizadas por los pozos exploratorios dentro de las áreas en estudio.

Las tasas iniciales de producción de los pozos de desarrollo, se estimaron en función de hallazgos de petróleo ubicados dentro del área de Río Negro, como por ejemplo el realizado por el Pozo PZX1001, a una profundidad de 3.650 metros (

11.950 pies), obtuvo una producción inicial de 82 metros cúbicos de petróleo, y 240.000 metros cúbicos de gas, que es igual a 2.024 barriles equivalentes diarios.¹¹ El pozo NR.RRx-1001 es otro punto de referencia para la estimación de las tasas iniciales de producción, pozo a una profundidad de 1.000 metros (3.280 pies), tuvo producción de 960 barriles de crudo liviano.¹²

El rendimiento promedio de los pozos en Argentina es 10 a 20 metros cúbicos por día, lo que equivale a 62 y 124 barriles diarios, y en casos excepcionales 500 metros cúbicos por día, que es igual a 3.144 barriles diarios; mientras que la declinación anual es de 10% cuando se alcanza una producción estabilizada.¹³

Los perfiles de producción de los pozos modelos propuestos para cada área en estudio se realizaron en función de la información mencionada anteriormente, mientras que los perfiles de producción o desarrollo de cada área, se realizaron utilizando ajuste manual basado en los siguientes criterios:

- Drenar o producir todas las reservas dentro del período de explotación, en nuestro caso es de 15 años.
- Tener una producción baja al finalizar el período de explotación.
- Establecer un tope de producción o plateau de producción, de esta manera se puede estimar los volúmenes máximos de producción para los cuales deben estar diseñadas las facilidades de superficie.
- La campaña de perforación debe ejecutarse durante los primeros años de período de explotación, esto generará una mayor Tasa Interna de Retorno al inversionista, pero dependerá del capital de inversión disponible y de la aprobación del ente gubernamental del área en estudio.

Las inversiones de los pozos exploratorios, avanzada y desarrollo incluyen las inversiones de las facilidades de superficie.

4.3.1 PEP Cinco Saltos

El Plan de Exploración y Producción se basó en el plan mínimo de exploración establecido en las condiciones generales de licitación y en las reservas estimadas esperadas para el área de Cinco Saltos, las cuales son de 60.942 Mbeq.

El plan se estableció de la siguiente manera; el primer año se realizará la adquisición sísmica y procesamiento 2D de 1000 Km de línea sísmica, con un costo de 42,3 MM\$; a principios del segundo año los levantamientos aeromagnético y aerogravimétrico de 1000 Km de vuelo con un costo de 0,24MM\$, el tercer año se ejecutará la adquisición sísmica 3D, la adquisición terrestre magnetométrica y gravimétrica, procesamiento 3D y la perforación de un pozo exploratorio, con un costo para el tercer año de 16,4 MM\$, de esta manera concluirían las actividades para el primer período de exploración. Para el segundo período se establece realizar dos pozos exploratorios con un valor por pozo de 3,5 MM\$, y para el tercer período dos pozos de avanzada con un costo por pozo de 3.5 MM\$, finalizando de esta forma el período de exploración, como se puede observar en la Figura No. 41. Para definir el período de producción, hubo la necesidad de generar un pozo modelo (ver Figura No. 39), basado en los pozos productores de la Cuenca Neuquén, los cuales tienen una declinación promedio anual de 10%, el pozo generado que para esta área, tiene una tasa inicial de producción de 2700 beq por día, una declinación inicial de 44 % durante los primeros dos años, estabilizándose entre 12 y 10 %, se estima que acumule 3.7 MMbeq.

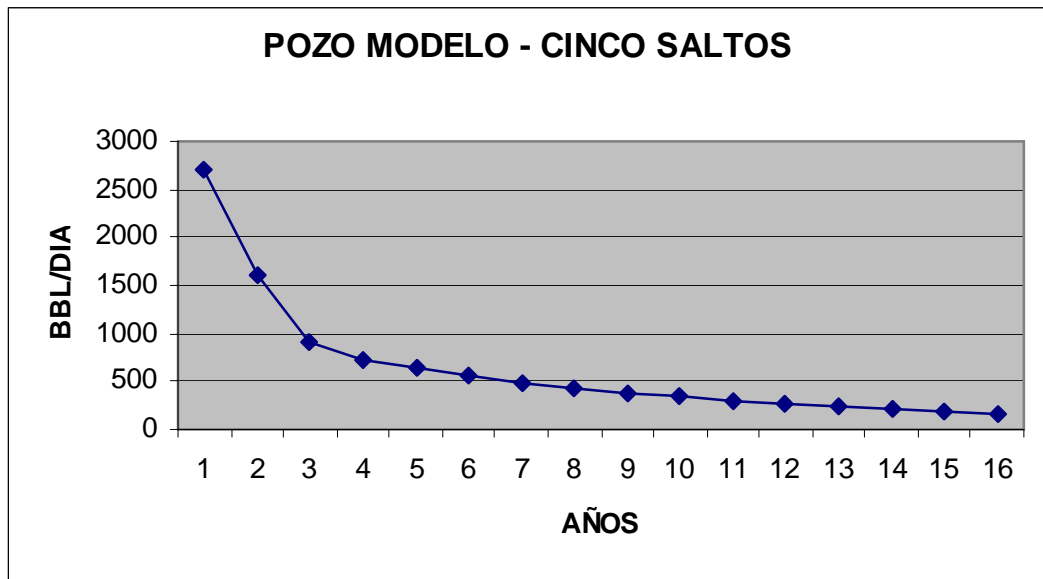


Figura No. 39 Perfil de Producción de Pozo Modelo – Cinco Saltos.

El período de producción comprende la perforación de diez y siete pozos de desarrollo, los cuales tienen en su totalidad un costo de 42,5 MM\$; el primer año del período se perforaran siete pozos, el segundo año cinco pozos, el tercer año tres, y el cuarto dos pozos, siendo este último año el décimo año desde la adquisición del área o campo. El perfil de producción para Cinco Saltos acumulará 60.7 MMbeq, como se puede observar en la Figura No. 40.

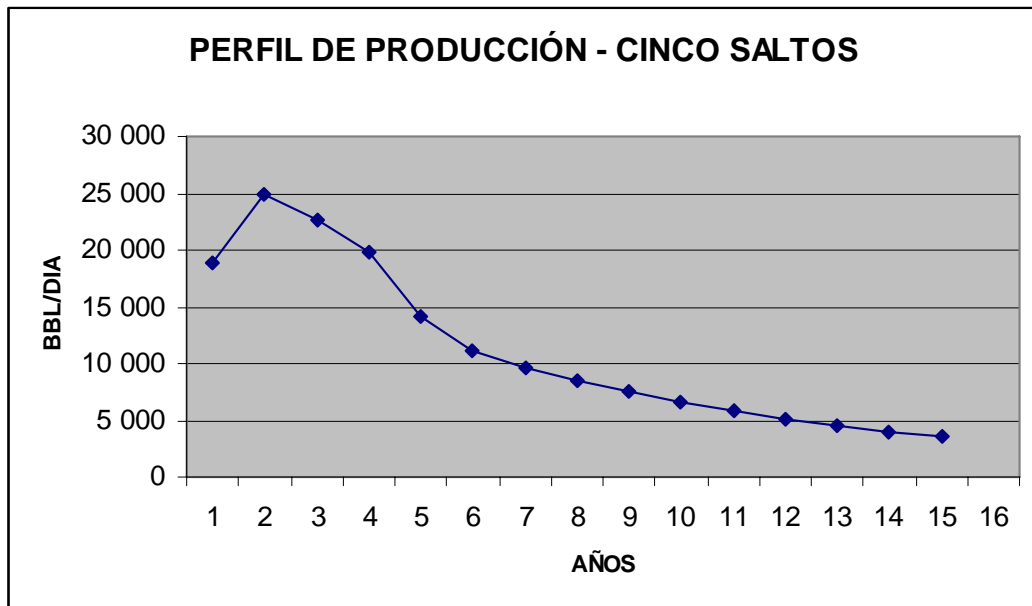


Figura No. 40 Perfil de Producción del Campo Cinco Saltos.

4.3.2 PEP Loma Kauffman

El Plan de Exploración y Producción de Loma Kauffman se basó en el plan mínimo de exploración establecido en las condiciones generales de licitación y en las reservas estimadas esperadas para esa área, 113.595 Mbeq.

El plan que se estableció básicamente en el primer período es igual al de Cinco Saltos, con costos asociados de 62,2 MM\$, durante el segundo período se establece la perforación de dos pozos exploratorios, con costos por pozos de 2,5 MM\$, y para el tercer período tres pozos de avanzada con costos por pozo de 2,5 MM\$, finiquitando de esta forma el período de exploración, como se puede observar en la Figura No. 44. Al igual que Cinco Saltos, para el plan de producción de Loma Kauffman, hubo la necesidad de generar un pozo modelo (ver Figura No. 42), basado en los pozos productores de la Cuenca Neuquén, los cuales tienen una declinación promedio anual de 10%, el pozo generado que para esta área, tiene una tasa inicial de producción de 2000 beq por día, una declinación inicial de 44 % durante los primeros dos años, estabilizándose en 20% durante los tres siguientes años, 10 % durante el resto de los años de producción, se estima que el pozo acumule 2.6 MMbeq.

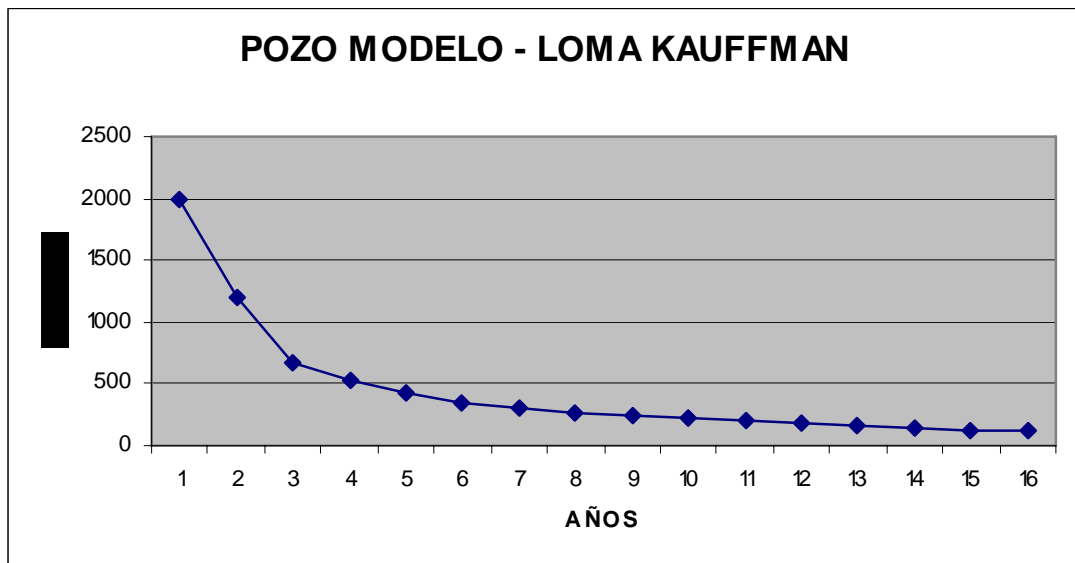


Figura No. 42 Perfil de Producción de Pozo Modelo – Loma Kauffman.

El período de producción comprende la perforación de cuarenta y cinco pozos de desarrollo, para una inversión total de pozos de desarrollo de 90 MM\$, el primer año del período se perforaran trece pozos, el segundo año doce pozos, el tercer año doce, y el cuarto ocho pozos, siendo este último año el décimo año desde la adquisición del área o campo, para acumular 112 Mmbeq. El perfil de producción para Loma Kauffman se puede observar en la Figura No. 43.

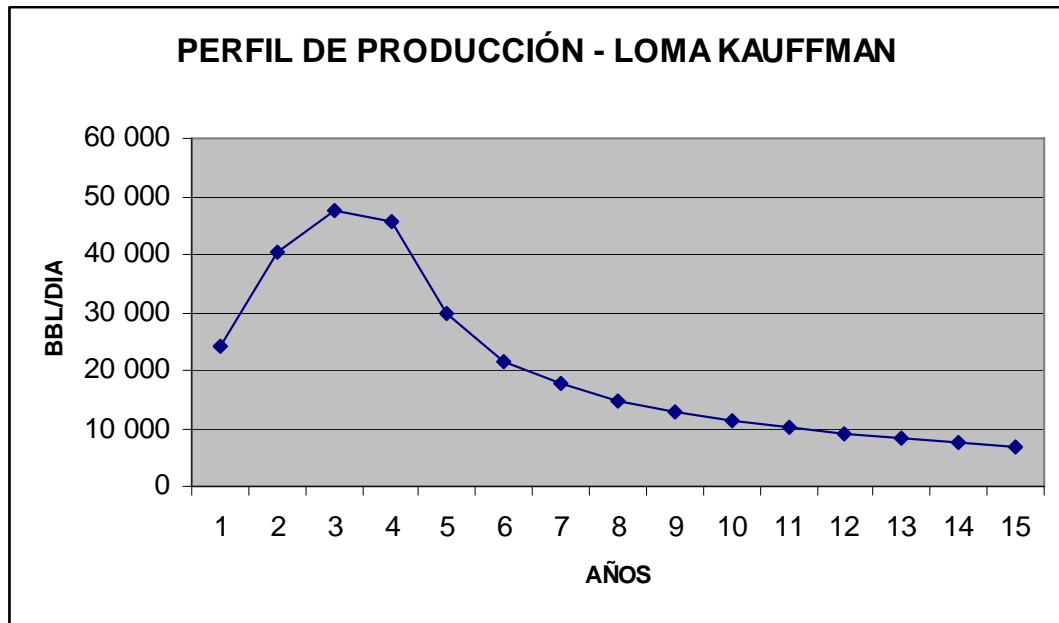


Figura No. 43 Perfil de Producción del Campo Loma Kauffman.

Horizonte Económico (años)			Exploración						Explotación				
			1er Periodo			2do Periodo		3er Periodo	6		7		8
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Sísmica 2D (Km)	1000 Km												
Procesamiento Sísmica 2D (Km)	1000 Km												
Sísmica 3D (Km²)	400 Km²												
Procesamiento Sísmica 3D (Km²)	400 Km²												
Magnetometría (Km²)	400 Km²												
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	1500 Km												
Gravimetría Terrestre (Km²)	400 Km²												
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	1500 Km												
Pozos Exploratorios	2 (4000m=13100pies)				1			1					
Pozos de Avanzada	3 (4000m=13100pies)												
Pozos de Desarrollo	45 (4000m=13100pies)									3			
										12	13	12	8
		(\$/unidad)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Sísmica 2D (Km)	1.000	42.000	42.000.000										
Procesamiento Sísmica 2D (Km)	1.000	250	250.000										
Sísmica 3D (Km²)	400	40.000			16.000.000								
Procesamiento Sísmica 3D (Km²)	400	1.925			770.000								
Magnetometría (Km²)	400	375			150.000								
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	1.500	12		18.000									
Gravimetría Terrestre (Km²)	400	375			150.000								
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	1.500	12		18.000									
Pozos Exploratorios	2	2.500.000			2.500.000		2.500.000						
Pozos de Avanzada	3	2.500.000						7.500.000					
Pozos de Desarrollo	45	2.000.000								24.000.000	26.000.000	24.000.000	16.000.000
COSTOS DE INVERSIÓN (\$)	TOTAL (\$)		42.250.000	36.000	19.570.000	0	2.500.000	7.500.000	24.000.000	26.000.000	24.000.000	16.000.000	
Premisas Económicas													
Sísmica 2D (Km)	42000 \$/Km	4200 \$/PT	10PT/Km										
Reprocesamiento Sísmica 2D (Km)	250 \$/Km	25 \$/PT											
Sísmica 3D (Km²)	40000\$/Km²	780 \$/PT	55 PT/Km²										
Reprocesamiento Sísmica 3D (Km²)	1925 \$/Km²	35 \$/PT											
Magnetometría (Km²)	375 \$/Km²	150 \$/PT	0.4 Registros/Km²										
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	12 \$/Km	150 Km/hora	300 \$/Hora										
Gravimetría Terrestre (Km²)	375 \$/Km²	150 \$/PT	0.4 Registros/Km²										
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	12 \$/Km	150 Km/hora	300 \$/Hora										
Pozos Exploratorios	2500000 \$/pozo												
Pozos de Avanzada	2500000 \$/pozo												
Pozos de Desarrollo	2000000 \$/pozo												

Figura No. 44 Plan de Desarrollo y Costos Asociados – Loma Kauffman.

4.3.3 PEP Laguna El Loro

El Plan de Exploración y Producción de Laguna El Loro se basó en el plan mínimo de exploración establecido en las condiciones generales de licitación y en las reservas estimadas esperadas para esa área, 51.543 Mbeq.

El plan que se estableció básicamente durante la etapa de exploración, es igual a la de Loma Kauffman, y tiene costos asociados de 77,4 MM\$; como se puede observar en la Figura No. 47.

Al igual que Cinco Saltos y Loma Kauffman, para el plan de producción de Laguna El Loro, hubo la necesidad de generar un pozo modelo (ver Figura No. 45), basado en los pozos productores de la Cuenca Neuquén, el pozo generado para esta área tiene una tasa inicial de producción de 2700 beq por día, una declinación inicial de 44 % durante los primeros dos años, estabilizándose en 20% durante los cuatros siguientes años, 10 % durante el resto de los años de producción, se estima que el pozo acumule 3.2 MMbeq.

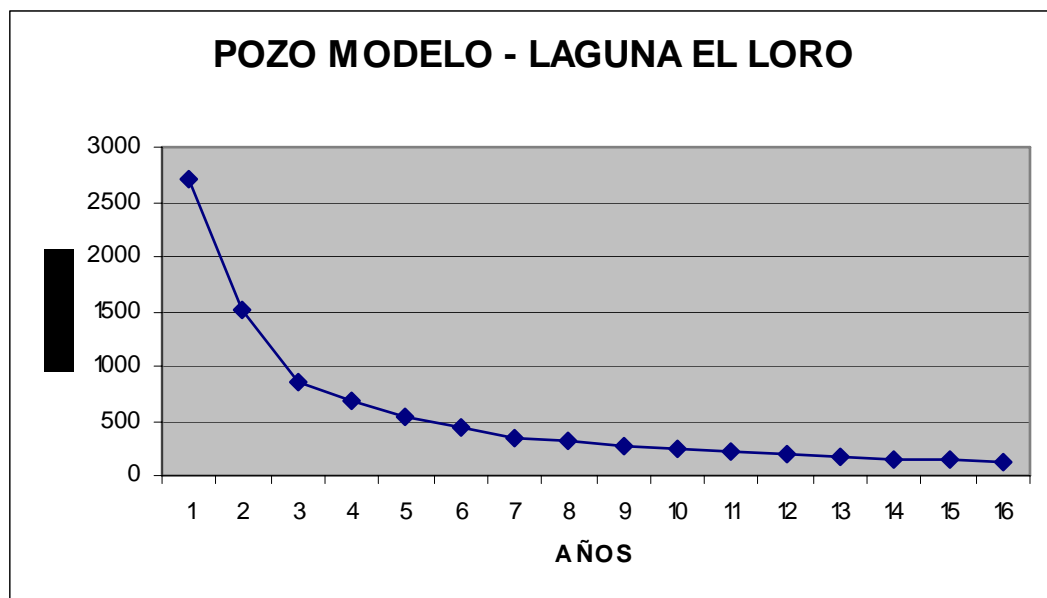


Figura No. 45 Perfil de Producción de Pozo Modelo – Laguna El Loro.

Para Laguna el Loro, el período de producción comprende la perforación de diez y siete pozos de desarrollo, con un costo total de 112,5 MM\$, con el objetivo de acumular 51 MMbeq, para ello se estima perforar cuatro pozos por año durante los tres primeros años de este período de producción, el cuarto año tres pozos, y el quinto año 2 pozos, siendo este último año, el décimo primer año desde la adquisición del área o campo. El perfil de producción para Laguna El Loro se puede observar en la Figura No. 46.

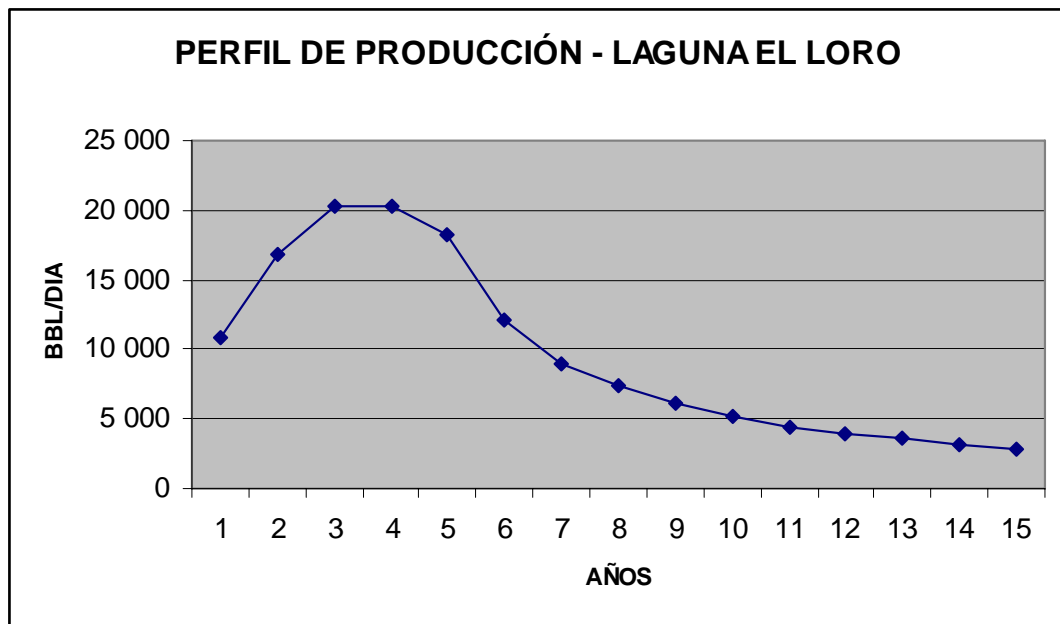


Figura No. 46 Perfil de Producción del Campo Laguna El Loro.

Plan de Desarrollo y Costos Asociados - Laguna El Loro												
Horizonte Económico (años)	Exploración						Explotación					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Sísmica 2D (Km)	1000 Km											
Procesamiento Sísmica 2D (Km)	1000 Km											
Sísmica 3D (Km²)	400 Km²											
Procesamiento Sísmica 3D (Km²)	400 Km²											
Magnetometría (Km²)	400 Km²											
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	1500 Km											
Gravimetría Terrestre (Km²)	400 Km²											
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	1500 Km											
Pozos Exploratorios	2 (4500m=14700pies)			1		1						
Pozos de Avanzada	3 (4500m=14700pies)						3					
Pozos de Desarrollo	17 (4500m=14700pies)							4	4	4	3	
	(\$/unidad)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	
Sísmica 2D (Km)	1.000	42.000	42.000.000									
Procesamiento Sísmica 2D (Km)	1.000	300	300.000									
Sísmica 3D (Km2)	400	40.000	16.000.000									
Procesamiento Sísmica 3D (Km²)	400	2.200	880.000									
Magnetometría (Km²)	400	375	150.000									
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	1.500	12	18.000									
Gravimetría Terrestre (Km²)	400	375	150.000									
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	1.500	12	18.000									
Pozos Exploratorios	2	3.500.000	3.500.000		3.500.000							
Pozos de Avanzada	3	3.500.000				10.500.000						
Pozos de Desarrollo	45	2.500.000					10.000.000	10.000.000	10.000.000	7.500.000	5.000.000	
COSTOS DE INVERSIÓN (\$)	TOTAL (\$)	42.300.000	36.000	20.680.000	0	3.500.000	10.500.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	7.500.000	5.000.000
Premisas Económicas												
Sísmica 2D (Km)	42000 \$/Km	4200 \$/PT	10PT/Km									
Reprocesamiento Sísmica 2D (Km)	300 \$/Km	30 \$/PT										
Sísmica 3D (Km2)	40000\$/Km²	780 \$/PT	55 PT/Km²									
Reprocesamiento Sísmica 3D (Km2)	2200 \$/Km²	40 \$/PT										
Magnetometría (Km2)	375 \$/Km²	150 \$/PT	0.4 Registros/Km²									
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	12 \$/Km	150 Km/hora	300 \$/Hora									
Gravimetría Terrestre (Km2)	375 \$/Km²	150 \$/PT	0.4 Registros/Km²									
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	12 \$/Km	150 Km/hora	300 \$/Hora									
Pozos Exploratorios	3500000 \$/pozo											
Pozos de Avanzada	3500000 \$/pozo											
Pozos de Desarrollo	2500000 \$/pozo											

Figura No. 47 Plan de Desarrollo y Costos Asociados – Laguna El Loro.

4.3.4 PEP Laguna De Piedra

El Plan de Exploración y Producción de Laguna De Piedra se basó en el plan mínimo de exploración establecido en las condiciones generales de licitación y en las reservas estimadas esperadas para esa área, 100.781 Mbeq.

El plan que se estableció básicamente durante la etapa de exploración, es igual a la de Loma Kauffman y Laguna El Loro, con costos totales asociados de 65,8 MM\$, como se puede observar en la Figura No. 50.

Para el plan de producción de Laguna De Piedra, hubo la necesidad de generar un pozo modelo (ver Figura No. 48), basado en los pozos productores de la Cuenca Neuquén, el pozo generado que para esta área, tiene una tasa inicial de producción de 960 beq por día, una declinación inicial de 44 % durante el primer año, estabilizándose en 20% durante los cuatro siguientes años, 10 % durante el resto de los años de producción, se estima que el pozo acumule 1,3 MMbeq.

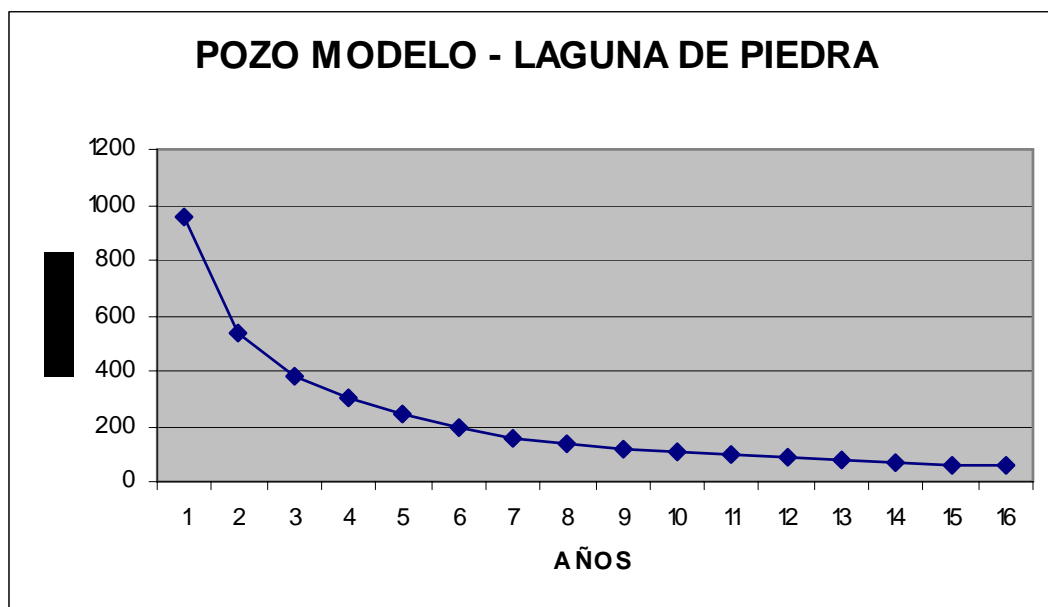


Figura No. 48 Perfil de Producción de Pozo Modelo – Laguna De Piedra.

Para el período de producción de Laguna De Piedra se estima acumular 100 MMbeq, para ello se planificó perforación de diez, diez y seis para el primer y segundo año, quince pozos por año para los tres siguientes años y doce pozos para el sexto año de perforación, con costos asociados por pozos de 1,0 MM\$, siendo este último año el décimo segundo año desde la adquisición del área o campo. El perfil de producción para Laguna De Piedra se puede observar en la Figura No. 49.

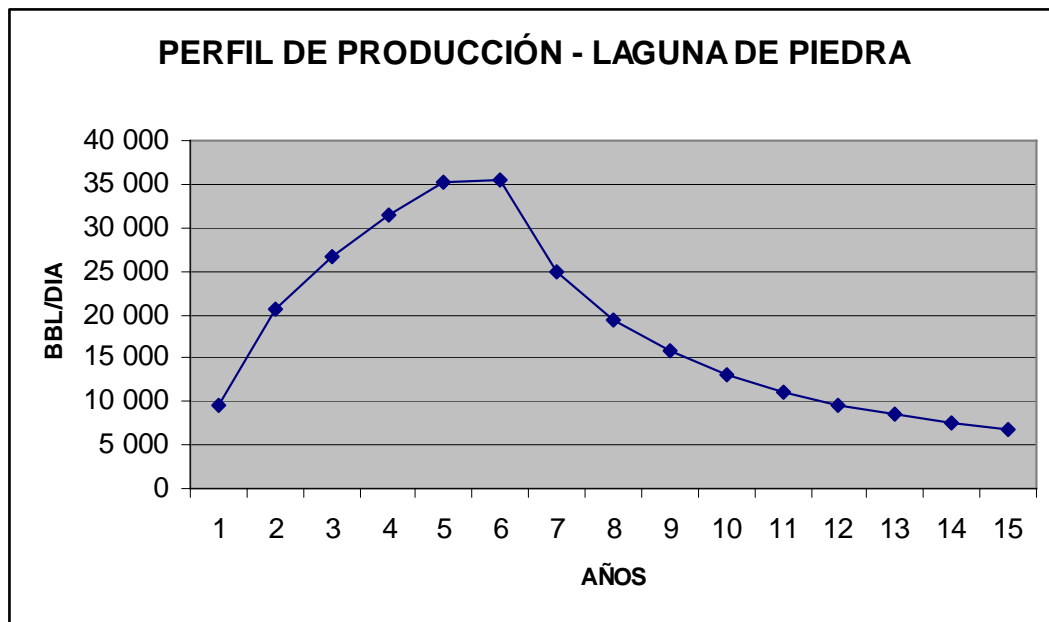


Figura No. 49 Perfil de Producción del Campo Laguna De Piedra.

Plan de Desarrollo y Costos Asociados - Laguna De Piedra			Exploración						Explotación					
			1er Periodo		2do Periodo		3er Periodo							
Horizonte Económico (años)			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Sísmica 2D (Km)	1000 Km		■											
Procesamiento Sísmica 2D (Km)	1000 Km		■	■										
Sísmica 3D (Km²)	300 Km²				■									
Procesamiento Sísmica 3D (Km²)	300 Km²				■	■								
Magnetometría (Km²)	300 Km²				■	■								
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	2000 Km		■											
Gravimetría Terrestre (Km²)	300 Km²				■	■								
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	2000 Km		■											
Pozos Exploratorios	2 (2000m=6500pies)				■									
Pozos de Avanzada	3 (2000m=6500pies)						■	■						
Pozos de Desarrollo	83 (2000m=6500pies)								■	■	■	■	■	■
		(\$/unidad)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Sísmica 2D (Km)	1.000	42.000	42.000.000											
Procesamiento Sísmica 2D (Km)	1.000	200	200.000											
Sísmica 3D (Km2)	400	40.000			16.000.000									
Procesamiento Sísmica 3D (Km²)	400	1.650			660.000									
Magnetometría (Km²)	400	375			150.000									
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	1.500	12		18.000										
Gravimetría Terrestre (Km²)	400	375			150.000									
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	1.500	12		18.000										
Pozos Exploratorios	2	1.250.000			1.250.000		1.250.000							
Pozos de Avanzada	3	1.250.000						3.750.000						
Pozos de Desarrollo	45	1.000.000							10.000.000	16.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	12.000.000
COSTOS DE INVERSIÓN (\$)		TOTAL (\$)	42.200.000	36.000	18.210.000	0	1.250.000	3.750.000	10.000.000	16.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	12.000.000
Premisas Económicas														
Sísmica 2D (Km)	42000 \$/Km	4200 \$/PT	10PT/Km											
Reprocesamiento Sísmica 2D (Km)	200 \$/Km	20 \$/PT												
Sísmica 3D (Km2)	40000\$/Km²	780 \$/PT	55 PT/Km²											
Reprocesamiento Sísmica 3D (Km2)	1650 \$/Km²	30 \$/PT												
Magnetometría (Km2)	375 \$/Km²	150 \$/PT	0.4 Registros/Km²											
Lev. Aero-Magnetométrico (Km. Lineal Volado)	12 \$/Km	150 Km/hora	300 \$/Hora											
Gravimetría Terrestre (Km2)	375 \$/Km²	150 \$/PT	0.4 Registros/Km²											
Lev. Aero-Gravimétrico (Km. Lineal Volado)	12 \$/Km	150 Km/hora	300 \$/Hora											
Pozos Exploratorios	1250000 \$/pozo													
Pozos de Avanzada	1250000 \$/pozo													
Pozos de Desarrollo	1000000 \$/pozo													

Figura No. 50 Plan de Desarrollo y Costos Asociados – Laguna De Piedra.

4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La Evaluación Económica de los Campos a licitar se apoyó en las condiciones de licitación, los programas de Exploración y Producción con sus costos asociados, y la utilización de los conceptos financieros descritos en el Capítulo II. Con el propósito de facilitar los cálculos en las evaluaciones económicas apoyamos en el uso de una hoja de cálculo, denominada Microsoft Excel, donde se generó un modelo matemático financiero en el cual permitió simular las variables económicas y financieras asociadas a cada uno de los proyectos que se estudian en este Trabajo Especial de Grado.

Las premisas establecidas para las evaluaciones económicas de las áreas en estudio son las siguientes; para las inversiones (adquisición sísmica, procesamiento, costos de pozos exploratorios, avanzada y desarrollo, etc.) se muestran en la Figura No. 41, 44, 47 y 50, el precio del crudo durante los años del período de explotación es de 60 \$ por barril (°API Crudo promedio de la Cuenca Neuquina es de 36 -liviano), el costo de producción libre de impuestos 10 \$ por barril, tasa de descuento de 10%, horizonte económico de 20 años, las condiciones establecidas en el Pliego Base de Licitación (regalías 12%, base mínima obligatoria, aporte de capacitación, etc.) que están en función del área adjudicada y la producción de hidrocarburos.

A continuación se presenta la evaluación económica para cada área.

4.4.1 Evaluación Económica - Cinco Saltos

El presupuesto de desembolsos de inversiones de capital estimados para obtener una producción acumulada de 60.7 MMbep del desarrollo de 60.9 MMbep de reservas iniciales estimadas del área de Cinco Saltos, en un período operacional de 20 años es de 116.4 MM\$, de los cuales 42.5 MM\$ se destinaron a la perforación de 17 pozos de desarrollo y capacidad de manejo de producción, y

72.7 MM\$ en adquisición sísmica, gravimetría, magnetometría, procesamiento, interpretación, pozos exploratorios y de avanzadas.

El presupuesto de operaciones previsto durante los últimos 15 años, período de producción, es de 607 MM\$, los cuales serán destinados a la reactivación, extracción, manejo y tratamiento de la producción de petróleo y gas, al mantenimiento de las instalaciones y pago de personal.

Así mismo se estima que EL ESTADO reciba por impuestos 789 MM\$ y por regalías 473 MM\$ netos por venta de crudo, que equivale al 34% del ingreso neto.

El estimado de ingresos netos que el inversionista espera recibir durante el total de años de producción es de 3.647 MM\$, lo cual al restar inversiones, costos operacionales, capacitación, impuestos, regalías, etc., genera un Flujo de Caja Neto (FCN) de 1.437 MM\$, un Valor Presente Net (VPN) de 516 MM\$, con una Tasa Interna de Retorno de (TIR) de 46%.

El Tiempo de Pago de las Inversiones se estima en el sexto año desde el inicio de las actividades de exploración. Este proyecto tiene una Eficiencia de Inversión (E.I.) de 6.86.

En la Figura No. 51 y 52 se puede observan gráficas de Flujo de Caja Acumulado, Perfiles de Inversión y Costos Operacionales, mientras que en el ANEXO A se observa el cálculo realizado para la Evaluación Económica de Cinco Saltos.

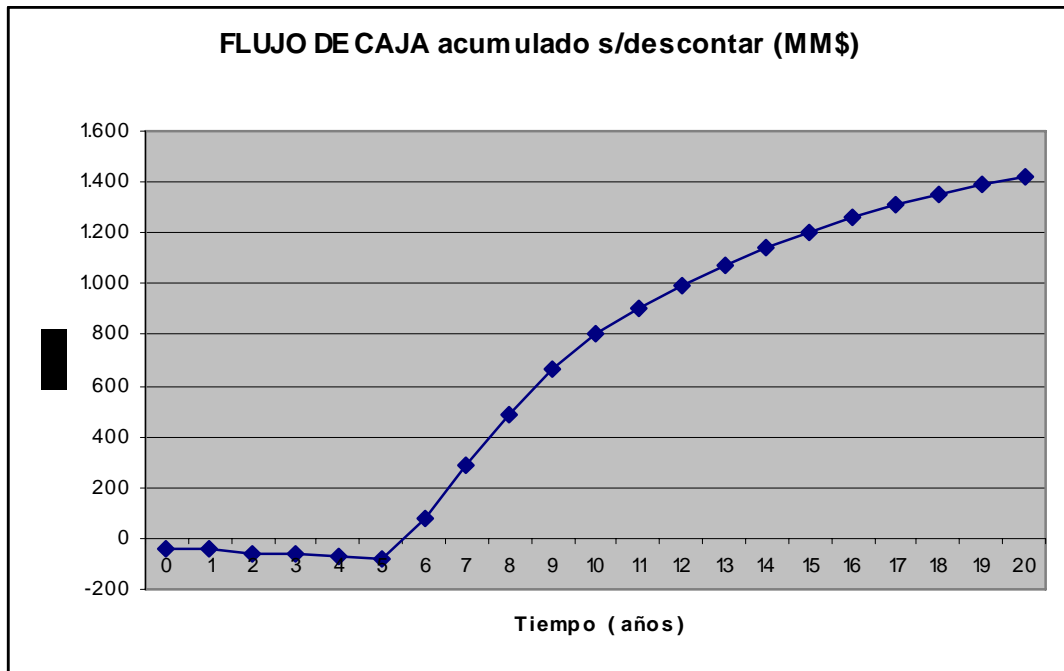


Figura No. 51 Perfil de Flujo de Caja Acumulado sin descontar – Cinco Saltos

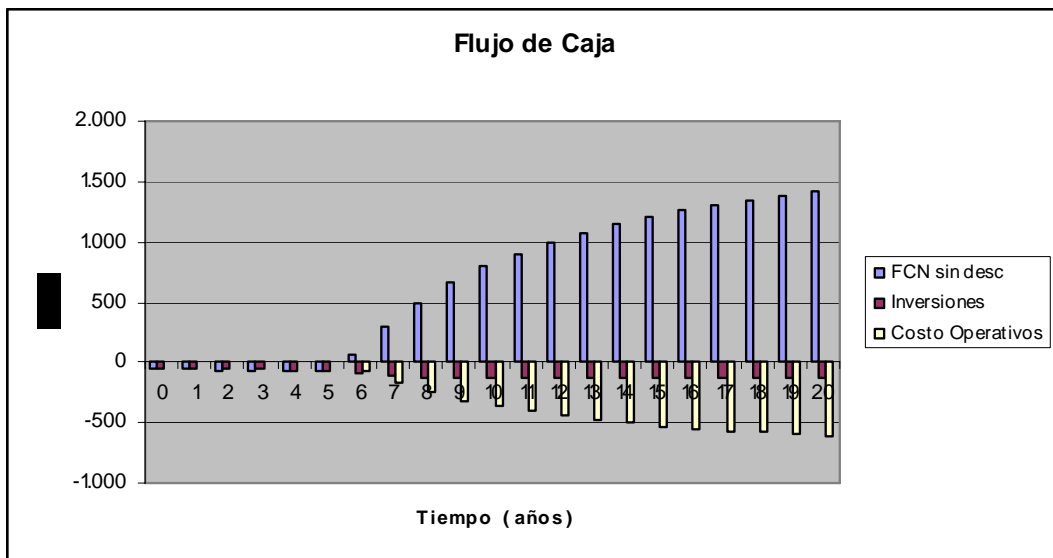


Figura No. 52 Flujo de Caja – Cinco Saltos

4.4.2 Evaluación Económica - Loma Kauffman

Para Loma Kauffman, el presupuesto de desembolsos de inversiones de capital estimados para obtener una producción acumulada de 112 MMbeq del desarrollo de 113 MMbeq de reservas iniciales estimadas del área en estudio, en un período operacional de 20 años es de 163 MM\$, de los cuales 90 MM\$ serán para la perforación de 45 pozos de desarrollo y capacidad de manejo de producción, y 72 MM\$ en adquisición sísmica, gravimetría, magnetometría, procesamiento, interpretación, pozos exploratorios y de avanzadas.

El presupuesto de operaciones previsto durante los últimos 15 años, período de producción, es de 1120 MM\$, los cuales serán destinados a la reactivación, extracción, manejo y tratamiento de la producción de grado y gas, al mantenimiento de las instalaciones y pago de personal.

Se estima que EL ESTADO reciba por impuestos 1475 MM\$ y por regalías 806 MM\$ netos por venta de crudo, que equivale al 34% del ingreso neto.

Los ingresos netos que el inversionista espera recibir durante el total de años de producción es de 6720 MM\$, monto al cual se le deducirán inversiones, costos operacionales, capacitación, impuestos, regalías, etc., generando un Flujo de Caja Neto (FCN) de 2704 MM\$, un Valor Presente Net (VPN) de 994 MM\$, con una Tasa Interna de Retorno de (TIR) de 56%.

El Tiempo de Pago de las Inversiones se estima en el sexto año desde el inicio de las actividades de exploración. Este proyecto tiene una Eficiencia de Inversión (E.I.) de 9.96.

En la Figura No. 53 y 54 se puede observan gráficas de Flujo de Caja Acumulado, Perfiles de Inversión y Costos Operacionales, mientras que en el ANEXO B se observa el cálculo de realizado para la Evaluación Económica de Cinco Saltos.

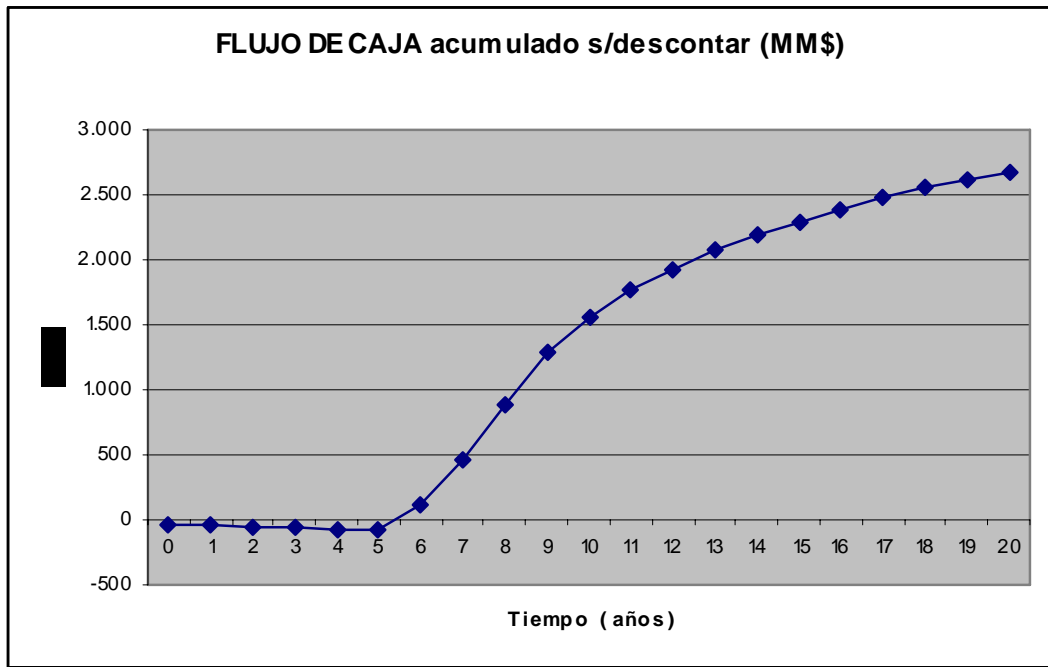


Figura No. 53 Perfil de Flujo de Caja Acumulado sin descontar – Loma Kauffman

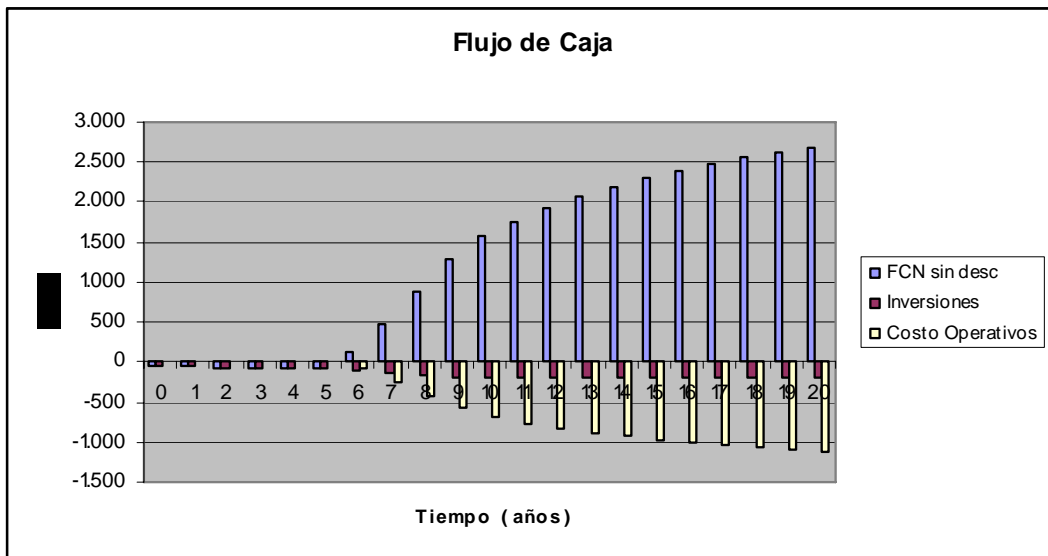


Figura No. 54 Flujo de Caja – Loma Kauffman

4.4.3 Evaluación Económica - Laguna El Loro

El Desarrollo del área de Laguna el Loro, estima un presupuesto de desembolsos de inversiones de capital de 120 MM\$ durante 20 años, para obtener una producción acumulada de 51 MMbeq de las reservas iniciales estimadas, de las inversiones, 42.5 MM\$ están destinados a la perforación de 17 pozos de desarrollo y capacidad de manejo de producción, y 77 MM\$ en adquisición sísmica, gravimetría, magnetometría, procesamiento, interpretación, pozos exploratorios y de avanzadas.

El presupuesto de operaciones previsto para los últimos 15 años, período de producción, es de 556 MM\$, los cuales serán destinados a la reactivación, extracción, manejo y tratamiento de la producción de grado y gas, al mantenimiento de las instalaciones y pago de personal.

Se estima que EL ESTADO reciba por impuestos 692 MM\$ y por regalías 378 MM\$ netos por venta de crudo, que equivale al 34% del ingreso neto.

El inversionista estima recibir por producción 3156 MM\$, monto al cual se le deducirán inversiones, costos operacionales, capacitación, impuestos, regalías, etc., generando un Flujo de Caja Neto (FCN) de 1223 MM\$, un Valor Presente Net (VPN) de 423 MM\$, con una Tasa Interna de Retorno de (TIR) de 40%.

El Tiempo de Pago de las Inversiones se estima en el sexto año desde el inicio de las actividades de exploración. Este proyecto tiene una Eficiencia de Inversión (E.I.) de 5.69.

En la Figura No. 55 y 56 se puede observan gráficas de Flujo de Caja Acumulado, Perfiles de Inversión y Costos Operacionales, mientras que en el ANEXO C se observa el cálculo de realizado para la Evaluación Económica de Cinco Saltos.

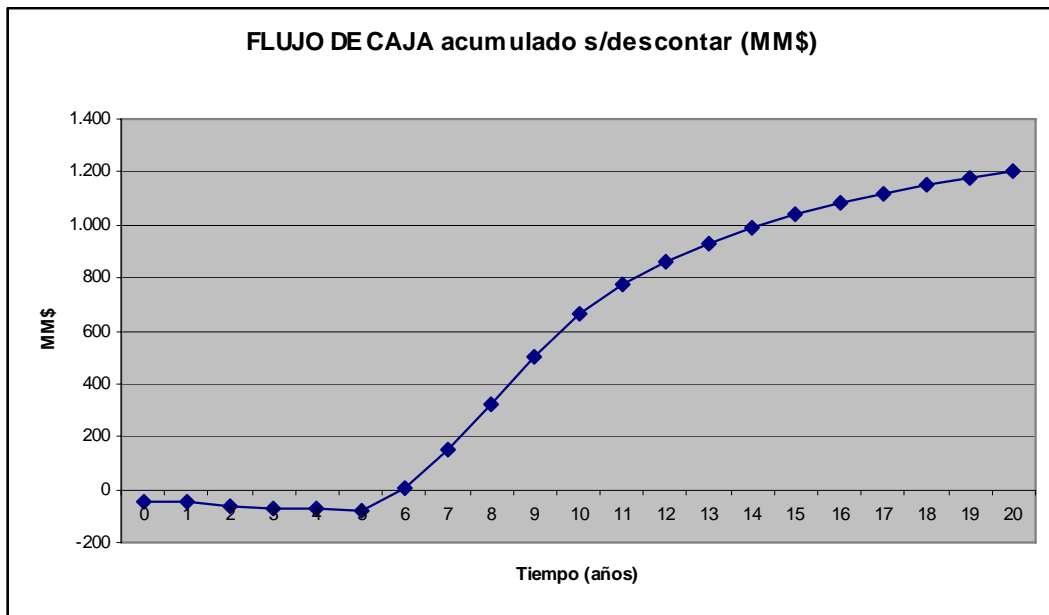


Figura No. 55 Perfil de Flujo de Caja Acumulado sin descontar – Laguna El Loro

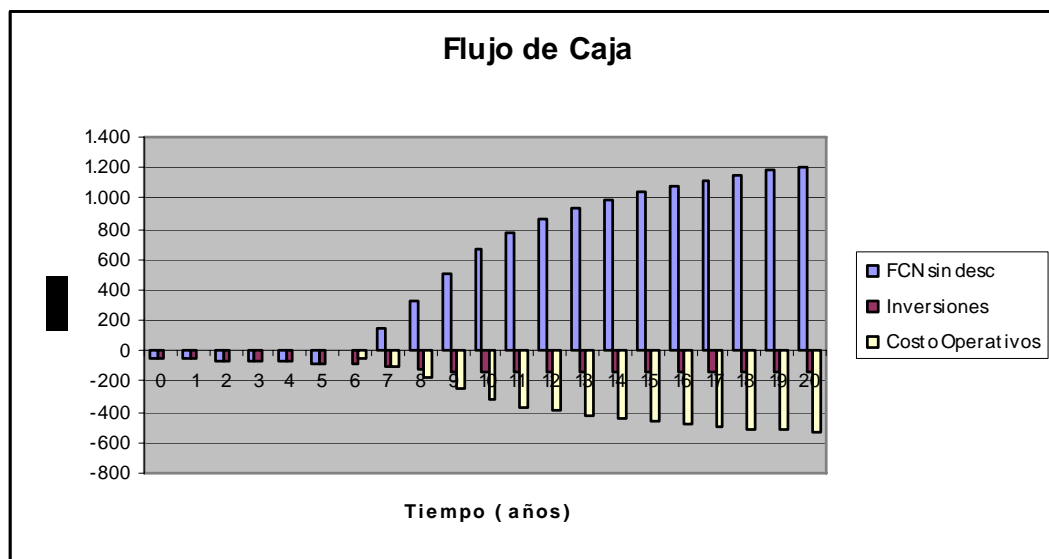


Figura No. 56 Flujo de Caja – Laguna El Loro

4.4.4 Evaluación Económica - Laguna De Piedra

El presupuesto de inversión que se estima para el desarrollo del área de Laguna De Piedra es de 149 MM\$, desarrollo el cual espera obtener una producción acumulada de 100 MMbeq de las reservas iniciales estimadas, de las inversiones, 83 MM\$ están destinados a la perforación de 83 pozos de desarrollo y capacidad de manejo de producción, y 65.4 MM\$ en adquisición sísmica, gravimetría, magnetometría, procesamiento, interpretación, pozos exploratorios y de avanzadas.

El presupuesto de operacional previsto para el período de producción, es de 1008 MM\$, los cuales serán destinados a la reactivación, extracción, manejo y tratamiento de la producción de grado y gas, al mantenimiento de las instalaciones y pago de personal.

Se estima que EL ESTADO reciba por impuestos 1326 MM\$ y por regalías 725 MM\$ netos por venta de crudo, que equivale al 34% del ingreso neto.

El inversionista estima recibir por producción 6049 MM\$, monto al cual se le deducirán inversiones, costos operacionales, capacitación, impuestos, regalías, etc., generando un Flujo de Caja Neto (FCN) de 2430 MM\$, un Valor Presente Net (VPN) de 803 MM\$, con una Tasa Interna de Retorno de (TIR) de 47%.

El Tiempo de Pago de las Inversiones se estima en el sexto año desde el inicio de las actividades de exploración. Este proyecto tiene una Eficiencia de Inversión (E.I.) de 9.13.

A continuación se presentan las Figura No. 57 y 58 donde se puede observan gráficas de Flujo de Caja Acumulado, Perfiles de Inversión y Costos Operacionales, mientras que en el ANEXO D se observa el cálculo de realizado para la Evaluación Económica de Cinco Saltos.

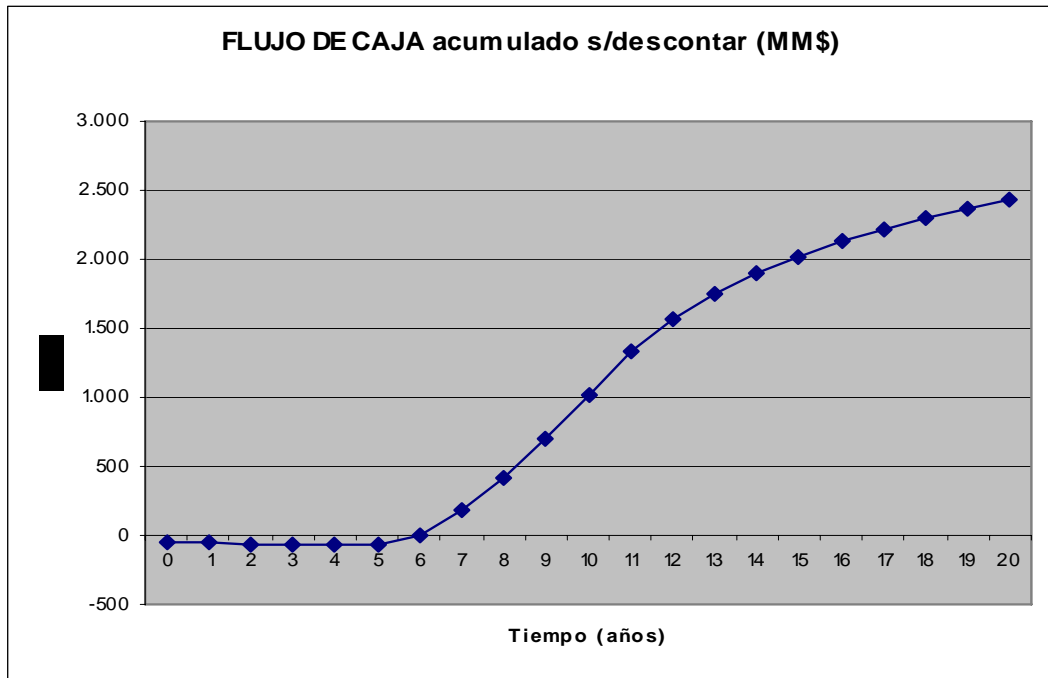


Figura No. 57 Perfil de Flujo de Caja Acumulado sin descontar – Laguna De Piedra

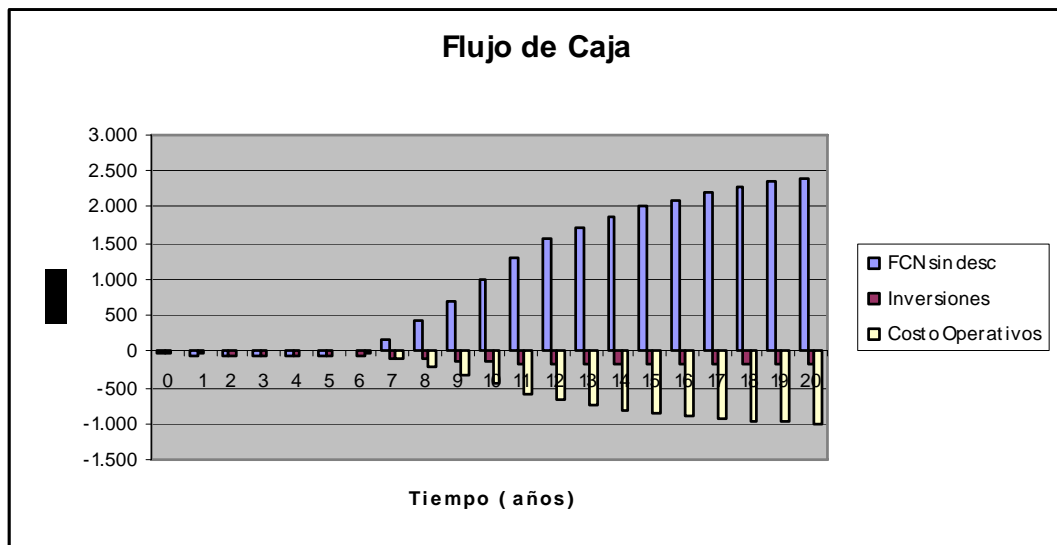


Figura No. 58 Flujo de Caja – Laguna De Piedra

4.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

El análisis de sensibilidades persigue determinar cuán sensible es el proyecto ante variaciones de uno o más parámetros o, en otras palabras, revela el efecto que sobre la rentabilidad, tienen las variaciones en los pronósticos de variables relevantes. La visualización de los parámetros más susceptibles de afectar el resultado de la evaluación, frente a distintos grados de error en su estimación, permitirá decidir sobre la necesidad de realizar estudios más profundos a objeto de mejorar las estimaciones y reducir el riesgo asociado.

El presente análisis se realizó haciendo cambios en los valores de las variables para medir el efecto en los indicadores financieros del proyecto y luego se determinó matemáticamente hasta donde pueden modificarse las variables para que el proyecto siga siendo rentable.

A continuación se presentan las sensibilidades para cada área en estudio, donde se tomaron como variables el precio del crudo con variaciones entre -30% y 20%, los costos operativos o de producción con variaciones de -20% hasta 10%, y la tasa inicial de producción de los pozos modelos propuestos entre -50% y 10% de los valores estimados para la evaluación económica presentada en el capítulo anterior.

En la sensibilidad realizada para Cinco Saltos se observó que al disminuir el precio del crudo que disminuye el VPN, por cada variación de un dólar que representa 2% de variación, la variación del VPN es de aproximadamente 10 MM\$, este comportamiento es exactamente igual con el porcentaje de variación de la tasa inicial de los pozos propuestos en el área como se muestra en la Figura No. 59, mientras que los costos operativos con la variación de porcentajes realizada, no tienen mayor influencia en el VPN.

Se determinó que el precio del crudo debe ser mayor a 17.64 dólares para que el VPN sea mayor a cero al final del horizonte económico, manteniendo constantes las otras variables, de igual forma se determinó el valor mínimo que debe tener la

tasa inicial de producción por pozo para asegurar VPN mayor a cero al final del horizonte, la tasa debe ser mayor a 409 beq por día, la cual es el 15% de la tasa propuesta; y si los costos operativos superan 45 dólares por barril el VPN será menor de cero al final del horizonte económico.

Tabla No. 36 Variabilidad de los estimados de Precio, Costo Operativo y Tasa Inicial de Producción para Cinco Saltos.

Cinco Saltos			
Valores Utilizados Eval.Econ.	Variables	Mínimo	Máximo
60	Precio del Crudo (\$/bbl)	-30%	20%
10	Costo de Producción (\$/bbl)	-20%	10%
2700	Tasa Inicial de Producción (bbl)	-50%	10%
	Precio del Crudo (\$/bbl)	42	72
	Costo de Producción (\$/bbl)	8	11
	Tasa Inicial de Producción (bbl)	1350	2970

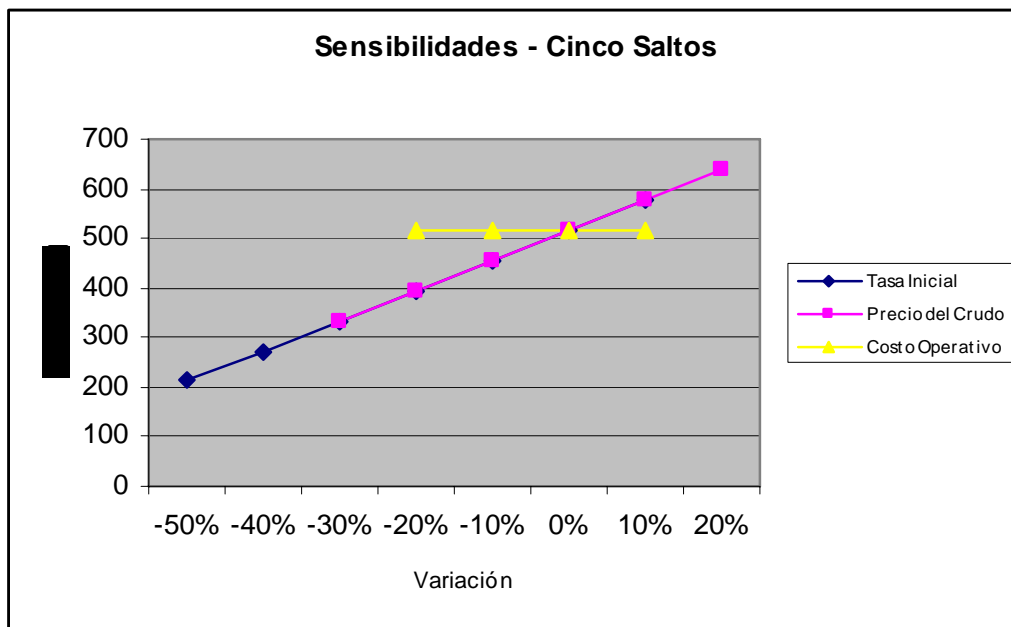


Figura No. 59 Representación gráfica de las sensibilidades en Cinco Saltos.

El análisis de sensibilidad realizado a Loma Kauffman indica básicamente lo mismo que el de Cinco Saltos, donde el precio del crudo y la tasa de producción varían en la misma proporción a medida que se varían sus porcentajes, esto se puede observar en la Figura No. 60 Representación gráfica de las sensibilidades en Loma Kauffman, por cada 10% que varía el precio del crudo o la tasa de producción, varía el VPN en 111 MM\$.

La variación realizada a los costos operativos no produce ningún impacto sobre el VPN al final del horizonte económico.

Se establecieron los valores de las variables para generar un VPN igual a cero al final del horizonte económico, variaciones independientes unas de otras, los valores de las variables fueron los siguientes, precio del crudo 16.18 \$/beq, costo operativo 46.36 \$/beq, y tasa inicial de los pozos propuestos 212 beq/día que representa el 10% de la tasa propuesta.

Tabla No. 37 Variabilidad de los estimados de Precio, Costo Operativo y Tasa Inicial de Producción para Loma Kauffman.

Loma Kauffman			
Valores Utilizados Eval.Econ.	Variables	Mínimo	Máximo
60	Precio del Crudo (\$/bbl)	-30%	20%
10	Costo de Producción (\$/bbl)	-20%	10%
2000	Tasa Inicial de Producción (bbl)	-50%	10%
	Precio del Crudo (\$/bbl)	42	72
	Costo de Producción (\$/bbl)	8	11
	Tasa Inicial de Producción (bbl)	1000	2200

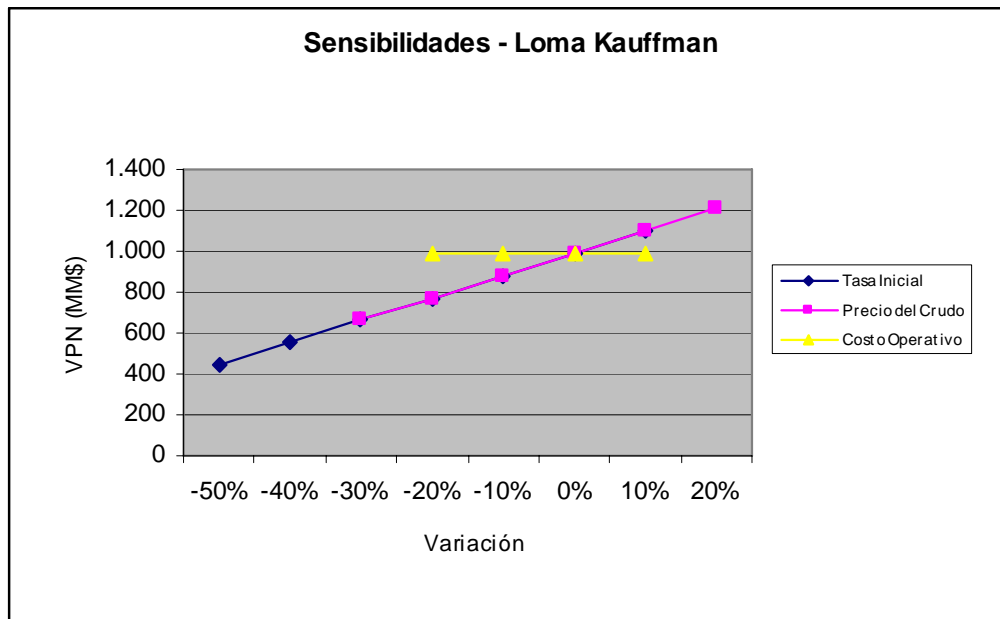


Figura No.60 Representación gráfica de las sensibilidades en Loma Kauffman.

Al igual que Cinco Saltos y Loma Kauffman, Laguna El Loro mantiene las proporciones entre el porcentaje de variación del precio del crudo y de la tasa inicial de los pozos propuestos respecto a la variación del VPN al final del horizonte, para cada 10% de variación del precio o la tasa, varía en 12% el VPN; por otro lado al igual que los análisis de sensibilidades de Cinco Salto y Loma Kauffman, la variación de los costos operativos no tienen incidencia en el valor del VPN; la Figura No. 61 muestra gráficamente el análisis.

Para Laguna El Loro también se determinó cuales valores de precio, costos operativos y tasa inicial, hacían cero el VPN, estos valores son; 18.56 \$/beq, 44.39 \$/beq y 491 beq/día.

Tabla No. 38 Variabilidad de los estimados de Precio, Costo Operativo y Tasa Inicial de Producción para Laguna El Loro.

Laguna El Loro			
Valores Utilizados Eval.Econ.	Variables	Mínimo	Máximo
60	Precio del Crudo (\$/bbl)	-30%	20%
10	Costo de Producción (\$/bbl)	-20%	10%
2700	Tasa Inicial de Producción (bbl)	-50%	10%
	Precio del Crudo (\$/bbl)	42	72
	Costo de Producción (\$/bbl)	8	11
	Tasa Inicial de Producción (bbl)	1350	2970

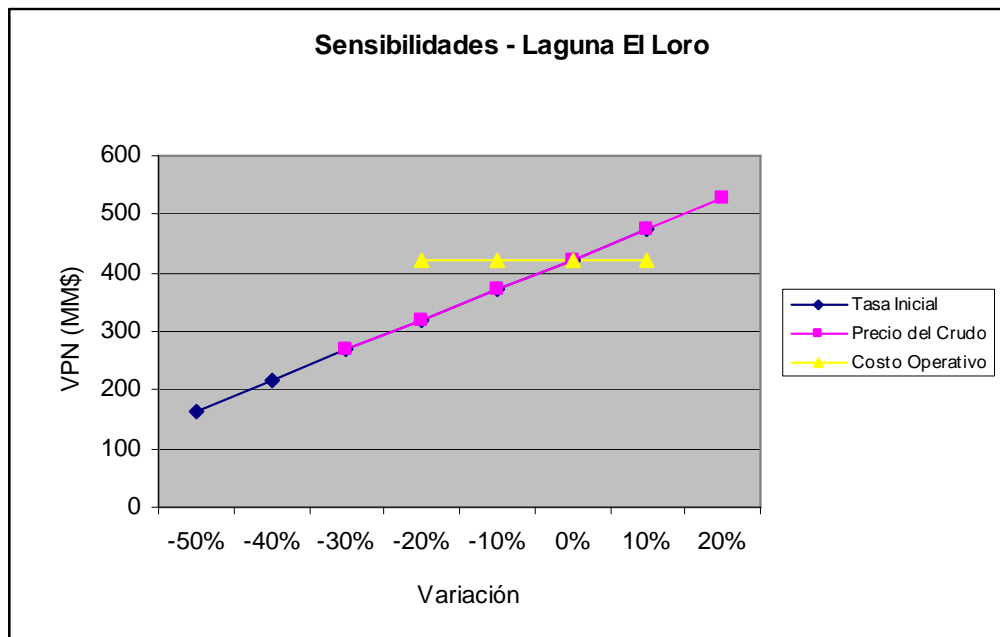


Figura No.61 Representación gráfica de las sensibilidades en Laguna El Loro.

La sensibilidad realizada a Laguna De Piedra, indica que para variaciones de 10% en los precios y tasa inicial de producción de los pozos de desarrollos propuestos para esta área, producen una variación de 11% en el VPN, mientras que las

variaciones realizadas a los costos operativos no afectan el valor del VPN, esto se puede observar en la Figura No. 62.

Los valores límites de las variables analizadas que pudiesen originar un VPN igual a cero son los siguientes; precio del crudo 16.58 \$/beq, tasa inicial de producción 110 beq/día; y para los costos operativos no existe un valor positivo que haga cero el PVN.

Tabla No. 39 Variabilidad de los estimados de Precio, Costo Operativo y Tasa Inicial de Producción para Laguna De Piedra.

Laguna De Piedra			
Valores Utilizados Eval.Econ.	Variables	Mínimo	Máximo
60	Precio del Crudo (\$/bbl)	-30%	20%
10	Costo de Producción (\$/bbl)	-20%	10%
960	Tasa Inicial de Producción (bbl)	-50%	10%
	Precio del Crudo (\$/bbl)	42	72
	Costo de Producción (\$/bbl)	8	11
	Tasa Inicial de Producción (bbl)	480	1056

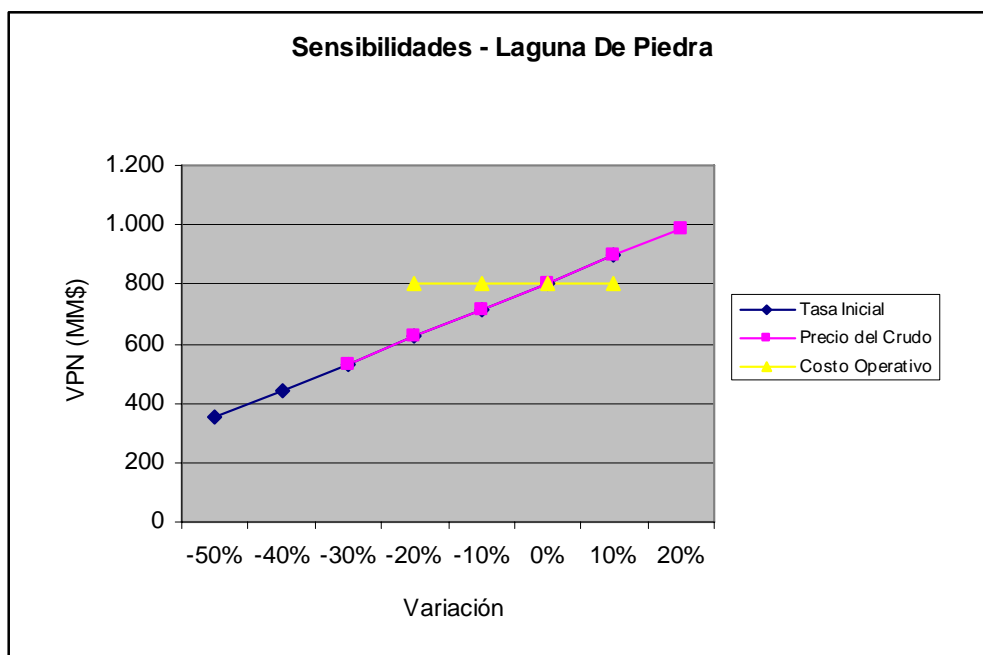


Figura No.62 Representación gráfica de las sensibilidades en Laguna de Piedra.

En la Figura No. 63, se puede observar, que la variación del porcentaje unitario del precio impacta más al VPN de Loma Kauffman, y menos a Laguna El Loro, de la misma manera ocurre con las tasas iniciales de producción.

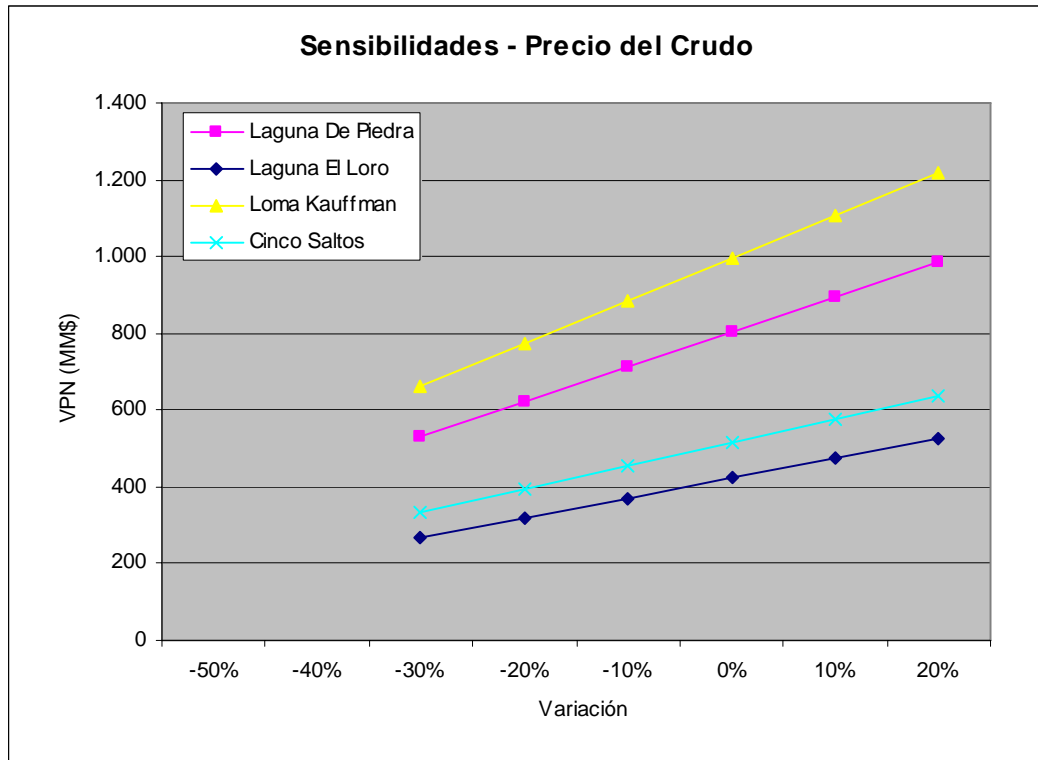


Figura No.63 Representación gráfica de las sensibilidades del Precio del Crudo para las áreas en estudio.

RESULTADOS

En las siguientes tablas se presenta una jerarquización económica de las Áreas ofrecidas en Ronda de Licitaciones Petroleras que se estudiaron de acuerdo a los distintos indicadores. Como se puede observar, la jerarquización se presenta en diferentes formas, dependiendo del indicador que se considere.

Jerarquización por VPN

De acuerdo a la definición de este indicador, estas cantidades representan el rendimiento en dinero que generarán estos negocios en términos del año base. Como podemos observar la alternativa que ofrece mayor rendimiento es Loma Kauffman, seguido de Laguna De Piedra, Cinco Saltos y Laguna El Loro. Es de hacer notar que el VPN (ver Figura No. 64) del área de Laguna El Loro más del 50% menor que el de Loma Kauffman, para un diferencia de inversión del 26%.

Tabla No. 40 Jerarquización por VPN.

Jerarquización por VPN		
Proyecto	VPN (\$)	Inversión (\$)
Loma Kauffman	994.013.900	163.106.000
Laguna De Piedra	803.896.777	149.696.000
Cinco Saltos	516.672.491	116.459.000
Laguna El Loro	423.063.260	120.766.000

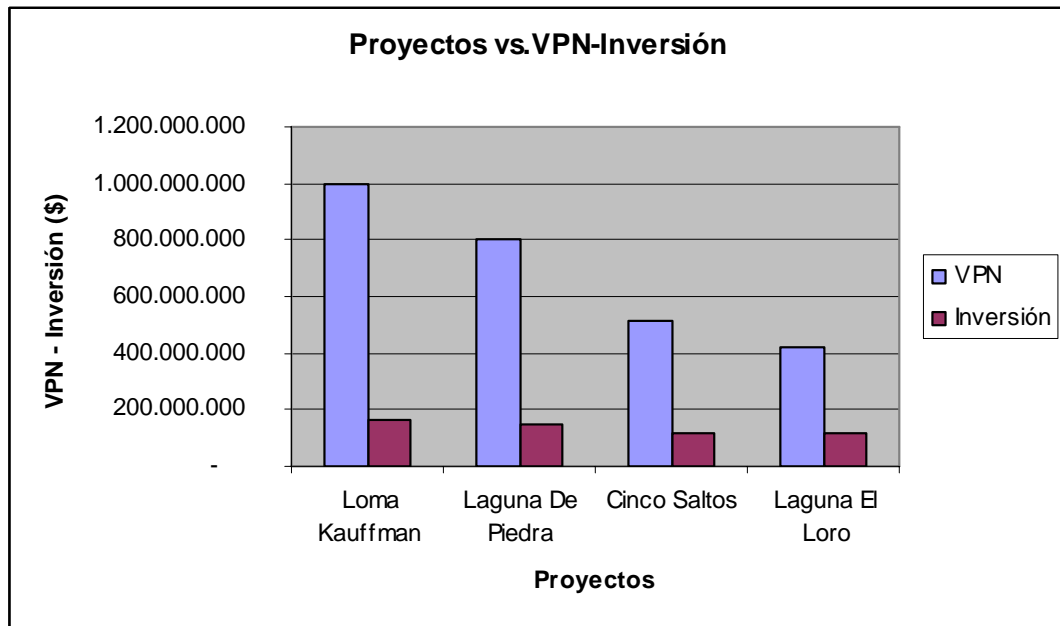


Figura No.64 Valores de VPN e Inversión por cada proyecto.

Jerarquización por TIR

Es necesario considerar que para un valor positivo de VPN siempre se determinará un valor del TIR mayor al 10%, dado que fue el valor de tasa de descuento utilizada para los cálculos económicos. En el caso de la jerarquización del TIR se puede observar que indudablemente que Loma Kauffman continúa representando el proyecto que ofrece mayor rendimiento para el negocio, manteniéndose la misma jerarquización que la del VPN

Tabla No. 41 Jerarquización por TIR.

Jerarquización por TIR		
Proyecto	TIR (%)	Inversión (\$)
Loma Kauffman	56%	163.106.000
Laguna De Piedra	47%	149.696.000
Cinco Saltos	46%	116.459.000
Laguna El Loro	40%	120.766.000

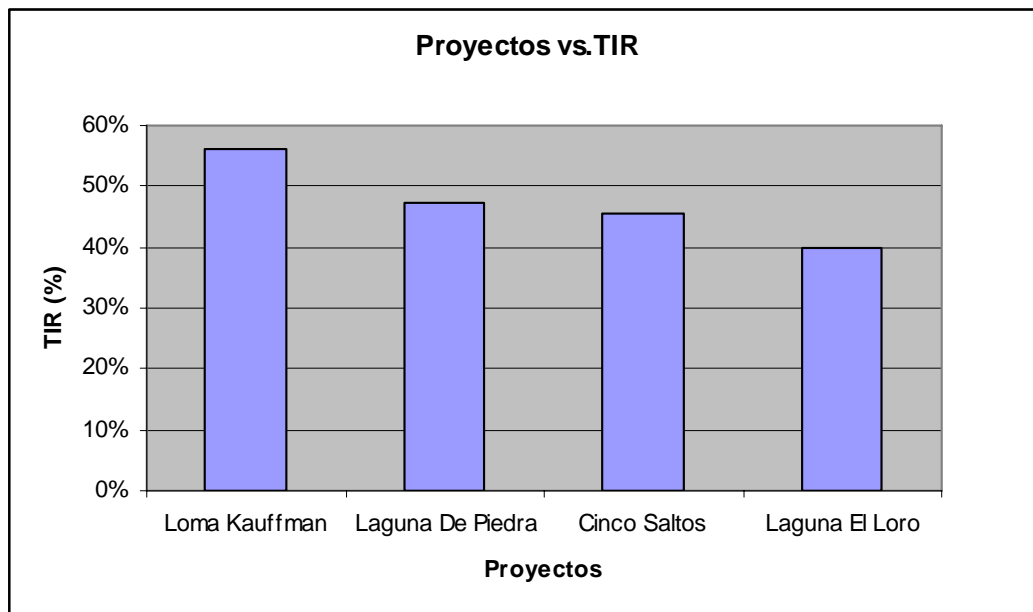


Figura No.65 Valores de TIR por cada proyecto.

Jerarquización por E.I.

La Eficiencia de Inversión es ampliamente utilizado en la jerarquización de proyectos pues, para un capital disponible, permite seleccionar los proyectos que rendirán una mayor rentabilidad. Según este indicador la alternativa que mayor rendimiento tendrá es Loma Kauffman, ya que su valor de E.I. (9,96) representa que el proyecto ganará aproximadamente 8,96 unidades por cada unidad en valor presente. Los demás proyectos lucen de igual forma atractivos basados en este indicador.

Tabla No. 42 Jerarquización por E.I.

Jerarquización por E.I.		
Proyecto	E.I.	Inversión (\$)
Loma Kauffman	9,96	163.106.000
Laguna De Piedra	9,13	149.696.000
Cinco Saltos	6,86	116.459.000
Laguna El Loro	5,69	120.766.000

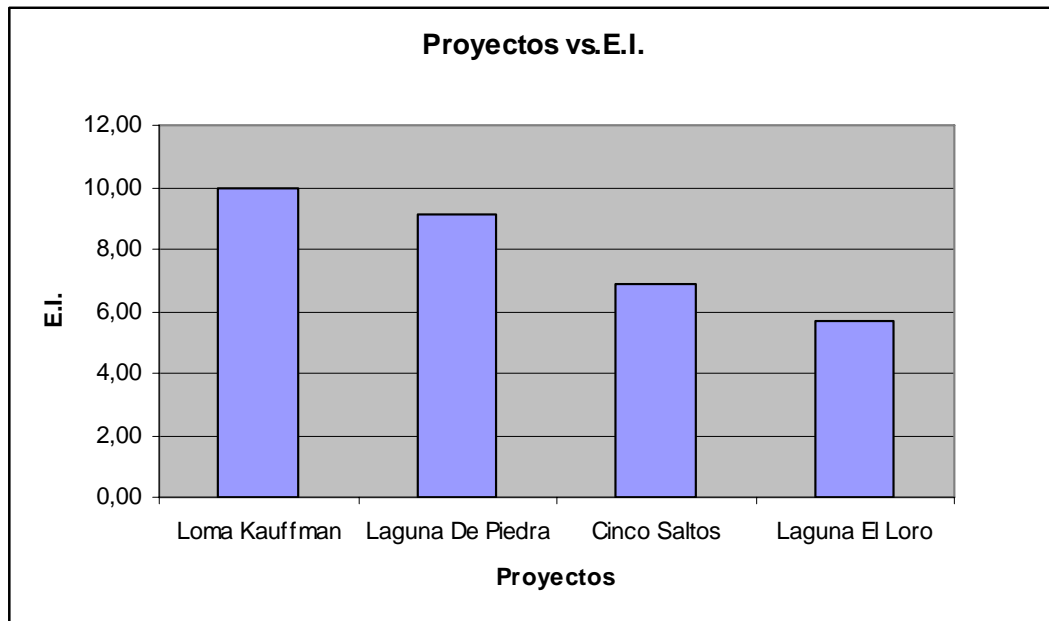


Figura No.66 Valores de E.I por cada proyecto.

Jerarquización por TP estático

Este indicador permite medir el riesgo del proyecto en cuanto al plazo de recuperación del capital y junto con el DPO (Período de Recuperación Dinámico) representan los únicos indicadores de tiempo. Sin embargo, este indicador resulta muy poco útil ya que entre sus desventajas se encuentra que no mide el beneficio o rentabilidad de los proyectos, por ejemplo, un proyecto puede presentar VPN y TIR negativos mientras que el TP estático está dentro del horizonte económico, incluso a los inicios del horizonte.

Además este indicador ignora las pérdidas o beneficios que se puedan obtener después del período de recuperación y una desventaja adicional es que no toma en cuenta el valor del dinero en tiempo, lo cual podría llevar a interpretaciones enmascaradas de las propuestas de inversión con mayor recuperación en menor tiempo.

El indicador de TP estático para los proyectos en estudio son los mismos para todos, siendo este de 6 años, como se puede observar en la siguiente tabla y figura.

Tabla No. 43 Jerarquización por TP estático.

Jerarquización por TP estático		
Proyecto	TP estático (año)	Inversión (\$)
Loma Kauffman	6	163.106.000
Laguna De Piedra	6	149.696.000
Cinco Saltos	6	116.459.000
Laguna El Loro	6	120.766.000

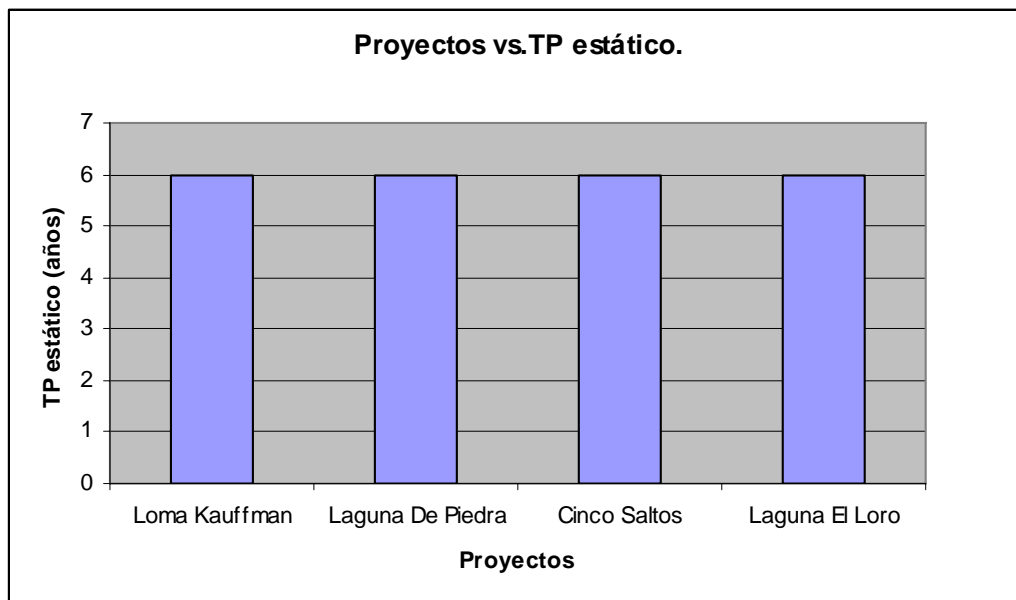


Figura No.67 Valores de TP estático por cada proyecto.

Jerarquización por TP dinámico:

Este Indicador es muy útil como complemento del VPN y del TIR. Es evidente que toda empresa o inversionistas pretenden recuperar la inversión lo antes posible, este indicador permite observar las opciones donde sucede esto, para el caso en estudio, todos los proyectos recuperan la inversión el sexto año del horizonte económico, como se muestra en la Tabla No. 44 y la Figura No.68.

Tabla No. 44 Jerarquización por TP dinámico.

Jerarquización por TP dinámico		
Proyecto	TP dinámico (año)	Inversión (\$)
Loma Kauffman	6	163.106.000
Laguna De Piedra	6	149.696.000
Cinco Saltos	6	116.459.000
Laguna El Loro	6	120.766.000

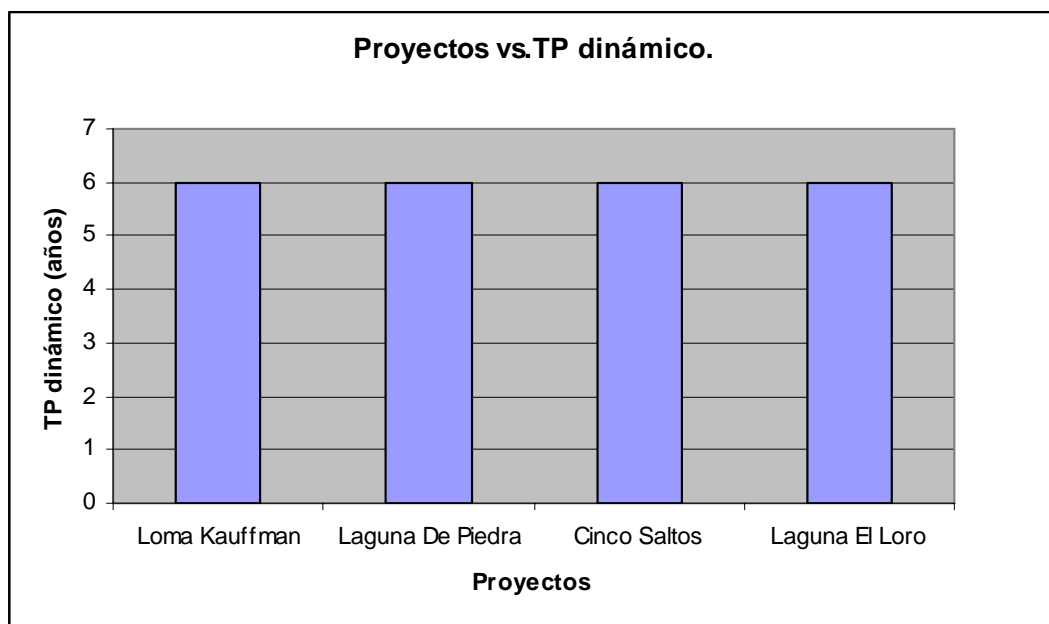


Figura No.68 Valores de TP dinámico por cada proyecto.

El resumen de todos los indicadores involucrados en el análisis económico de los proyectos estudiados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla No. 45 Resumen de los Indicadores Financieros por Proyecto.

Proyecto	Inversión (\$)	VPN (\$)	TIR (%)	E.I.	TP est (año)	TP din (año)
Loma Kauffman	163.106.000	994.013.900	56%	9,96	6	6
Laguna De Piedra	149.696.000	803.896.777	47%	9,13	6	6
Cinco Saltos	116.459.000	516.672.491	46%	6,86	6	6
Laguna El Loro	120.766.000	423.063.260	40%	5,69	6	6

Al analizar todos los indicadores en conjunto y si se consideran todos los casos mutuamente excluyentes, por parte de la empresa operadora o inversionistas el proyecto que obtendría mayor beneficio sería Loma Kauffman, ya que en términos de VPN, TIR y E.I., es el que representa menos riesgo y mayor rendimiento para las arcas de la empresa o inversionistas.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Basado en esta premisa, todos los proyectos estudiados son viables económicamente desde el punto de vista de este indicador.

El método del Valor Presente neto es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación, y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a dinero de hoy, y así puede verse fácilmente si los ingresos son mayores a los egresos. Cuando el VPN es menor a cero, implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés, o por el contrario si el VPN es mayor a cero, se presenta ganancia. Según la bibliografía consultada, se

recomienda que la condición indispensable para comparar alternativas, es que siempre se tome en comparación igual número de años y tasa de descuento.

Muchos autores consideran que el VPN mide la rentabilidad en valor absoluto, ya que depende de la inversión inicial; por lo tanto, establecen que si se deben comparar proyectos con distinta inversión inicial se debe relativizar el VPN, a fin de obtenerlo por cada unidad de capital invertido. Para relativizar este valor se utiliza el indicador de Eficiencia de Inversión (E.I.).

Para tomar una decisión de aceptar o rechazar el proyecto en función de la TIR, fue necesario comparar este indicador por proyecto, contra la tasa de descuento de 10%, lo que implicó que los proyectos que deberían aceptarse, deben ser aquellos cuyo TIR sea mayor a este valor. En este estudio todos los proyectos cumplen con ser mayor a la tasa de descuento.

CONCLUSIONES

- La metodología desarrollada en este Trabajo Especial de Grado que consiste en estimar volúmenes de hidrocarburos dentro de los bloques petroleros ofertados, generar programa de exploración y producción de dichos bloques, evaluar económicamente los proyectos generados para cada bloque y jerarquizarlos económicamente; es el procedimiento para la selección de la opción más conveniente para invertir, en Áreas de Exploración y Producción Petroleras.
- Esta metodología optimiza el tiempo y dinero del grupo de trabajo que realiza este tipo de actividad de búsqueda de oportunidades de inversión petrolera, mediante analogía entre las áreas petroleras utilizando métodos probabilísticos y determinísticos.
- El modelo económico desarrollado para la evaluación económica, fue generado bajo las condiciones jurídicas de la República de Argentina y por lo tanto podrá ser aplicado en ese país. No se descarta, sin embargo su utilización en otros países, siempre y cuando se hagan los ajustes necesarios correspondientes al aspecto jurídico.
- Los indicadores económicos indican que la mejor oportunidad de negocio es el área de Loma Kauffman.

RECOMENDACIONES

- Crear un programa con el software Excel, con el objetivo de que se obtenga como resultado el número de pozos y el año que se deben colocar para drenar cierto volumen de hidrocarburo, basado en los criterios descritos en la Sección 4.3 del presente trabajo especial de grado.
- Los estimados de inversión se clasifican de acuerdo a su grado de precisión en cinco categorías. Estas categorías van, desde Clase V hasta Clase I (visualización, selección, diseño, implementación y operación), siendo este último el más preciso; por lo que se recomienda mantener permanentemente actualizados los registros de datos sobre estimados de inversión, realizados en las diferentes etapas de los proyectos, desde su inicio hasta su culminación. Estos registros servirán para evaluar las desviaciones entre los montos de inversión estimados y el resultado final. También se recomienda aplicar el mismo procedimiento para los ingresos y costos.
- Generar un mapa que represente una distribución continua de los volúmenes de hidrocarburos a encontrar, utilizando Interpolación o Kriging.
- Con fines de enriquecer esta metodología de análisis de inversiones petroleras atender las recomendaciones o sugerencias que tengan a bien hacer: empresas operadoras y/o personas naturales y jurídicas.

REFERENCIAS

- 1.- Secretaría de Energía. [Página Web en línea]. Disponible:
<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2054>
[Consulta: 2006, julio 06]
- 2.- Secretaría de Energía. [Página Web en línea]. Disponible:
<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=812>
[Consulta: 2007, marzo 07]
- 3.- Rondas Licitatorias 2006 - 2007. [Página Web en línea]. Disponible:
<http://www.hidrocarburos.rionegro.gov.ar/concursocincosaltos.htm>
[Consulta: 2006, julio 06]
- 4.- Hidrocarburos en Río Negro. [Página Web en línea]. Disponible:
<http://www.hidrocarburos.rionegro.gov.ar/hidroconcesionarios.htm>
[Consulta: 2006, julio 06]
- 5.- Frontera Exploratoria de la Argentina. [Página Web en línea]. Disponible:
http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2005/1.pdf
[Consulta: 2006, julio 06]
- 6.- Secretaria de Energía. [Página Web en línea]. Disponible:
http://energia.mecon.ar/upstream/US_RGas.asp [Consulta: 2006, agosto 06]
- 7.- Constitución de la República de Argentina. [Página Web Disponible en línea].
<http://pdba.georgetown.edu/Constitutions/Argentina/argen94.html#segundaparte> [Consulta: 2007, marzo 07]
- 8.- Constitución Provincial. [Página Web Disponible en línea]. <http://www.sup-trib-delsur.gov.ar/sup-trib-delsur/Conrn.htm> [Consulta: 2007, marzo 07]

- 9.- Ley Nacional No.17.319. [Página Web Disponible en línea].
<http://www.legislatura.lapampa.gov.ar/LabParlament/Digestos/DigestoMineria/Hidrocarburos/IndiceHidrocarburos.htm> [Consulta: 2007, marzo 07]
- 10.- Gerencia General de Finanzas de Corpoven S.A. (1995) Evaluación Económica de Proyectos, 1ra ed. Caracas: Corpoven S.A. 95 p.
- 11.- Río Negro online. [Página Web Disponible en línea].
<http://www.rionegro.com.ar/arch200208/r08j09.html> [Consulta: 2007, julio 07]
- 12.- El Pregón Energético. [Página Web Disponible en línea].
<http://www.editorialrn.com.ar/penergetico/pe2007-06/pe2007-06-43.html> [Consulta: 2007, julio 07]
- 13.- Petróleo. [Página Web Disponible en línea].
<http://www.gestiopolis.com/recursos2/documentos/fulldocs/eco/petroleo.htm> [Consulta: 2007, julio 07]

ANEXOS

[ANEXO A]

Evaluación Económica – Cinco Saltos

EVALUACIÓN ECONÓMICA - CINCO SALTOS

Área (Km²)=	603
Precio del Crudo (\$/bBL)=	60
Costo Oper. Explot.(\$/bbi)=	10
Regalias=	12%
Tasa de Descuento=	10%

AÑOS	EXPLORACION							EXPLOTACION												
	BASE MINIMA OBLIGATORIA (\$)	APORTE A LA PROVINCIA (\$)	CAPACITACION EXPLORACION (\$)	TRIBUTO AREA EXPLORACION (\$)	COSTOS DE INVERSION EXPLORACION (\$)	COSTO OPERATIVO EXPLORACION (\$/BBL)	EGRESOS EXPLORACION (\$)	COSTOS DE INVERSION EXPLOTACION (\$)	PRODUCCION (BBL/DIA)	PRODUCCION (BBL/AÑO)	PRECIO DEL CRUDO (\$/BBL)	INGRESOS (\$)	COSTO OPERATIVO EXPLOTACION (\$/BBL)	APORTE A LA PROVINCIA 5% DE LA PROD. MENSUAL (\$)	CAPACITACION EXPLOTACION (\$)	REGALIAS (\$)	TRIBUTO AREA EXPLOTACION (\$)	EGRESOS EXPLOTACION (\$)		
EXPLORACION 1er PERIODO	0	1.250.000	750.000	50.000	96.480	42.300.000	500.000	44.946.480				60	0	0	0	0	0	0	0	
	1		750.000	50.000	96.480	24.000	500.000	1.420.480				60	0	0	0	0	0	0	0	
	2		775.000	50.000	96.480	16.385.000		500.000	17.806.480			60	0	0	0	0	0	0	0	
	3			50.000	192.960		500.000	742.960				60	0	0	0	0	0	0	0	0
	4			50.000	192.960	7.000.000	500.000	7.742.960				60	0	0	0	0	0	0	0	0
EXPLORACION 2do PERIODO	5			50.000	289.440	7.000.000	500.000	7.839.440				60	0	0	0	0	0	0	0	
	6							17.500.000	18.900	6.898.500	60	413.910.000	68.985.000	20.695.500	250.000	49.669.200	3.859.200	160.958.900		
	7							12.500.000	24.840	9.066.600	60	543.996.000	90.666.000	27.199.800	250.000	65.279.520	3.859.200	199.754.520		
	8							7.500.000	22.550	8.230.896	60	493.853.760	82.308.960	24.692.688	250.000	59.262.451	3.859.200	177.873.299		
	9							5.000.000	19.876	7.254.857	60	435.291.408	72.548.568	21.764.570	250.000	52.234.969	3.859.200	155.657.307		
EXPLOTACION 3er PERIODO	10								14.061	5.132.295	60	307.937.687	51.322.948	15.396.884	250.000	36.952.522	3.859.200	107.781.555		
	11								11.119	4.058.517	60	243.511.001	40.585.167	12.175.550	250.000	29.221.320	3.859.200	86.091.237		
	12								9.640	3.518.514	60	211.110.852	35.185.142	10.555.543	250.000	25.333.302	3.859.200	75.183.187		
	13								8.483	3.096.293	60	185.777.550	30.962.925	9.288.878	250.000	22.293.306	3.859.200	66.654.309		
	14								7.465	2.724.737	60	163.484.244	27.247.374	8.174.212	250.000	19.618.109	3.859.200	59.148.896		
	15								6.569	2.397.769	60	143.866.135	23.977.689	7.193.307	250.000	17.263.936	3.859.200	52.544.132		
	16								5.781	2.110.037	60	126.602.199	21.100.366	6.330.110	250.000	15.192.264	3.859.200	46.731.940		
	17								5.087	1.856.832	60	111.409.935	18.568.322	5.570.497	250.000	13.369.192	3.859.200	41.617.211		
	18								4.513	1.647.350	60	98.840.994	16.473.499	4.942.050	250.000	11.860.919	3.859.200	37.385.668		
	19								4.031	1.471.198	60	88.271.910	14.711.985	4.413.595	250.000	10.592.629	3.859.200	33.827.410		
	20								3.616	1.319.748	60	79.184.897	13.197.483	3.959.245	250.000	9.502.188	3.859.200	30.768.115		
	TOTAL	1.250.000	2.275.000	300.000	964.800	72.709.000	3.000.000	80.498.800	42.500.000		60.784.143		3.647.048.572	607.841.429	182.352.429	3.750.000	437.645.829	57.888.000	1.331.977.686	

CALCULOS FINANCIEROS												
AÑOS	EGRESOS EXPLORACION + EXPLOTACION (\$)	FLUJO DE CAJA antes de Impuestos (\$)	FLUJO DE CAJA acumulado, antes de Impuestos (\$)	UTILIDAD NETA FISCAL (\$)	MIER 55% (\$)	IMPUESTOS (\$)	UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO (\$)	Inversiones (\$)	Costos Inversiones descontado (\$)	FLUJO DE CAJA s/descontar (\$)	FLUJO DE CAJA descontado (\$)	
EXPLORACION 1er PERIODO	0	44.946.480	-44.946.480	-43.550.000	0	-596.480	-43.646.480	43.550.000	43.550.000	-43.646.480	-43.646.480	
	1	1.420.480	-1.420.480	-46.366.960	-1.274.000	0	-596.480	-1.370.480	24.000	-1.370.480	-1.245.891	
	2	17.806.480	-17.806.480	-64.173.440	-17.660.000	0	-596.480	-17.756.480	16.385.000	13.541.322	-17.756.480	-14.674.777
	3	742.960	-742.960	-64.916.400	0	0	-692.960	-692.960	0	0	-692.960	-520.631
	4	7.742.960	-7.742.960	-72.659.360	0	0	-692.960	-7.692.960	7.000.000	4.781.094	-7.692.960	-5.254.399
EXPLOTACION 2do PERIODO	5	7.839.440	-7.839.440	-80.498.800	0	0	-789.440	-7.899.440	7.000.000	4.346.449	-7.789.440	-4.836.620
	6	160.958.900	252.951.100	172.452.300	393.214.500	216.267.975	93.754.575	159.446.525	17.500.000	9.878.294	159.446.525	90.003.407
	7	199.754.520	344.241.480	516.693.780	516.796.200	284.237.910	124.433.190	220.058.290	12.500.000	6.414.476	220.058.290	112.924.698
	8	177.873.299	315.980.461	832.674.241	469.161.072	258.038.590	112.607.978	203.622.482	7.500.000	3.498.805	203.622.482	94.991.391
	9	155.657.307	279.634.101	1.112.308.341	413.526.838	227.439.761	98.797.024	181.087.077	5.000.000	2.120.488	181.087.077	76.798.598
	10	107.781.555	200.156.132	1.312.464.474	292.540.803	160.897.441	68.762.771	131.643.361	0	0	131.643.361	50.754.215
	11	86.091.237	157.419.764	1.469.884.238	231.335.451	127.234.498	53.568.811	104.100.953	0	0	104.100.953	36.486.749
	12	75.183.187	135.927.665	1.605.811.904	200.555.310	110.305.420	45.927.776	90.249.889	0	0	90.249.889	28.756.396
	13	66.654.309	119.123.242	1.724.935.145	176.488.673	97.068.770	39.953.339	79.419.903	0	0	79.419.903	23.005.117
	14	59.148.896	104.335.349	1.829.270.494	155.310.032	85.420.518	34.695.834	69.889.514	0	0	69.889.514	18.404.093
	15	52.544.132	91.322.003	1.920.592.497	136.672.828	75.170.055	30.069.230	61.502.773	0	0	61.502.773	14.723.275
	16	46.731.940	79.870.258	2.000.462.755	120.272.089	66.149.649	25.997.819	54.122.440	0	0	54.122.440	11.778.200
	17	41.617.211	69.792.723	2.070.255.478	105.839.438	58.211.691	22.414.976	47.627.747	0	0	47.627.747	9.422.896
	18	37.385.668	61.455.326	2.131.710.805	93.898.945	51.644.419	19.450.801	42.254.525	0	0	42.254.525	7.599.848
	19	33.827.410	54.444.500	2.186.155.305	83.858.314	46.122.073	16.958.259	37.736.241	0	0	37.736.241	6.170.177
	20	30.768.115	48.416.782	2.234.572.086	75.225.652	41.374.109	14.815.238	33.851.543	0	0	33.851.543	5.091.815
	Total Inversión (\$)								116.459.000	88.152.748	1.437.664.465	516.672.491
E.L.								6,86	TIR	46%		

[ANEXO B]

Evaluación Económica – Loma Kauffman

EVALUACIÓN ECONÓMICA - LOMA KAUFFMAN

Área (Km²)=	1092
Precio del Crudo (\$/bBL)=	60
Costo Oper. Explot.(\$/bbi)=	10
Regalias=	12%
Tasa de Descuento=	10%

AÑOS	EXPLORACION								EXPLOTACION										
	BASE MINIMA OBLIGATORIA (\$)	APORTE A LA PROVINCIA (\$)	CAPACITACION EXPLORACION (\$)	TRIBUTO AREA EXPLORACION (\$)	COSTOS DE INVERSION EXPLORACION (\$)	COSTO OPERATIVO EXPLORACION (\$/BBL)	EGRESOS EXPLORACION (\$)	COSTOS DE INVERSION EXPLOTACION (\$)	PRODUCCION (BBL/DIA)	PRODUCCION (BBL/AÑO)	PRECIO DEL CRUDO (\$/BBL)	INGRESOS (\$)	COSTO OPERATIVO EXPLOTACION (\$/BBL)	APORTE A LA PROVINCIA 5% DE LA PROD. MENSUAL (\$)	CAPACITACION EXPLOTACION (\$)	REGALIAS (\$)	TRIBUTO AREA EXPLOTACION (\$)	EGRESOS EXPLOTACION (\$)	
EXPLORACION 1er PERIODO	0	1.250.000	750.000	50.000	174.720	42.250.000	500.000	44.974.720				60	0	0	0	0	0	0	
	1		750.000	50.000	174.720	36.000	500.000	1.510.720				60	0	0	0	0	0	0	
	2		775.000	50.000	174.720	19.570.000	500.000	21.069.720				60	0	0	0	0	0	0	
	3			50.000	349.440		500.000	899.440				60	0	0	0	0	0	0	
	4			50.000	349.440	2.500.000	500.000	3.399.440				60	0	0	0	0	0	0	
EXPLORACION 2do PERIODO	5			50.000	524.160	7.500.000	500.000	8.574.160				60	0	0	0	0	0	0	
	6							24.000.000	24.000	8.760.000	60	525.600.000	87.600.000	26.280.000	250.000	63.072.000	6.988.800	208.190.800	
	7							26.000.000	40.400	14.746.000	60	884.760.000	147.460.000	44.238.000	250.000	106.171.200	6.988.800	331.108.000	
EXPLOTACION	8							24.000.000	47.664	17.397.360	60	1.043.841.600	173.973.600	52.192.080	250.000	125.260.992	6.988.800	382.665.472	
	9							16.000.000	45.587	16.639.328	60	998.359.680	166.393.280	49.917.984	250.000	119.803.162	6.988.800	359.353.226	
	10								29.814	10.882.022	60	652.921.344	108.820.224	32.646.067	250.000	78.350.561	6.988.800	227.055.652	
	11								21.547	7.864.658	60	471.879.475	78.646.579	23.593.974	250.000	56.625.537	6.988.800	166.104.890	
	12								17.568	6.412.286	60	384.737.182	64.122.864	19.236.859	250.000	46.168.462	6.988.800	136.766.985	
	13								14.703	5.366.529	60	321.991.716	53.665.286	16.099.586	250.000	38.639.006	6.988.800	115.642.678	
	14								12.727	4.645.419	60	278.725.134	46.454.189	13.936.257	250.000	33.447.016	6.988.800	101.076.262	
	15								11.327	4.134.260	60	248.055.628	41.342.605	12.402.781	250.000	29.766.675	6.988.800	90.750.862	
	16								10.146	3.703.152	60	222.189.137	37.031.523	11.109.457	250.000	26.662.696	6.988.800	82.042.476	
	17								9.131	3.332.837	60	199.970.224	33.328.371	9.998.511	250.000	23.996.427	6.988.800	74.562.109	
	18								8.218	2.999.553	60	179.973.201	29.995.534	8.998.660	250.000	21.596.784	6.988.800	67.829.778	
	19								7.396	2.699.598	60	161.975.881	26.995.980	8.098.794	250.000	19.437.106	6.988.800	61.770.680	
	20								6.657	2.429.638	60	145.778.293	24.296.382	7.288.915	250.000	17.493.395	6.988.800	56.317.492	
	TOTAL	1.250.000	2.275.000	300.000	1.747.200	71.856.000	3.000.000	80.428.200	90.000.000		112.012.642		6.720.758.496	1.120.126.416	336.037.925	3.750.000	806.491.020	104.832.000	2.461.237.360

CALCULOS FINANCIEROS												
AÑOS	EGRESOS EXPLORACION + EXPLOTACION (\$)	FUJJO DE CAJA antes de Impuestos (\$)	FUJJO DE CAJA acumulado, antes de Impuestos (\$)	UTILIDAD NETA FISCAL (\$)	MIER 55% (\$)	IMPUESTOS (\$)	UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO (\$)	Inversiones (\$)	Costos Inversiones descontado (\$)	FLUJO DE CAJA s/descontar (\$)	FLUJO DE CAJA descontado (\$)	
EXPLORACION 1er PERIODO	0	44.974.720	-44.974.720	-43.500.000	0	-674.720	-43.674.720	43.500.000	43.500.000	-43.674.720	-43.674.720	
	1	1.510.720	-1.510.720	-46.485.440	-1.286.000	-674.720	-1.460.720	36.000	32.727	-1.460.720	-1.327.927	
	2	21.069.720	-21.069.720	-67.555.160	-20.845.000	0	-674.720	-21.019.720	19.570.000	16.173.554	-21.019.720	-17.371.669
	3	899.440	-899.440	-68.454.600	0	0	-849.440	-849.440	0	0	-849.440	-638.197
	4	3.399.440	-3.399.440	-71.854.040	0	0	-849.440	-3.349.440	2.500.000	1.707.534	-3.349.440	-2.287.173
EXPLOTACION	5	8.574.160	-8.574.160	-80.428.200	0	0	-1.024.160	-8.524.160	7.500.000	4.656.910	-8.524.160	-5.292.833
	6	208.190.800	317.409.200	236.981.000	499.320.000	274.626.000	116.965.200	200.694.000	24.000.000	13.547.374	200.694.000	113.286.531
	7	331.108.000	553.652.000	790.633.000	840.522.000	462.287.100	201.667.100	352.234.900	26.000.000	13.342.111	352.234.900	180.752.198
	8	382.665.472	661.176.128	1.451.809.128	991.649.520	545.407.236	239.183.844	422.242.284	24.000.000	11.196.177	422.242.284	196.979.142
	9	359.353.226	639.006.454	2.090.815.582	948.441.696	521.642.933	228.457.691	410.798.763	16.000.000	6.785.562	410.798.763	174.218.777
	10	227.055.652	425.865.692	2.516.681.274	620.275.277	341.151.402	146.991.817	279.123.875	0	0	279.123.875	107.614.337
	11	166.104.890	305.774.585	2.822.455.859	448.285.501	246.557.026	104.296.110	201.728.476	0	0	201.728.476	70.704.600
	12	136.766.985	247.970.197	3.070.426.056	365.500.323	201.025.177	83.745.052	164.475.145	0	0	164.475.145	52.406.850
	13	115.642.678	206.349.039	3.276.775.095	305.892.131	168.240.672	68.947.580	137.651.459	0	0	137.651.459	39.872.724
	14	101.076.262	177.648.872	3.454.423.967	264.788.878	145.633.883	58.743.878	119.154.995	0	0	119.154.995	31.377.234
	15	90.750.862	157.304.767	3.611.728.734	235.652.847	129.609.066	51.510.986	106.043.781	0	0	106.043.781	25.386.038
	16	82.042.476	140.146.661	3.751.875.395	211.079.680	116.093.824	45.410.805	94.985.856	0	0	94.985.856	20.671.690
	17	74.562.109	125.408.115	3.877.283.510	189.971.712	104.484.442	40.170.844	85.487.271	0	0	85.487.271	16.913.201
	18	67.829.778	112.143.423	3.989.426.934	170.974.541	94.035.998	35.454.880	76.938.544	0	0	76.938.544	13.838.073
	19	61.770.680	100.205.201	4.089.632.135	153.877.087	84.632.398	31.210.512	69.244.689	0	0	69.244.689	11.322.060
	20	56.317.492	89.460.801	4.179.092.936	138.489.378	76.169.158	27.390.581	62.320.220	0	0	62.320.220	9.263.504
Total Inversión (\$)								163.106.000				
VPN-Inversión (\$)								110.941.949				
FCN (\$)								2.704.246.057				
VPN (\$)								994.013.900				
E.I.								9,96				
TIR								56%				

[ANEXO C]

Evaluación Económica – Laguna El Loro

EVALUACIÓN ECONÓMICA - LAGUNA EL LORO

Área (Km²)=	499
Precio del Crudo (\$/bBL)=	60
Costo Oper. Explot.(\$/bbi)=	10
Regalias=	12%
Tasa de Descuento=	10%

AÑOS	EXPLORACION							EXPLOTACION										
	BASE MINIMA OBLIGATORIA (\$)	APORTE A LA PROVINCIA (\$)	CAPACITACION EXPLORACION (\$)	TRIBUTO AREA EXPLORACION (\$)	COSTOS DE INVERSION EXPLORACION (\$)	COSTO OPERATIVO EXPLORACION (\$/BBL)	EGRESOS EXPLORACION (\$)	COSTOS DE INVERSION EXPLOTACION (\$)	PRODUCCION (BBL/DIA)	PRODUCCION (BBL/AÑO)	PRECIO DEL CRUDO (\$/BBL)	INGRESOS (\$)	COSTO OPERATIVO EXPLOTACION (\$/BBL)	APORTE A LA PROVINCIA 5% DE LA PROD. MENSUAL (\$)	CAPACITACION EXPLOTACION (\$)	REGALIAS (\$)	TRIBUTO AREA EXPLOTACION (\$)	EGRESOS EXPLOTACION (\$)
EXPLORACION 1er PERIODO	0	1.250.000	750.000	50.000	79.840	42.300.000	500.000	44.929.840				60	0	0	0	0	0	0
	1		750.000	50.000	79.840	36.000	500.000	1.415.840				60	0	0	0	0	0	0
	2		775.000	50.000	79.840	20.680.000	500.000	22.084.840				60	0	0	0	0	0	0
	3			50.000	159.680		500.000	709.680				60	0	0	0	0	0	0
	4			50.000	159.680	3.500.000	500.000	4.209.680				60	0	0	0	0	0	0
EXPLORACION 2do PERIODO	5			50.000	239.520	10.500.000	500.000	11.289.520				60	0	0	0	0	0	0
	6							10.000.000	10.800	3.942.000	60	236.520.000	39.420.000	11.826.000	250.000	28.382.400	3.193.600	93.072.000
	7							10.000.000	16.848	6.149.520	60	368.971.200	61.495.200	18.448.560	250.000	44.276.544	3.193.600	137.663.904
	8							10.000.000	20.235	7.385.731	60	443.143.872	73.857.312	22.157.194	250.000	53.177.265	3.193.600	162.635.370
	9							7.500.000	20.244	7.389.200	60	443.352.010	73.892.002	22.167.600	250.000	53.202.241	3.193.600	160.205.443
EXPLOTACION	10							5.000.000	18.200	6.642.995	60	398.579.720	66.429.953	19.928.986	250.000	47.829.566	3.193.600	142.632.106
	11								12.175	4.444.003	60	266.640.160	44.440.027	13.332.008	250.000	31.996.819	3.193.600	93.212.454
	12								9.015	3.290.300	60	197.417.984	32.902.997	9.870.899	250.000	23.690.158	3.193.600	69.907.655
	13								7.323	2.672.748	60	160.364.877	26.727.480	8.018.244	250.000	19.243.785	3.193.600	57.433.109
	14								6.067	2.214.354	60	132.861.223	22.143.537	6.643.061	250.000	15.943.347	3.193.600	48.173.545
	15								5.148	1.879.008	60	112.740.471	18.790.079	5.637.024	250.000	13.528.857	3.193.600	41.399.559
	16								4.480	1.635.111	60	98.106.636	16.351.106	4.905.332	250.000	11.772.796	3.193.600	36.472.834
	17								3.978	1.452.010	60	87.120.588	14.520.098	4.356.029	250.000	10.454.471	3.193.600	32.774.198
	18								3.552	1.296.471	60	77.788.268	12.964.711	3.889.413	250.000	9.334.592	3.193.600	29.632.317
	19								3.186	1.162.903	60	69.774.170	11.629.028	3.488.708	250.000	8.372.900	3.193.600	26.934.237
	20								2.867	1.046.613	60	62.796.753	10.466.125	3.139.838	250.000	7.535.610	3.193.600	24.585.173
TOTAL	1.250.000	2.275.000	300.000	798.400	77.016.000	3.000.000	84.639.400	42.500.000		52.602.966		3.156.177.931	526.029.655	157.808.897	3.750.000	378.741.352	47.904.000	1.156.733.903

CALCULOS FINANCIEROS												
AÑOS	EGRESOS EXPLORACION + EXPLOTACION (\$)	FULJO DE CAJA antes de Impuestos (\$)	FULJO DE CAJA acumulado, antes de Impuestos (\$)	UTILIDAD NETA FISCAL (\$)	MIER 55% (\$)	IMPUESTOS (\$)	UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO (\$)	Inversiones (\$)	Costos Inversiones descontado (\$)	FLUJO DE CAJA s/descontar (\$)	FLUJO DE CAJA descontado (\$)	
EXPLORACION 1er PERIODO	0	44.929.840	-44.929.840	-43.550.000	0	-579.840	-43.629.840	43.550.000	43.550.000	-43.629.840	-43.629.840	
	1	1.415.840	-1.415.840	-46.345.680	-1.286.000	0	-579.840	36.000	32.727	-1.365.840	-1.241.673	
	2	22.084.840	-22.084.840	-68.430.520	-21.955.000	0	-579.840	-22.034.840	20.680.000	17.090.909	-22.034.840	-18.210.612
	3	709.680	-709.680	-69.140.200	0	0	-659.680	-659.680	0	0	-659.680	-495.627
	4	4.209.680	-4.209.680	-73.349.880	0	0	-659.680	-4.159.680	3.500.000	2.390.547	-4.159.680	-2.841.117
EXPLORACION 2do PERIODO	5	11.289.520	-11.289.520	-84.639.400	0	0	-739.520	-11.239.520	10.500.000	6.519.674	-11.239.520	-6.978.858
	6	93.072.000	143.448.000	58.808.600	224.694.000	123.581.700	52.585.700	91.112.300	10.000.000	5.644.739	91.112.300	51.430.518
	7	137.663.904	231.307.296	290.115.896	350.522.640	192.787.452	83.822.108	147.135.188	10.000.000	5.131.581	147.735.188	75.811.511
	8	162.635.370	280.508.502	570.624.398	420.986.678	231.542.673	101.314.496	179.444.005	10.000.000	4.665.074	179.444.005	83.711.953
	9	160.205.443	283.146.566	853.770.964	421.184.409	231.651.425	101.363.582	182.032.984	7.500.000	3.180.732	182.032.984	77.199.756
EXPLOTACION	10	142.632.106	255.947.614	1.109.718.578	378.650.734	208.257.904	90.804.784	165.392.830	5.000.000	1.927.716	165.392.830	63.766.096
	11	93.212.454	173.427.706	1.283.146.284	253.308.152	139.319.483	59.689.038	113.988.668	0	0	113.988.668	39.952.333
	12	69.907.655	127.510.329	1.410.656.613	187.547.085	103.150.897	43.364.141	84.396.188	0	0	84.396.188	26.891.226
	13	57.433.109	102.931.769	1.513.588.382	152.346.633	83.790.648	34.625.784	68.555.985	0	0	68.555.985	19.858.227
	14	48.173.545	84.687.678	1.598.276.060	126.218.162	69.419.989	28.139.505	56.798.173	0	0	56.798.173	14.956.734
	15	41.399.559	71.340.913	1.669.616.973	107.103.448	58.906.896	23.394.361	48.196.552	0	0	48.196.552	11.537.871
	16	36.472.834	61.633.802	1.731.250.775	93.201.305	51.260.717	19.943.215	41.940.587	0	0	41.940.587	9.127.494
	17	32.774.198	54.346.390	1.785.597.165	82.764.558	45.520.507	17.352.339	37.244.051	0	0	37.244.051	7.368.537
	18	29.632.317	48.155.951	1.833.753.116	73.898.854	40.644.370	15.151.466	33.254.484	0	0	33.254.484	5.981.111
	19	26.934.237	42.839.932	1.876.593.048	66.285.461	36.457.004	13.261.475	29.828.458	0	0	29.828.458	4.877.191
	20	24.585.173	38.211.579	1.914.804.627	59.656.915	32.811.303	11.615.967	26.845.612	0	0	26.845.612	3.990.423

Total Inversión (\$)	VPN-Inversión (\$)	FCN (\$)	VPN (\$)
120.766.000	90.133.700	1.223.676.665	423.063.260
E.I.	TIR		
5,69	40%		

[ANEXO D]

Evaluación Económica – Laguna De Piedra

EVALUACIÓN ECONÓMICA - LAGUNA DE PIEDRA

Área (Km²)=	991
Precio del Crudo (\$/bBL)=	60
Costo Oper. Explot.(\$/bb)=	10
Regalias=	12%
Tasa de Descuento=	10%

AÑOS	EXPLORACION							EXPLOTACION											
	BASE MINIMA OBLIGATORIA (\$)	APORTE A LA PROVINCIA (\$)	CAPACITACION EXPLORACION (\$)	TRIBUTOS AREA EXPLORACION (\$)	COSTOS DE INVERSION EXPLORACION (\$)	COSTO OPERATIVO EXPLORACION (\$/BBL)	EGRESOS EXPLORACION (\$)	COSTOS DE INVERSION EXPLOTACION (\$)	PRODUCCION (BBL/DIA)	PRODUCCION (BBL/AÑO)	PRECIO DEL CRUDO (\$/BBL)	INGRESOS (\$)	COSTO OPERATIVO EXPLOTACION (\$/BBL)	APORTE A LA PROVINCIA 5% DE LA PROD. MENSUAL (\$)	CAPACITACION EXPLOTACION (\$)	REGALIAS (\$)	TRIBUTOS AREA EXPLOTACION (\$)	EGRESOS EXPLOTACION (\$)	
EXPLORACION 1er PERIODO	0	1.250.000	750.000	50.000	158.560	42.200.000	500.000	44.908.560			60	0	0	0	0	0	0	0	
	1		750.000	50.000	158.560	36.000	500.000	1.494.560			60	0	0	0	0	0	0	0	
	2		775.000	50.000	158.560	18.210.000	500.000	19.693.560			60	0	0	0	0	0	0	0	
	3			50.000	317.120		500.000	867.120			60	0	0	0	0	0	0	0	
	4			50.000	317.120	1.250.000	500.000	2.117.120			60	0	0	0	0	0	0	0	
EXPLORACION 2do PERIODO	5			50.000	475.680	3.750.000	500.000	4.775.680			60	0	0	0	0	0	0	0	
	6							10.000.000	9.600	3.504.000	60	210.240.000	35.040.000	10.512.000	250.000	25.228.800	6.342.400	87.373.200	
	7							16.000.000	20.736	7.568.640	60	454.118.400	75.686.400	22.705.920	250.000	54.494.208	6.342.400	175.478.928	
	8							15.000.000	26.765	9.769.152	60	586.149.120	97.691.520	29.307.456	250.000	70.337.894	6.342.400	218.929.270	
	9							15.000.000	31.496	11.495.923	60	689.755.392	114.959.232	34.487.770	250.000	82.770.647	6.342.400	253.810.049	
EXPLOTACION 3er PERIODO	10							15.000.000	35.334	12.896.963	60	773.817.754	128.969.626	38.690.888	250.000	92.858.130	6.342.400	282.111.044	
	11							12.000.000	35.525	12.966.594	60	777.995.643	129.665.940	38.899.782	250.000	93.359.477	6.342.400	280.517.600	
	12								24.849	9.069.787	60	544.187.234	90.697.872	27.209.362	250.000	65.302.468	6.342.400	189.802.102	
	13								19.357	7.065.370	60	423.922.204	70.653.701	21.196.110	250.000	50.870.664	6.342.400	149.312.875	
	14								15.792	5.763.919	60	345.835.114	57.639.186	17.291.756	250.000	41.500.214	6.342.400	123.023.555	
	15								13.087	4.776.876	60	286.612.576	47.768.763	14.330.629	250.000	34.393.509	6.342.400	103.085.301	
	16								11.075	4.042.535	60	242.552.111	40.425.352	12.127.606	250.000	29.106.253	6.342.400	88.251.611	
	17								9.614	3.509.088	60	210.545.257	35.090.876	10.527.263	250.000	25.265.431	6.342.400	77.475.970	
	18								8.539	3.116.753	60	187.005.150	31.167.525	9.350.258	250.000	22.440.618	6.342.400	69.550.801	
	19								7.617	2.780.124	60	166.807.453	27.801.242	8.340.373	250.000	20.016.894	6.342.400	62.750.909	
	20								6.826	2.491.655	60	149.499.317	24.916.553	7.474.966	250.000	17.939.918	6.342.400	56.923.837	
	TOTAL	1.250.000	2.275.000	300.000	1.585.600	65.446.000	3.000.000	73.856.600	83.000.000		100.817.379		6.049.042.726	1.008.173.788	302.452.136	3.750.000	725.885.127	95.136.000	2.218.397.051

CALCULOS FINANCIEROS											
AÑOS	EGRESOS EXPLORACION + EXPLOTACION (\$)	FLUJO DE CAJA antes de Impuestos (\$)	FLUJO DE CAJA acumulado, antes de Impuestos (\$)	UTILIDAD NETA FISCAL (\$)	MIER 55% (\$)	IMPUESTOS (\$)	UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO (\$)	Inversiones (\$)	Costos Inversiones descontado (\$)	FLUJO DE CAJA s/descontar (\$)	FLUJO DE CAJA descontado (\$)
EXPLORACION 1er PERIODO	0	44.908.560	-44.908.560	-44.908.560	-43.450.000	0	-658.560	-43.608.560	43.450.000	-43.608.560	-43.608.560
	1	1.494.560	-1.494.560	-46.403.120	-1.286.000	0	-658.560	-1.444.560	36.000	32.727	-1.444.560
	2	19.693.560	-19.693.560	-66.096.680	-19.485.000	0	-658.560	-19.643.560	18.210.000	15.049.587	-19.643.560
	3	867.120	-867.120	-66.963.800	0	0	-817.120	-817.120	0	0	-817.120
	4	2.117.120	-2.117.120	-69.080.920	0	0	-817.120	-2.067.120	1.250.000	853.767	-2.067.120
EXPLOTACION 3er PERIODO	5	4.775.680	-4.775.680	-73.856.600	0	0	-975.680	-4.725.680	3.750.000	2.328.455	-4.725.680
	6	87.373.200	122.866.800	49.010.200	199.728.000	109.850.400	43.239.200	79.877.600	10.000.000	5.844.739	79.877.600
	7	175.478.928	278.639.472	327.649.672	431.412.480	237.276.864	100.753.856	178.135.616	16.000.000	8.210.530	178.135.616
	8	218.929.270	367.219.850	694.869.522	556.841.664	306.262.915	131.891.101	235.578.749	15.000.000	6.997.611	235.578.749
	9	253.810.049	435.945.343	1.130.814.865	655.267.622	360.397.192	156.324.913	279.870.430	15.000.000	6.361.464	279.870.430
	10	282.111.044	491.706.710	1.622.521.575	735.126.866	404.319.776	176.149.620	315.807.090	15.000.000	5.783.149	315.807.090
	11	280.517.600	497.478.043	2.119.999.618	739.095.861	406.502.723	177.134.906	320.593.137	12.000.000	4.205.927	320.593.137
	12	189.802.102	354.385.132	2.474.384.750	516.977.873	284.337.830	121.995.089	232.640.043	0	0	232.640.043
	13	149.312.875	274.609.329	2.748.994.079	402.726.094	221.499.352	93.632.586	181.226.742	0	0	181.226.742
	14	123.023.555	222.811.559	2.971.805.638	328.543.358	180.698.447	75.217.048	147.844.511	0	0	147.844.511
	15	103.085.301	183.527.276	3.155.332.913	272.281.948	149.755.071	61.250.399	122.526.876	0	0	122.526.876
	16	88.251.611	154.300.501	3.309.633.414	230.424.506	126.733.478	50.859.473	103.691.028	0	0	103.691.028
	17	77.475.970	133.069.287	3.442.702.701	200.017.994	110.009.897	43.311.190	90.008.097	0	0	90.008.097
	18	69.550.801	117.454.560	3.560.157.051	177.654.893	97.710.191	37.759.648	79.944.702	0	0	79.944.702
	19	62.750.909	104.056.544	3.664.213.595	158.467.081	87.156.894	32.996.358	71.310.186	0	0	71.310.186
	20	56.923.837	92.575.481	3.756.789.075	142.024.352	76.113.393	28.914.522	63.910.958	0	0	63.910.958

Total Inversión (\$)	VPN-Inversión (\$)	FCN (\$)	VPN (\$)
149.696.000	98.917.956	2.430.659.165	803.896.777
E.I.	TIR		
9,13	47%		

[ANEXO E]

Prospectos Profundos de la Cuenca Neuquina



TOTAL

**MESA REDONDA
“PROSPECTOS PROFUNDOS EN CUENCA NEUQUINA”
ANTECEDENTES Y EXPERIENCIAS**

**3° CONGRESO DE PRODUCCION
(IAPG) 22 Septiembre 2006 (11:00 – 12:30)**

MENDOZA

ANTECEDENTES

Prospectos Profundos en la Cuenca Neuquina:

¿Qué concepto hay que tener en cuenta para definir un prospecto profundo ?

- La profundidad actual vs. profundidad pasada ?
- La profundidad relacionada con la capacidad y/o costos de perforación ?
- La profundidad relacionada con los límites de presión ?
- La profundidad relacionada con el espesor del relleno sedimentario de la cuenca ?
- La profundidad respecto al “MSL” (mean sea level)?
- La profundidad a partir de la cual los reservorios se degradan o que la roca madre se presenta “quemada” ?
- La profundidad

ANTECEDENTES

Prospectos Profundos en la Cuenca Neuquina:

Elegimos 3 criterios para definir un Prospecto Profundo

- 1. Profundidad real de perforación “MD” de +/- 3500 metros**
- 2. Marco Tectónico (régimen de presión)**
- 3. Sistemas Petroleros (régimen de presión)**

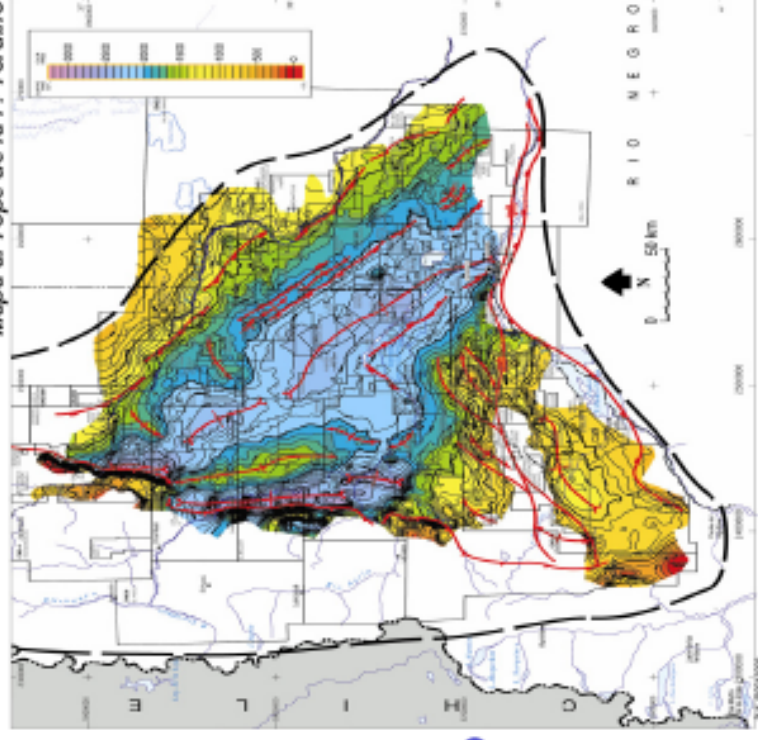
ANTECEDENTES

Prospectos Profundos en la Cuenca Neuquina:

**El Marco Tectónico
(provincias tectónicas)**

- La Faja Plegada
- La Dorsal de Huincul
- El Engolfamiento Neuquino
- La Plataforma Neuquina

Mapa al Tope de la F. Tordillo

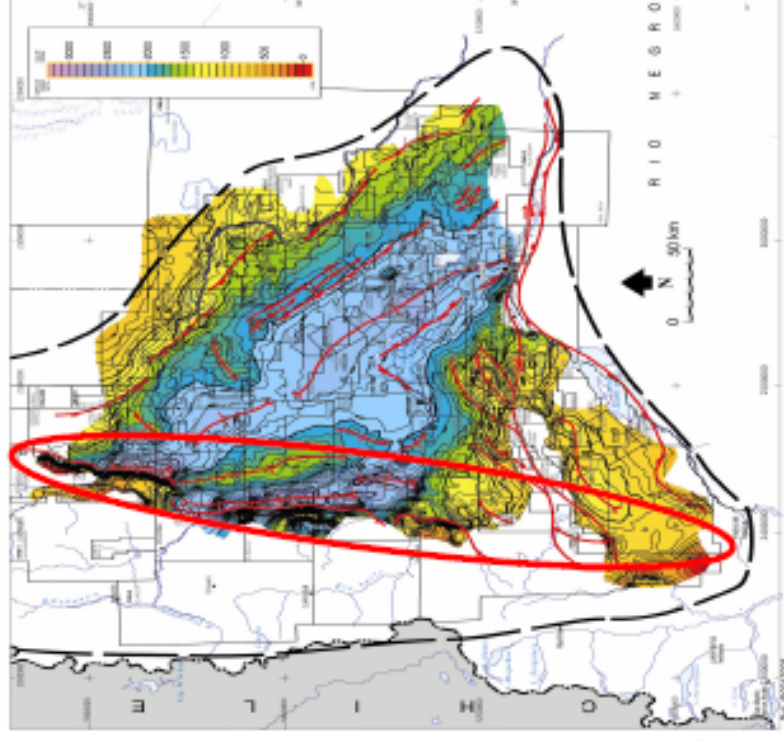


La Faja Plegada

Características y Problemáticas

- Superposición de “escamas tectónicas de edades diferentes
- Reservorios “superpuestos” de sistemas petroleros distintos
- Fuerte paleo-soterramiento de los reservorios: implica la pérdida de sus propiedades primarias (porosidad y permeabilidad)
- Variaciones e inversiones de presión “muy marcadas”
- Resolución de la sísmica para “imaginar prospectos”

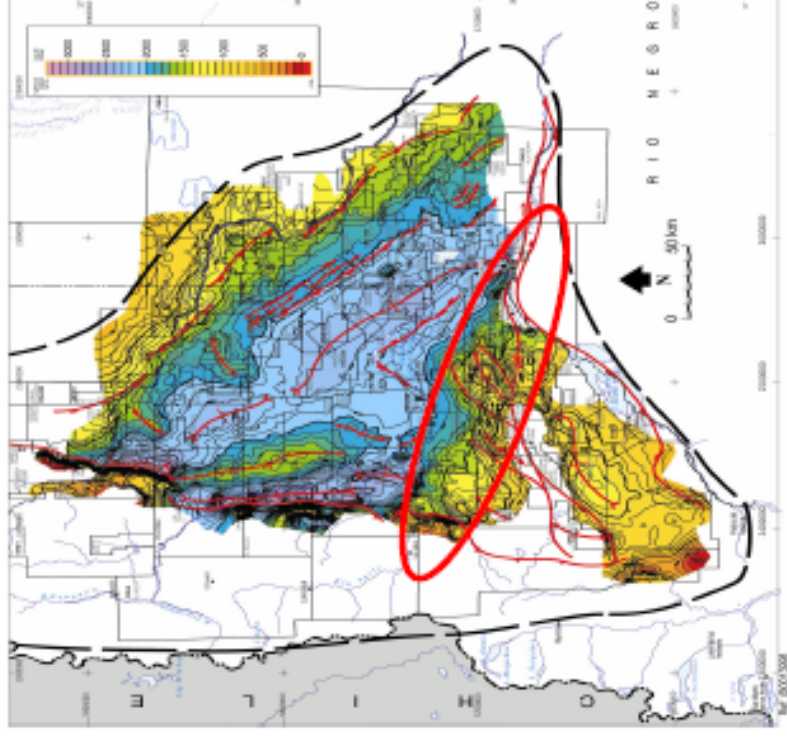
En este ambiente, un “prospecto profundo” podría estar localizado a sólo 2000 metros



La Dorsal de Huincul

Características y Problemáticas

- **Inversiones estructurales “activas” durante su historia tectónica**
- **Ambiente tectónico que presenta algunas semejanzas con la Faja Plegada**
- **Problemática relacionada con las variaciones de la presión y la calidad de los reservorios (en zonas con una historia de soterramiento marcado)**

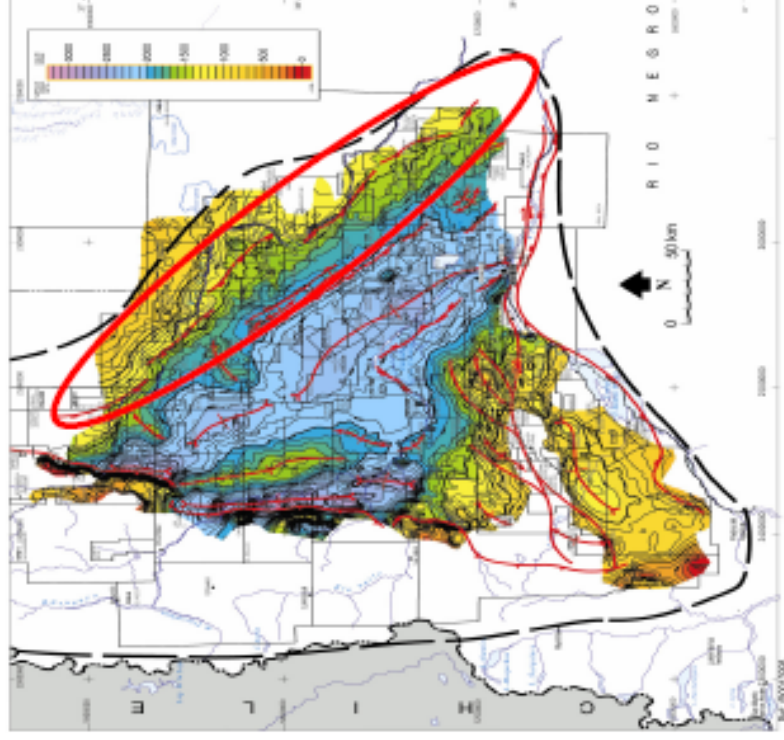


La Plataforma Neuquina

Características y Problemáticas

Esta comarca no presenta una problemática relacionada con los criterios definidos previamente:

- **Profundidades +/- 3500 metros**
- **Marco estructural e historia de soterramiento complejos**
- **Régimen de presión**

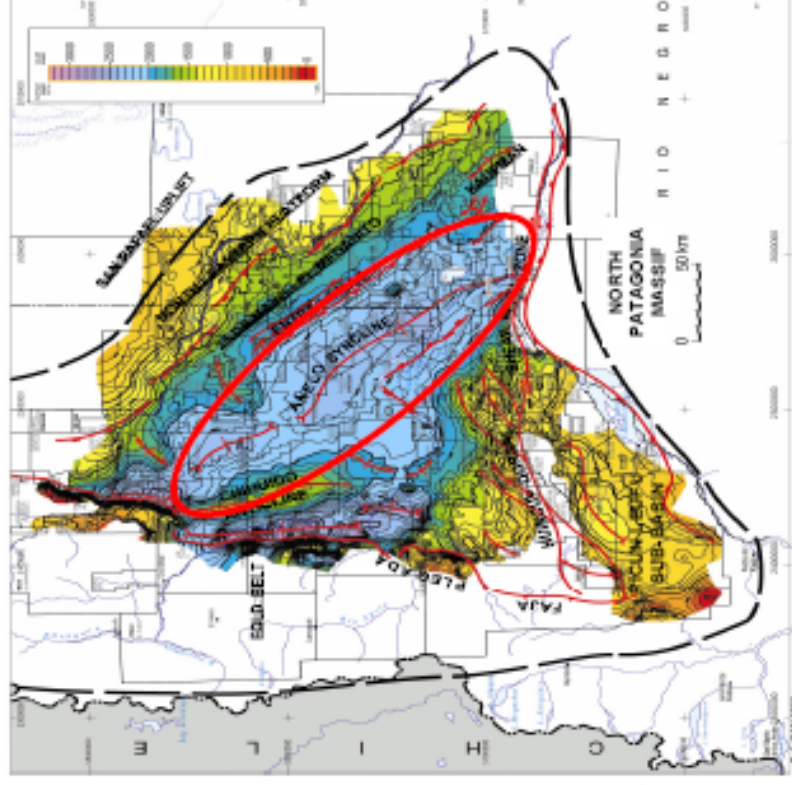


El Engolfamiento Neuquino

Características de los prospectos “profundos”

Consideramos “prospectos profundos” a aquellos que presentan las siguientes características:

- Se encuentran a profundidades > a 3500 metros
- Involucran al sistema petrolero MOLLES
- Presentan un régimen de presión > a 1,4 gr /cm³ (densidad equivalente)

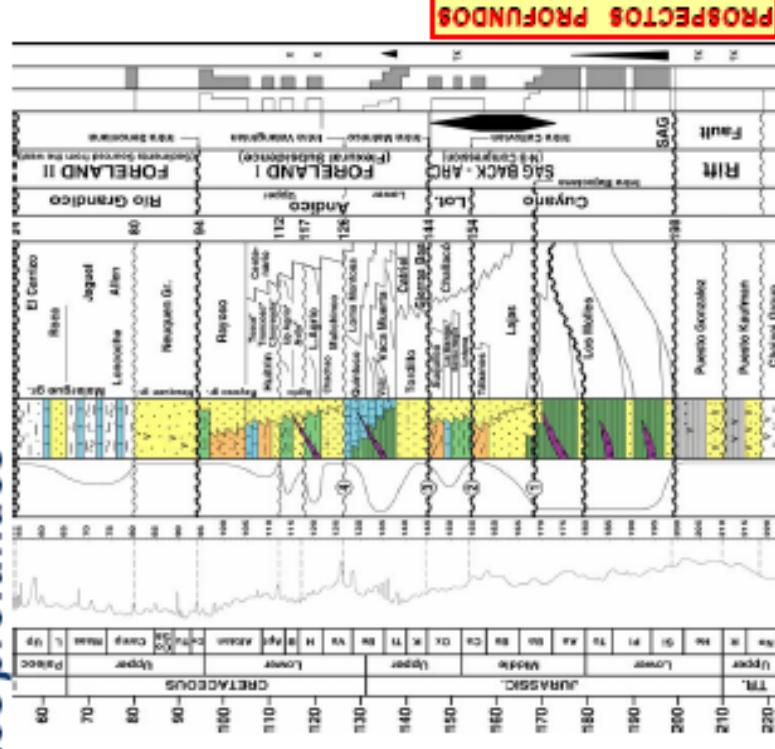


El Engolfamiento Neuquino

Problemática de los “prospectos profundos”

Los “prospectos profundos” se localizan por debajo de la Discordancia Intramármica (144 Ma), es decir son pre Formación AUQUILCO y presentan la siguiente problemática:

- Altos costos de perforación y desarrollo
- “Gas prone”
- Reservorios tradicionales con bajos valores de porosidad y permeabilidad (bajo IP) debido al alto grado de soterramiento



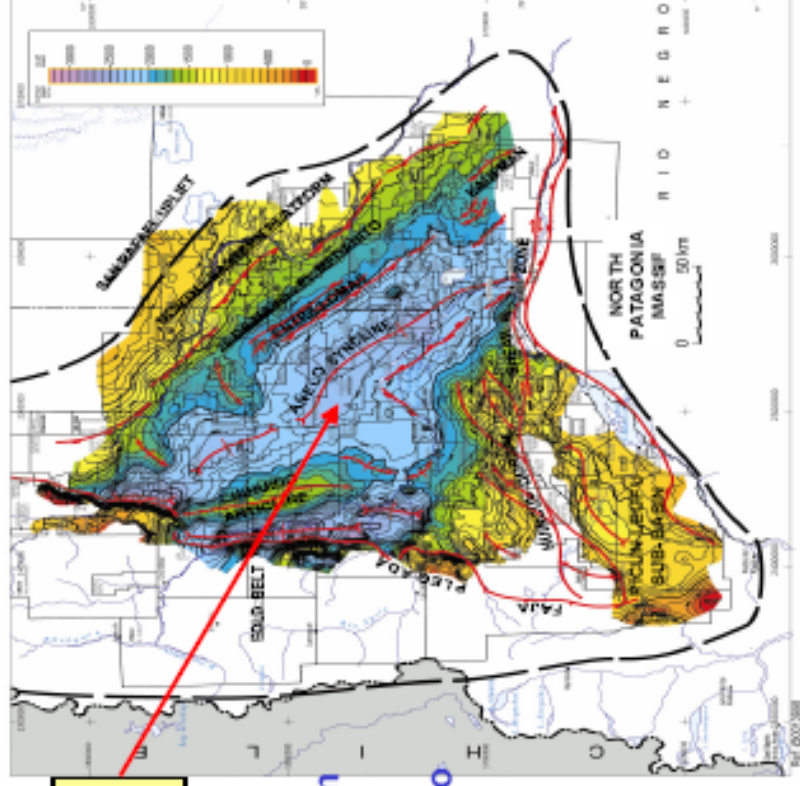
El Engolfamiento Neuquino

Prospectos Profundos en la Cuenca Neuquina

“Objetivos “ en la prospección profunda

Prospectos que posean una “**productividad**” adecuada para balancear los costos de perforación y desarrollo

- “Paleotampas” (con “llenado temprano”) que hayan preservado la porosidad y permeabilidad original (LLL)
- **Reservorios fracturados** (Lotena, Lajas, Molles, Precuyo, Choiyoi)



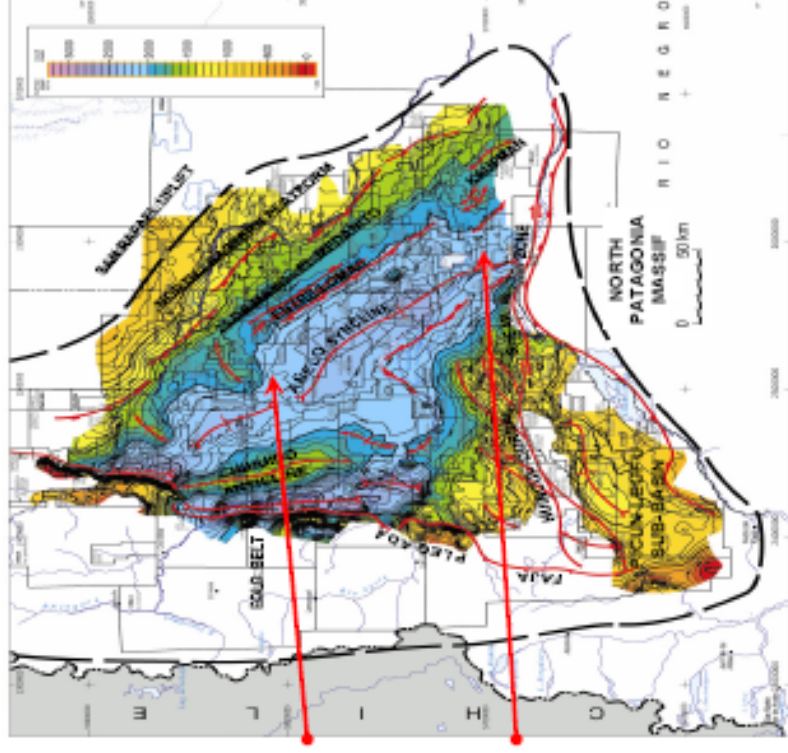
Prospectos Profundos en la Cuenca Neuquina

Descubrimientos

Cuáles son los descubrimientos “**profundos**” y representativos en los últimos 10 años ?:

1. **RINCON CHICO xp-101 (2002) – Total**
Austral – Filones (4100 metros) – Reservas 2P (SE) : **4 Gm3 de gas**
2. **LA YESERA (2001) – Chevron San**
Jorge – Precuyano (4698 metros) – Reservas 2P (SE) : **358 M m3 de petróleo y 2 Gm3 de gas**

Ambos descubrimientos tienen una característica en común: **la presencia de reservorios fracturados**





TOTAL

YACIMIENTO RINCON CHICO

**UN EJEMPLO DE YACIMIENTO “PROFUNDO”
CON RESERVORIOS NO TRADICIONALES**

Cuenca Neuquina - **Bloque San Roque**

Características geológicas del emplazamiento de intrusivos volcánicos

